

Fraunhofer IEG

# ERNEUERBAR, EFFIZIENT, REGIONAL – POTENZIALE VON GROSSWÄRMEPUMPEN IN BRANDENBURG UND SACHSEN



SUSANNE LANG ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin im Competence Center Hochtemperatur-Wärmepumpen am Fraunhofer IEG.

DR.-ING. FELIX PANITZ ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Competence Center Thermodynamische Wandler am Fraunhofer IEG.

ALEXANDER NIKOLOV ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Competence Center Wärmenetze 4.0 am Fraunhofer IEG.

BJÖRN DRECHSLER ist Leiter des Competence Centers Geschäftsmodelle der Systemtransformation und Technologietransfer am Fraunhofer IEG.

FABIAN AHRENDTS ist Leiter des Competence Centers Hochtemperatur-Wärmepumpen am Fraunhofer IEG.

DR. NADEZDA MEIER ist Wissenschaftliche Mitarbeiterin im Competence Center Globale Ressourcen am Fraunhofer IEG.



**Fraunhofer-Einrichtung für Energie-  
infrastrukturen und Geothermie IEG**

Gulbener Straße 23, 03046 Cottbus

#### IMPRESSUM

ONLINE-Studie 6/2024

wird herausgegeben von der Rosa-Luxemburg-Stiftung

V. i. S. d. P.: Henning Heine

Straße der Pariser Kommune 8A · 10243 Berlin · [www.rosalux.de](http://www.rosalux.de)

ISSN 2749-3156 · Redaktionsschluss: April 2024

Lektorat: Text-Arbeit, Berlin

Layout/Satz: MediaService GmbH Druck und Kommunikation

Diese Publikation ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit der Rosa-Luxemburg-Stiftung.  
Sie wird kostenlos abgegeben und darf nicht zu Wahlkampfzwecken verwendet werden.

# VORWORT DER ROSA-LUXEMBURG-STIFTUNG ZUR VORLIEGENDEN STUDIE

Im Jahr 2023 wurde nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in den 40,9 Millionen Wohnungen in Deutschland fast jede zweite Heizung mit Erdgas und knapp jede vierte mit Öl betrieben. Nach dem Klimaschutzgesetz ist der Wärmebedarf jedoch bis spätestens 2045 vollständig klimaneutral zu decken. In Anbetracht der üblichen Nutzungsdauer von Heizungssystemen von 20 bis 30 Jahren war es demnach längst überfällig, den Einbau fossil befeuerter Heizungen sukzessive zu unterbinden. Die als «Heizungsgesetz» bezeichnete Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) nahm sich im letzten Jahr dieser Aufgabe an, und zwar mit einer festgeschriebenen Quote eines Anteils regenerativer Energien und unvermeidbarer Abwärme in Höhe von zunächst 65 Prozent bei neu installierten Heizsystemen.

Aus Sicht der Rosa-Luxemburg-Stiftung gab es berechnete und notwendige Kritik an der GEG-Novellierung. So fehlten vor allem in den ersten Entwürfen starke bzw. klare soziale Absicherungen und eine angemessene Verknüpfung mit der kommunalen Wärmeplanung. Im Laufe der Beratungen wurden viele dieser Mängel beseitigt. Gleichzeitig wurde im verabschiedeten Gesetz jedoch das Klimaschutzpotenzial der neuen Regelungen gemindert, etwa durch ausufernde Übergangsregeln und die breite Verankerung von «grünem Wasserstoff» als Erfüllungsoption. Dieser wird jedoch für die Gebäudeheizung sehr ineffizient im Einsatz, mit hoher Wahrscheinlichkeit kaum verfügbar und damit auch sehr teurer sein. Parallel dazu starteten die fossile Gaswirtschaft und andere Akteure desorientierende Kampagnen, die nicht zuletzt die hocheffiziente Wärmepumpe diskreditierten. Letztere ist jedoch ökonomisch und ökologisch eine herausragende Lösung für eine klimafreundliche Wärmeversorgung.

Eher am Rande der Debatten blieb die Frage, mit welcher Heizungsquelle eigentlich Städte, anderweitig verdichtete Siedlungsgebiete und Industrieanlagen dekarbonisiert werden sollen. Diese Frage haben sich seit Beginn der Energie- und Energiepreiskrise im Jahr 2022 auch immer mehr Bürger\*innen gestellt. Denn im Zentrum bisheriger medialer und politischer Betrachtungen beim Heizungstausch standen vor allem Eigenheime oder kleinere Mehrfamilienhäuser, in denen die Installation einer Wärmepumpe oder einer der im GEG zugelassenen Alternativen aufgrund der örtlichen Gegebenheiten vergleichsweise einfach zu bewerkstelligen wäre. Eine Antwort darauf ist die im GEG sowie im neu geschaffenen Wärmeplanungsgesetz verankerte Option für Hauseigentümer\*innen,

sich mit «grüner Fernwärme» versorgen zu lassen. Wie genau diese Wärmenetze künftig klimaneutral beheizt werden können, ist eine Anschlussfrage, die sich momentan Verantwortliche in Städten und Kommunen im Zuge der nun anstehenden kommunalen Wärmeplanungen stellen dürften.

Eine naheliegende Option dafür spielt in Deutschland leider bislang so gut wie keine Rolle: die Großwärmepumpe. Dabei wäre es im Jahr 2045 nach einer aktuellen, im Auftrag von Agora Energiewende erstellten wissenschaftlichen Studie der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG (Fraunhofer IEG) notwendig und volkswirtschaftlich sinnvoll, über 70 Prozent der Fernwärme mittels Großwärmepumpen bereitzustellen. Im Gegensatz zu Deutschland ist die Großwärmepumpe beispielsweise in Skandinavien eine etablierte und zusehends genutzte Technologie. Neben den Vorreitern Norwegen mit einem Anteil an der Fernwärmeversorgung von rund 13 Prozent und Schweden mit über 8 Prozent haben auch Finnland, Dänemark und Frankreich im europäischen Vergleich überdurchschnittlich hohe Wärmeerzeugungsanteile durch Großwärmepumpen. In Deutschland betrug der Anteil hingegen im Jahr 2022 noch nahezu null Prozent.

Vor diesem Hintergrund hat die Rosa-Luxemburg-Stiftung Ende letzten Jahres die Fraunhofer IEG mit einer Studie zum Potenzial von Großwärmepumpen für die Wärmewende im Land Brandenburg und im Freistaat Sachsen beauftragt. Ziel der nun vorliegenden Studie ist es, mit den Ergebnissen kommunalen Verantwortungsträger\*innen und Hauseigentümer\*innen, aber auch Umweltgruppen und Mieterorganisationen vor Ort eine bessere Grundlage für ihre Entscheidungsfindung und politische Arbeit zu geben, um die Wärmewende sozial und ökologisch zu gestalten. Wir freuen uns, dass die Studie am Beispiel der Bundesländer Sachsen und Brandenburg deutlich macht, inwieweit die Großwärmepumpentechnologie und die dazugehörige Infrastruktur eine geeignete Lösung zur Transformation der Wärmeversorgung sein kann. In der Studie werden dazu auch eine Reihe von Praxisbeispielen aus anderen Teilen der Bundesrepublik sowie aus europäischen Ländern vorgestellt und Ansatzpunkte sowie Orientierung dazu gegeben, wo und wie sich gute Bedingungen für Großwärmepumpen in Sachsen und Brandenburg nutzen bzw. schaffen lassen.

Eine wichtige Voraussetzung dafür, dass sich Akteure einer umweltfreundlichen und effizienten Wärmeversorgung zuwenden können, ist eine gute Informationsbasis, wie sie etwa in Brandenburg in Form des

dortigen Wärmekatasters existiert. Dieses ermöglicht eine ortsgenaue Auskunft zu möglichen Wärmequellen im Bundesland. Es wäre hilfreich, wenn Sachsen diesem Beispiel folgen würde.

Großwärmepumpen sind nicht nur höchst effizient, sie eignen sich auch für einen gemeinwohlorientierten Betrieb über Stadtwerke, städtische Eigenbetriebe, Wohnungsgenossenschaften bzw. dörfliche oder Bürgerenergie-Gemeinschaften. Sie können so einen wertvollen Beitrag dazu leisten, die Rolle kommunaler Akteure und die soziale Komponente in der Energieversorgung zu stärken. Vielen Bürger\*innen, die sich heute vielleicht von der Energiewende im Heizungsbereich überfordert fühlen, bietet der mögliche Ausbau grüner Wärmenetze mit Großwärmepumpen im kommunalen oder gemeinschaftlichen Eigentum eine hoffnungsvolle Perspektive. Im dänischen Esbjerg beispielsweise baut das bayerische Unternehmen MAN gerade eine Großwärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 50 MW, die 100.000 Einwohner\*innen (ca. 25.000 Haushalte) klimafreundlich versorgen wird.

Die Technologie kann auch kleine und mittlere Unternehmen in ihren Klimaschutzbemühungen unterstützen. Denn Großwärmepumpen erlauben deutlich höhere Vorlauftemperaturen (bis zu 200 Grad Celsius), was ihren Einsatzbereich gegenüber kleinen dezentralen Wärmepumpen bis hin zu Industrieanwendungen deutlich ausweitet. Zudem kann in Wärmenetze vielerorts auch die Abwärme von Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft eingespeist werden. Nicht zuletzt lässt sich mit Wärmepumpen auch Kälte erzeugen – angesichts der immer heißeren Sommer ein Beitrag zur Klimaanpassung.

Selbstverständlich wird die Großwärmepumpe nicht die *eine* beste Lösung für alle Anwendungsfälle sein, denn ihre Wirtschaftlichkeit und Effizienz hängen sowohl von der jeweilig verfügbaren Wärmequelle und den sonstigen Standortbedingungen als auch von den konkreten Charakteristika der zu versorgenden Wärmenetze und Gebäude ab. In vielen Fällen – so zeigt es auch die vorliegende Studie der Fraunhofer IEG – wird beispielsweise die dezentrale Wärmepumpe eine gleichwertige oder bessere Lösung sein. Doch gerade für urbane und stark verdichtete Räume wird es perspektivisch kaum eine andere klimafreundliche Option geben als das System Großwärmepumpe–Wärmenetz–Wärmespeicher, ergänzt durch die Nutzung unvermeidbarer Abwärme.

Grüner Wasserstoff als vermeintliche Alternative wird hingegen für den Gebäudebereich schlicht nicht in ausreichenden Mengen und zu akzeptablen Preisen verfügbar sein, wie zahlreiche Studien belegen. Dessen Einsatz im Wärmesektor wäre ohnehin um ein Vielfaches ineffizienter als der einer Wärmepumpe. Angesichts des großen Ökostrombedarfs für seine

Herstellung und der hohen Energieverluste entlang der Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff sollte dieser möglichst nur jenen Anwendungen vorbehalten sein, die durch eine direkte Elektrifizierung nicht zu dekarbonisieren sind. Das betrifft zum Beispiel Reduktionsprozesse bei der Roheisenherstellung, Teile der Grundstoffchemie, perspektivisch auch den Flug- und Seeverkehr sowie die Rückverstromung in Gaskraftwerken in Zeiten der Dunkelflaute.

Um heute einen wirtschaftlichen Betrieb von Großwärmepumpen in Deutschland zu ermöglichen und Anreize für entsprechende Investitionen in Wärmenetze und -speicher zu schaffen, bedarf es zuverlässiger politischer Rahmenbedingungen und ausreichender Planungssicherheit. Die vorliegende Studie macht dafür Vorschläge. Unter anderem müssen hinsichtlich von Umlagen und Abgaben Lösungen gefunden werden, die eine faire, dem regenerativen Stromsystem dienliche und am besten regionale Anbindung von Großwärmepumpen an Ökostrom produzierende Anlagen ermöglichen. Ferner werden die infolge europäischer Regelungen absehbar steigenden CO<sub>2</sub>-Preise im Wärmesektor die Rentabilität von Wärmepumpen gegenüber Gasheizungen verbessern. Im Gegenzug wird die bereits im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung vereinbarte und mehrfach zeitnah angekündigte Zahlung eines Klimagelds umso dringlicher, insbesondere für Haushalte mit geringen Einkommen und Vermögen.

Aus Sicht der Verbraucher\*innen kann die Abhängigkeit von einem Wärmeversorger, der zumindest für die netzgebundene Versorgung ein natürliches Monopol darstellt, problematisch sein, sollte dieses missbraucht werden, etwa über intransparente Preisgestaltungen. Aus diesem Grund plädiert die Rosa-Luxemburg-Stiftung dafür, die Regulierung der netzgebundenen Wärmeversorgung sinnvoll weiterzuentwickeln. Wir verweisen hier auf den Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), der seit längerem eine verbraucherfreundliche Novellierung der Fernwärme-Verordnung fordert. Fehlender Verbraucherschutz kann ansonsten zum Investitions- und Transformationsrisiko für eine zukunftsfähige Wärmeversorgung werden. In der Studie vorgestellte gemeinnützige oder partizipative Gesellschaftsformen für die netzgebundene Wärmeversorgung, beispielsweise als Nahwärmegenossenschaft der Anschlussnehmer, können solchen Problemen von vornherein aus dem Weg gehen.

**Daniela Trochowski**, Geschäftsführerin  
der Rosa-Luxemburg-Stiftung

**Uwe Witt**, Referent für Klimaschutz und  
Strukturwandel der Rosa-Luxemburg-Stiftung

Berlin, April 2024

# INHALT

<b>1 Die Großwärmepumpentechnologie im Überblick</b>	<b>6</b>
1.1 Grundprinzip und Funktionsweise	6
1.2 Rolle der grünen Wärmenetze und -speicher für die Wärmewende in Deutschland	6
1.3 Technologie und Arbeitsmittel	8
1.4 Effizienzvorteile	9
1.5 Marktüberblick	12
1.6 Vorreiterprojekte aus Nordeuropa	12
1.7 Rahmenbedingungen für den Roll-out von Großwärmepumpen in Wärmenetzen	15
1.8 Bedeutung der kommunalen Wärmeplanung	16
<b>2 Wärmequellenpotenziale für Großwärmepumpen in Brandenburg und Sachsen</b>	<b>19</b>
2.1 Gewässerthermie	19
2.2 Abwasser	19
2.3 Grubenwasser	20
2.4 Umgebungsluft	20
2.5 Rechenzentren	21
2.6 Industrielle Abwärme	22
2.7 Oberflächennahe Geothermie	22
2.8 Tiefe und mitteltiefe Geothermie	22
2.9 Wärmespeicher	23
2.10 Rolle von Wärmenetzen und Großwärmepumpen in Strukturwandelregionen	24
<b>3 Großwärmepumpen – Beispiele aus Deutschland</b>	<b>26</b>
3.1 Großwärmepumpen zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in Lemgo	26
3.2 Reallabor Flusswasserwärmepumpe am Großkraftwerk Mannheim	29
3.3 Mitteltiefe Geothermie in Schwerin	29
3.4 Abwärme aus der Milchproduktion zur Wärmeversorgung in Freiburg im Breisgau	31
3.5 Wärmeversorgung aus Tagebauseen in Sachsen und Brandenburg	32
<b>4 Großwärmepumpen in Nahwärmenetzen im ländlichen Raum</b>	<b>33</b>
4.1 Nahwärmenetze	33
4.2 Günstige Bedingungen für Großwärmepumpen im ländlichen Raum	35
4.3 Beispiele	38
4.4 Kostenunterschiede von Wärmeversorgungsvarianten aus Verbrauchersicht	44
4.5 Nahwärme als Bürgerenergie	49
<b>5 Zusammenfassung</b>	<b>53</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>55</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>56</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>57</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>58</b>
<b>A.1 Anhang</b>	<b>67</b>

# 1 DIE GROSSWÄRMEPUMPENTECHNOLOGIE IM ÜBERBLICK

## 1.1 GRUNDPRINZIP UND FUNKTIONSWEISE

Großwärmepumpen basieren auf dem gleichen Grundprinzip wie Wärmepumpen, die in Einfamilienhäusern oder kleineren Mehrfamilienhäusern eingesetzt werden, indem Wärme aus der Umgebung auf ein Kältemittel übertragen und durch Verdichtung auf ein höheres Temperaturniveau angehoben wird. Sie unterscheiden sich jedoch in ihrem Leistungsbereich und zum Teil auch in der Verdichtertechnologie. Der Begriff Großwärmepumpe ist bisher nicht einheitlich definiert. Er wird häufig im Zusammenhang mit der Nutzung in Wärmenetzen verwendet, aber auch in Bezug auf die Heizleistung. Der Bundesverband Wärmepumpen e. V. definiert Großwärmepumpen als Wärmepumpen mit einer Heizleistung von 100 kW oder mehr [1]. In der vorliegenden Studie bezieht sich der Begriff Großwärmepumpe auf Wärmepumpen in diesem Leistungsbereich, die eine zentrale Wärmenetzversorgung bereitstellen.

Die am häufigsten eingesetzte Technologie für Wärmepumpen ist die Kompressionswärmepumpe. Der Effizienzvorteil von Wärmepumpen gegenüber direktelektrischen Power-to-Heat-Anlagen, wie Elektrokesseln, aber auch wasserstoffbasierten Gaskesseln, liegt in der Nutzung von Umweltwärme, wodurch ein geringer Anteil an Strom benötigt wird. Der grundlegende Kreislauf einer Kompressionswärmepumpe funktioniert wie folgt: Zuerst nimmt ein Kältemittel die Wärme aus einer Wärmequelle auf und verdampft dabei; danach erfolgt die Kompression und somit die Temperaturerhöhung im Verdichter, gefolgt von der Wärmeübertragung an die Wärmesenke, wie beispielsweise an ein Wärmenetz, wobei das Kältemittel kondensiert. Nachfolgend wird das Kältemittel entspannt und kühlt dabei ab, um in den Ausgangszustand zurückzukehren. Dieses Grundprinzip bleibt unverändert bestehen, unabhängig von der Leistungsklasse und den Temperaturniveaus der Wärmequelle und -senke. Die Auswahl des Kältemittels, der Komponenten wie Verdichter und Wärmeübertrager sowie der internen Verschaltungsvariante richtet sich nach den jeweiligen Anforderungen der Anwendung, ihrem Temperaturniveau und Leistungsbereich.

## 1.2 ROLLE DER GRÜNEN WÄRMENETZE UND -SPEICHER FÜR DIE WÄRMEWENDE IN DEUTSCHLAND

Die auch als «Big 5» bezeichneten fünf umfassenden Energiesystem- und Klimaneutralitätsstudien, die in den vergangenen Jahren in der Bundesrepublik erarbeitet wurden, skizzieren die erforderlichen Trans-

formationspfade zum kosteneffizienten Erreichen der Klimaschutzziele aus volkswirtschaftlicher Sicht. Diese Studien belegen die Bedeutung von dekarbonisierten Wärmenetzen und dezentralen Wärmepumpen zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors [2]. Neben Elektrokesseln wird Großwärmepumpen aufgrund ihrer hohen Effizienz und ihrer Eignung zur Kopplung des Strom- und Wärmesektors eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung zugeschrieben. [3–7]

### Wärmenetze

Im Jahr 2020 lag der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch im Gebäudesektor in Brandenburg bei etwa 10 Prozent und in Sachsen bei etwa 15 Prozent. Die Werte liegen somit etwas über dem Durchschnittswert für Deutschland von rund 8 Prozent (vgl. Abbildung 1).

In absoluten Zahlen betrug der Endenergieverbrauch von Fernwärme im Jahr 2020 4,6 TWh in Brandenburg und 7,4 TWh in Sachsen [10].

Um den Energieträgereinsatz in der Fernwärme abzubilden, wurden die Daten der AGFW aus dem Jahr 2020 verwendet. Diese Daten basieren auf einer Analyse von Fernwärmenetzen, die etwa 70 Prozent der Gesamtnetzlänge in Deutschland abdecken. Abbildung 2 zeigt, dass erneuerbare Energieträger, mit Ausnahme von Biomasse, aktuell noch keine signifikante Rolle bei der Bereitstellung von Fernwärme spielen. In Sachsen macht Erdgas etwa die Hälfte des Energieeinsatzes aus, auch Braunkohlekraftwerke sind in Sachsen noch von großer Bedeutung. In Brandenburg hat Braunkohle mit einem Anteil von etwa 85 Prozent einen noch bedeutenderen Anteil als Energieträger bei der Bereitstellung von Fernwärme.

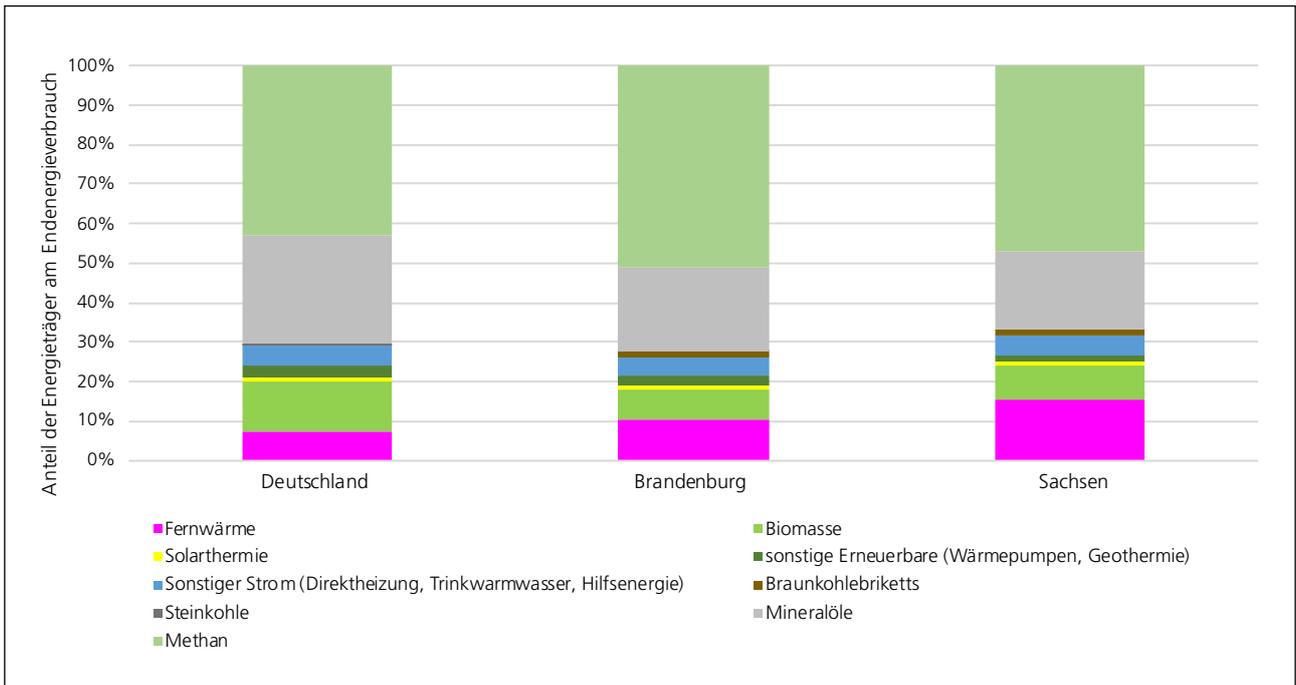
Im Zusammenhang mit dem Kohleausstieg zeigt dies, dass insbesondere in Brandenburg, aber auch in Sachsen die dringende Notwendigkeit besteht, den Anteil der derzeit aus Kohle erzeugten Wärme im Zuge des Kohleausstiegs durch CO<sub>2</sub>-freie Alternativen zu ersetzen.

### Wärmespeicher

Mit dem zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Wärmequellen in Wärmenetzen wächst die Bedeutung von Wärmespeichern. Wärmespeicher ermöglichen eine zeitliche Entkopplung der Wärmeerzeugung und -nachfrage.

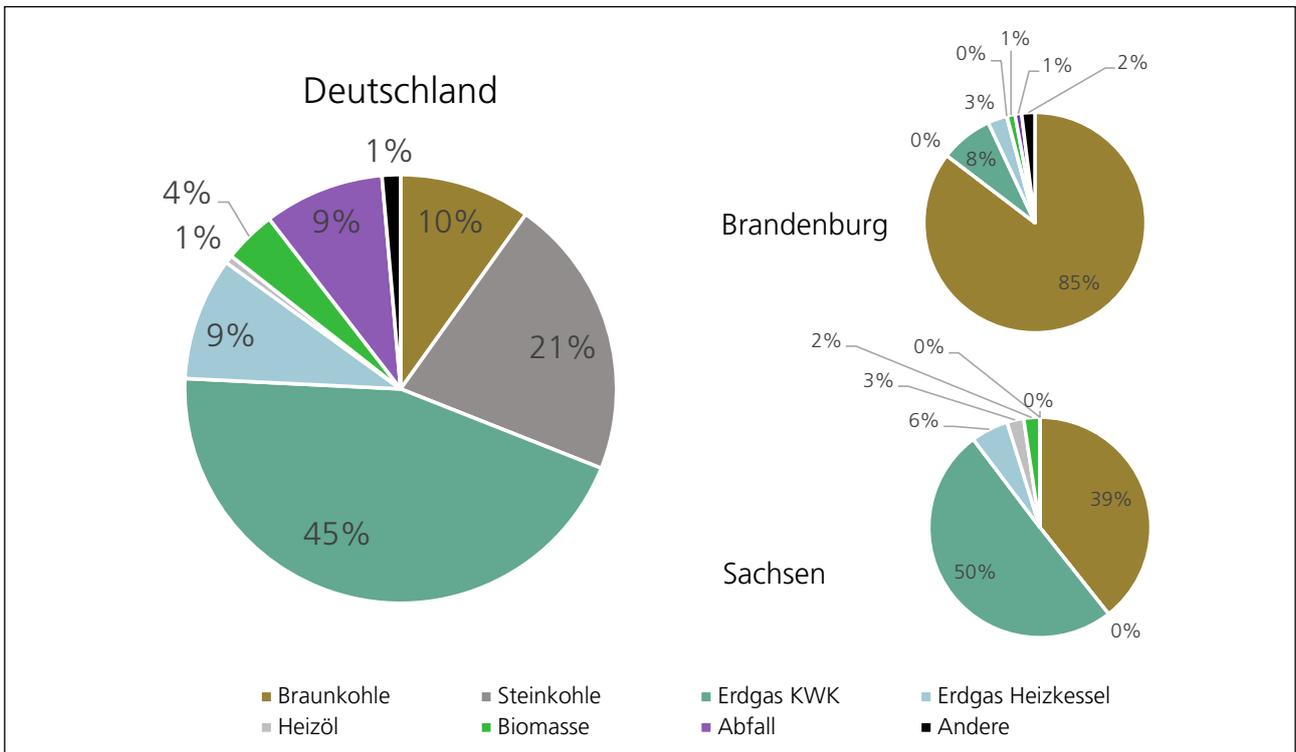
Dadurch wird ein flexibler und systemdienlicher «grünstromgeführter» Einsatz von Großwärmepumpen ermöglicht. Das bedeutet, dass Großwärmepumpen insbesondere bei einem hohen Angebot an erneuerbarem Strom aus Solar- und Windenergieanlagen betrieben werden und damit den Speicher bela-

Abbildung 1: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch im Gebäudesektor im Jahr 2020



Quelle: eigene Darstellung basierend auf [8, 9]

Abbildung 2: Energieträgereinsatz bezogen auf den Heizwert zur Fernwärmeerzeugung im Jahr 2020



Quelle: eigene Darstellung basierend auf [11]

den. Auf diese Weise lässt sich eine unnötige Drosselung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen vermeiden.

Für einen solchen flexiblen «grünstromgeführten» Betrieb von Großwärmepumpen bietet sich die Kom-

bination mit Kurzzeitspeichern an. Diese können Wärme über einen Zeitbereich von Stunden bis zu wenigen Tagen speichern und werden in der Regel als drucklose, druckbehaftete oder Zwei-Zonen-Speicher in Form von Stahltanks ausgeführt, die oberir-

disch aufgestellt werden [12]. Je nach Speicherbedarf können auch mehrere dieser Speicher nebeneinander angeordnet werden; dies wird derzeit insbesondere bei druckbehafteten Speichern gemacht. Abbildung 27 zeigt zwei dieser Speicher.

Für eine saisonale Speicherung von Wärme stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, wie Aquiferspeicher, Erdbeckenspeicher, Grubenwärmespeicher und Erdwärmesonden. Diese saisonalen Speicher können dazu genutzt werden, um im Sommer Wärme aus Solarthermie oder auch aus Wärmepumpen zu speichern und diese dann im Herbst oder Winter je nach Vorlauftemperatur des Wärmenetzes mithilfe einer Wärmepumpe auf das benötigte Temperaturniveau anzuheben.

### 1.3 TECHNOLOGIE UND ARBEITSMITTEL

Die in Wärmepumpen eingesetzten Kältemittel (bzw. Arbeitsmittel) sind auf bestimmte Temperaturbereiche beschränkt, die sich aus ihren thermodynamischen Eigenschaften ergeben. Die Wahl des Kältemittels erfolgt somit entsprechend der vorgegebenen Quellen- und Senkentemperaturen (siehe Tabelle 4 im Anhang).

Aus technischer Sicht sind bei der Kältemittelauswahl weitere Aspekte wie die Materialverträglichkeit oder die volumetrische Wärmekapazität als Indikatoren für die Dimensionierung der Wärmepumpe sowie

das Druckniveau zu berücksichtigen. Neben diesen technischen Auswahlkriterien stellt insbesondere die Umweltverträglichkeit ein wichtiges Auswahlkriterium dar. Generell können Kältemittel in die Klassen HFKW (teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe), HFO (Hydrofluorolefin-Kältemittel) und natürliche Kältemittel eingeteilt werden (siehe Tabelle 1).

Aufgrund ihres hohen Treibhausgaspotenzials wird der Einsatz der derzeit noch weitverbreiteten HFKW-Kältemittel durch die F-Gas-Verordnung stark begrenzt. Diese zielt darauf ab, die Emissionen fluorierter Treibhausgase zu senken. Die Kältemittelklasse der HFO, die teilweise als Ersatz für HFKW-Kältemittel eingesetzt werden, könnte bei Inkrafttreten des aktuellen Entwurfs der REACH-Verordnung<sup>1</sup> aufgrund der enthaltenen PFAS (per- und polyfluorierte Alkylverbindungen) ebenfalls beschränkt bzw. verboten werden. PFAS, auch als Ewigkeitschemikalien bezeichnet, sind eine Gruppe von Chemikalien, welche sich durch ihre hohe Persistenz auszeichnen und als potenziell gesundheits- und umweltgefährdend eingestuft sind. Die natürlichen Kältemittel haben weder ein hohes Treibhausgaspotenzial, noch enthalten diese PFAS. Ein Nachteil hingegen ist, dass diese teilweise brennbar und/oder toxisch sind. Toxizität und Brennbarkeit sind jedoch durch technische Sicherheitseinrichtungen beherrschbar, wie der seit Jahrzehnten erprobte Umgang in industriellen Anlagen, beispielsweise zur Kühlung in der Lebensmittelbranche, zeigt. [2]

**Tabelle 1: Eigenschaften aktuell eingesetzter Kältemittelklassen**

Kältemittelklasse	Kältemittel	Eigenschaften
HFKW	R245fa, R134a, R410a	Technisch effizient Überwiegend nicht toxisch und nicht brennbar Hohes Treibhausgaspotenzial
HFO	R1234ze (Z), R1233zd (E), R1336mzz (Z)	Niedriges Treibhausgaspotenzial Enthalten PFAS
Natürliche Kältemittel	R717 (NH <sub>3</sub> ), R718 (H <sub>2</sub> O), R744 (CO <sub>2</sub> ), R290 (Propan), R600 (Butan), R601 (Pentan), R600a (Isobutan)	Niedriges Treibhausgaspotenzial Enthalten keine PFAS Teilweise toxisch und/oder brennbar

Als Verdichter kommen bei Großwärmepumpen insbesondere Hubkolbenkompressoren, Schraubenverdichter und Turbokompressoren zum Einsatz. Die Wahl des Verdichters ist einerseits von seiner Kompatibilität mit dem Kältemittel abhängig und andererseits von den Anforderungen an den benötigten Leistungsbereich, Temperaturhub und der erforderlichen Flexibilität (siehe Abbildung 3).

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird durch deren COP-Wert (Coefficient of Performance) angegeben. Dieser Wert gibt das Verhältnis der erzeugten Wärmeleistung zur eingesetzten elektrischen Leistung an:

$$COP = \frac{\text{erzeugte Wärmeleistung}}{\text{eingesetzte elektrische Leistung}}$$

<sup>1</sup> Die REACH-Verordnung ist eine Verordnung der Europäischen Union zum Schutz der menschlichen Gesundheit und der Umwelt vor Risiken, die durch Chemikalien entstehen können [13]. Eine Entscheidung zur Beschränkung von PFAS, die auf dem Dossier von fünf EU-Staaten basiert, wird für das Jahr 2025 erwartet [2].

Das heißt, bei einem höheren COP wird weniger elektrische Leistung benötigt, um die gleiche Heizleistung zu erreichen. Thermodynamisch wird der erreichbare COP durch die Temperatur der Wärmequelle und der Wärmesenke beschränkt. Der thermodynamisch ideale COP wird als Carnot-COP bezeichnet und repräsentiert den maximal möglichen COP. Da im realen Prozess beispielsweise Reibungs- und Wärmeverluste auftreten, liegt der reale COP in der Regel im Bereich zwischen 40 und 60 Prozent des Carnot-COP. Dieses Verhältnis zwischen dem Carnot-COP und dem realen COP wird als Gütegrad bezeichnet. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) entspricht dem COP über den Zeitraum eines Jahres. In Abbildung 4 ist dargestellt, welche COPs in Wärmenetzen in Abhängigkeit von der Quellentemperatur und Vorlauftemperatur unter Berücksichtigung eines Gütegrads von 50 Prozent erreicht werden können.

Fernwärmenetze haben in der Regel Vorlauftemperaturen von 80 bis 130°C. Bei der Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen wie Umgebungsluft, oberflächennaher Geothermie, Oberflächengewässern und Abwasser werden in Fernwärmenetzen mit Vorlauftemperaturen von bis zu 110°C in der Regel COPs von 1,8 bis 3 erreicht. Mit höheren Wärmequellentemperaturen wie zum Beispiel von industrieller Abwärme mit einer Temperatur von 50°C kann bei einer Vorlauftemperatur von 110°C ein COP von 3,2 erreicht werden.

Höhere COPs können mit Nahwärmenetzen erzielt werden, die typischerweise Vorlauftemperaturen im Bereich von 60 bis 80°C aufweisen. Beispielsweise kann bei einem Nahwärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 70°C und der Verwendung von Flusswasser mit einer durchschnittlichen Temperatur von 10°C ein COP von 2,9 erreicht werden. Kalte Nahwär-

menetze bedürfen in der Regel aufgrund der niedrigen Vorlauftemperatur keiner zentralen Wärmepumpe (siehe 4.1).

Neben der Quellen- und Senktemperatur, die beide einen wesentlichen Einfluss auf den COP haben, kann die Effizienz auch durch unterschiedliche Verschaltungsvarianten (z. B. interne Wärmeübertrager, Kaskade) oder durch das verwendete Kältemittel beeinflusst werden. Daher besteht die Möglichkeit, den COP beispielsweise durch eine komplexere Verschaltungsvariante zu erhöhen, was in der Regel jedoch mit höheren Investitionskosten verbunden ist. [2]

#### 1.4 EFFIZIENZVORTEILE

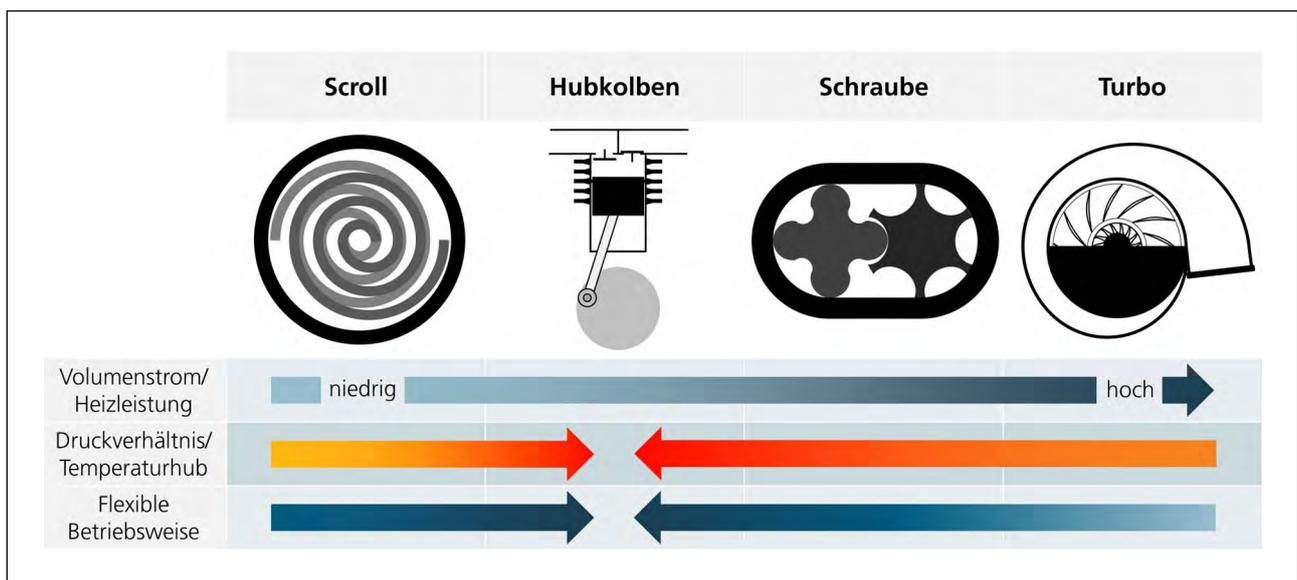
Das Hauptcharakteristikum von Wärmepumpen liegt darin, dass sie durch die Nutzung einer Wärmequelle eine Wärmemenge bereitstellen, die größer ist als die verbrauchte Strommenge. In den meisten Anwendungsfällen beträgt die erzeugte Wärme sogar ein Vielfaches des Stromeinsatzes.

Welche Effizienzvorteile sich daraus gegenüber anderen erneuerbaren Wärmeversorgungs-lösungen ergeben, wird nachfolgend dargestellt.

Zu möglichen CO<sub>2</sub>-neutralen Wärmeversorgungs-lösungen zählen grünstrombasierte Lösungen, zu denen Großwärmepumpen ebenso gehören wie direktelektrische Power-to-Heat-Lösungen, beispielsweise Elektrodenkessel, und wasserstoffbasierte Wärmeerzeugung. Die Wärmeversorgung mit Biomasse in Form von Hackschnitzeln und Biogas stellt eine weitere Option für bestimmte Fälle dar.

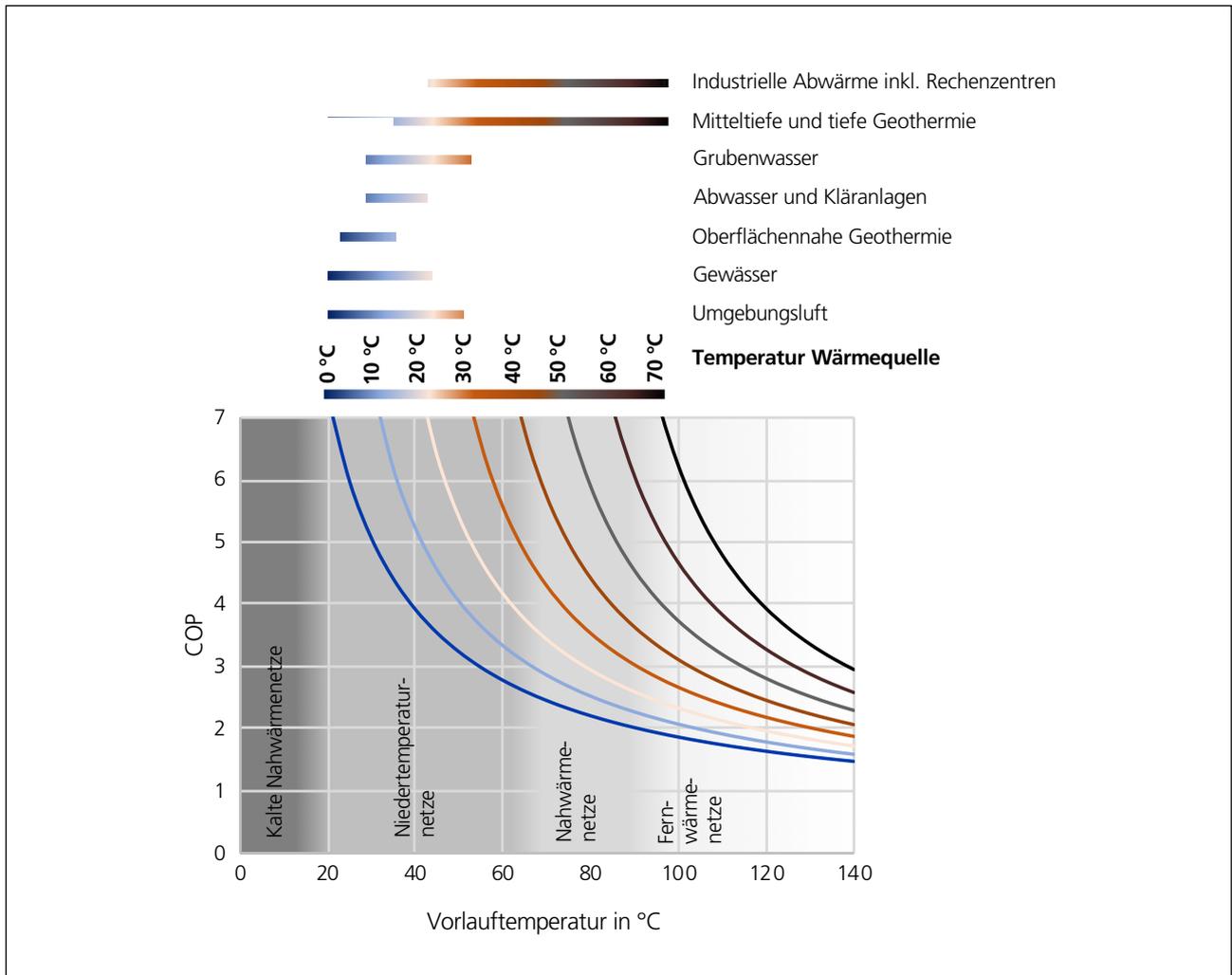
Der Vorteil von Wärmepumpen gegenüber anderen grünstrombasierten Lösungen wird in Abbildung 5

Abbildung 3: Hauptmerkmale der jeweiligen Verdichterarten



Quelle: [2]

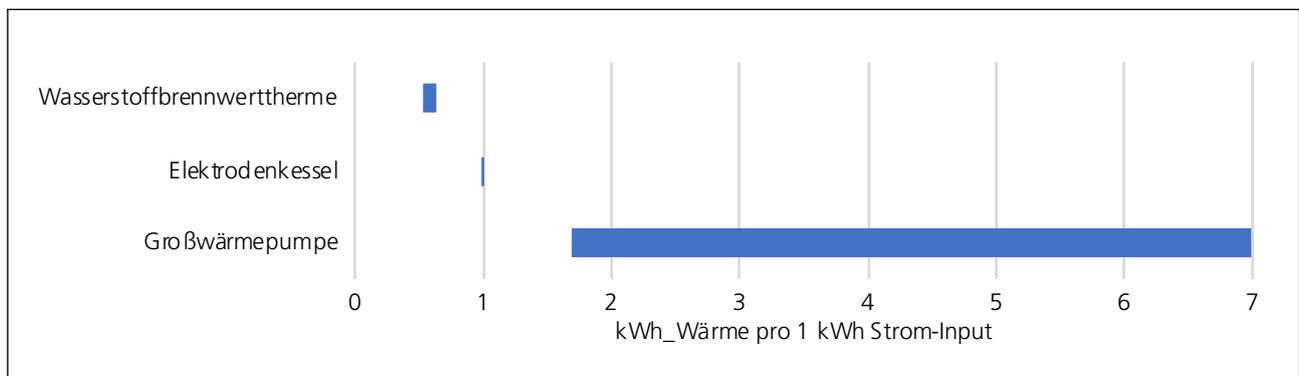
Abbildung 4: COP für Großwärmepumpen in Wärmenetzen bei einem Gütegrad von 50 Prozent



Quelle: eigene Darstellung

anhand des Vergleichs derjenigen Wärmemengen aufgezeigt, die durch die verschiedenen Technologien jeweils aus einer Kilowattstunde Strom erzeugt werden können.

Abbildung 5: Gegenüberstellung spezifischer Strombedarfe: wasserstoffbasiertes Heizwerk, Elektrodenkessel und Großwärmepumpe<sup>2</sup>



Quelle: eigene Darstellung

<sup>2</sup> Annahme wasserstoffbasierte Wärme: Bereich des Gesamtwirkungsgrads von 0,54 bis 0,63 Prozent; Annahme Elektrodenkessel: Nahezu 100 Prozent des eingesetzten Stroms sind als Wärme nutzbar; Annahme Wärmepumpe: COP-Bereich von 1,7 bis 7.

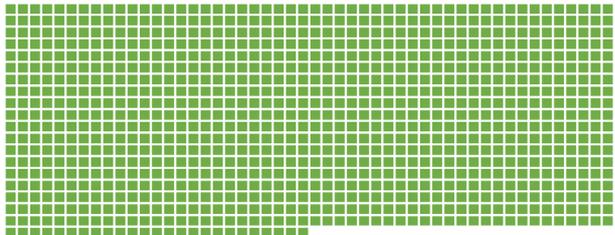
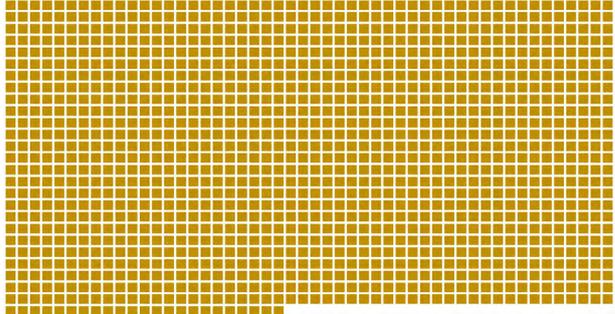
Die Gegenüberstellung zeigt, dass Wärmepumpen auch bei einem niedrigen COP (der vor allem bei niedrigen Temperaturen der Wärmequelle und hohen Vorlauftemperaturen des Wärmenetzes vorkommt) signifikant mehr Wärme bei gleichem Stromeinsatz im Vergleich zu direktelektrischen und wasserstoffbasierten Lösungen erzeugen können.

Eine strombasierte Wärmeversorgung wird den gesamtdeutschen Strombedarf zwar deutlich erhöhen, jedoch wird sie zukünftig als bedeutender Baustein zur volkswirtschaftlich effizienten Dekarbonisierung und Flexibilisierung des Stromverbrauchs betrachtet [3]. Durch die Flexibilisierung des Stromverbrauchs kann der Bedarf an Stromspeichern und Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen auch bei sehr hohen Stromerzeugungsanteilen aus erneuerbaren Energien begrenzt werden. Diese Flexibilisierung kann unter anderem durch Elektrodenkessel mit

vergleichsweise geringen Investitionskosten gewährleistet werden. Wasserstoff weist unter diesen Technologien die geringste Effizienz auf, bietet jedoch durch die Speichermöglichkeit eine **Möglichkeit** zur zeitlichen Entkopplung der **Wärmeerzeugung** vom erneuerbaren Energieangebot.

Ausgehend von der Gegenüberstellung des Strombedarfs der einzelnen Technologien kann auch der jeweilige Flächenbedarf für die Stromerzeugung miteinander verglichen werden. Dazu wird neben den in Tabelle 2 dargestellten Technologien zusätzlich auch der Flächenbedarf für den Biomasseanbau zur Wärmeversorgung berücksichtigt. Die spezifischen Flächenverbräuche für die jeweiligen Wärmeversorgungstechnologien, die sich aus der Anbaufläche bzw. der Fläche für Windenergieanlagen oder Photovoltaikanlagen ergeben, sind in Tabelle 2 dargestellt.

**Tabelle 2: Verlust an landwirtschaftlicher Nutzfläche für Strombezug bzw. Anbaufläche bei Biomasse zur Erzeugung von 1 MWh Wärme**

Energieträger	Wärmeerzeuger	Flächenbedarf in m <sup>2</sup> /MWh <sub>th</sub> <sup>3</sup>	Ein Kästchen entspricht einem Flächenbedarf von 0,2 m <sup>2</sup> /MWh <sub>th</sub>
Strom aus Windenergieanlagen	Großwärmepumpe COP = 2,5	0,2	
	Elektrodenkessel	0,5	
	Wasserstoff-Brennwerttherme	0,9	
Strom aus Photovoltaikanlagen	Großwärmepumpe COP = 2,5	5,7	
	Elektrodenkessel	14,4	
	Wasserstoff-Brennwerttherme	23,8	
Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen	Hackschnitzelheizung	212,7	
Biogas aus Silomais	Brennwerttherme	277,7	

Quelle: eigene Berechnung<sup>4</sup> basierend auf [14]

3 Der typische Heizenergiebedarf eines Einfamilienhauses mit 140 m<sup>2</sup> liegt bei etwa 8,4 MWh/Jahr für ein KfW-Effizienzhaus 70 bzw. bei 19 bis 22 MWh/Jahr für Gebäude, die vor 2001 errichtet wurden.

4 Annahme wasserstoffbasierte Wärme: Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 Prozent und Wirkungsgrad der Brennwerttherme von 92 Prozent; Annahme Elektrodenkessel: Nahezu 100 Prozent des eingesetzten Stroms sind als Wärme nutzbar. Annahme Wärmepumpe: COP von 2,5.

Es zeigt sich sehr deutlich, dass grünstrombasierte Wärmeversorgungs­lösungen (Wärmepumpe, Elektrodenkessel, Wasserstoffheizung) im Vergleich zu Biomasse einen deutlich kleineren Flächenfußabdruck aufweisen. Aufgrund ihres hohen Flächenbedarfs wird Biomasse eine begrenzte Ressource und damit eine begrenzte Option für die Wärmeversorgung bleiben. Die verfügbare Biomasse muss gezielt dort Verwendung finden, wo ihre Vorteile – die gute Lager- und Speicherfähigkeit sowie die für Industrie­prozesse wichtige Erzeugung hoher Verbrennungstemperaturen – auch zwingend benötigt und genutzt werden.

Der gleichbleibende bzw. rückgängige Trend des Biomasseanteils in Wärmenetzen wird auch in drei der vier großen Klimaneutralitätsstudien deutlich, welche die Wärmenetze mitbetrachten. [3, 7, 6]

Auch im Vergleich mit den grünstrombasierten Wärmeversorgungsvarianten weist die Wärmepumpe (COP von 2,5) effizienzbedingt gegenüber dem Elektrodenkessel einen um den Faktor 2,5 und im Vergleich mit dem Wasserstoffkessel sogar einen um den Faktor 4,2 geringeren Flächenbedarf auf.

## 1.5 MARKTÜBERBLICK

Gemäß einer 2023 vom Fraunhofer IEG durchgeführten Markt­recherche [2] ist selbst für Vorlauf­temperaturen bis 120 °C bereits eine umfassende Auswahl technisch ausgereifter und in der Praxis bewährter Großwärmepumpen am Markt verfügbar. Da nur wenige Fernwärmenetze höhere Temperaturen erfordern, sind die aktuell verfügbaren Großwärmepumpen folglich sehr gut dafür geeignet, den Großteil des Temperaturbereichs für Wärmenetze abzudecken. [2] Für Heizleistungen bis 10 MW steht für Großwärmepumpen ein breites Angebot zur Verfügung. Auch Großwärmepumpen mit größeren Heizleistungen von bis zu 70 MW sind am Markt verfügbar, bei diesen handelt es sich in der Regel jedoch noch um kundenspezifische Einzellösungen. Zur Abdeckung der erforderlichen Heizleistung können auch mehrere Großwärmepumpen parallel betrieben werden. Ein Vorteil eines solchen Parallelbetriebs liegt in der Flexibilität hinsichtlich der Betriebsweise. [2]

Die Markt­recherche zeigt somit, dass ein umfangreiches Angebot an Großwärmepumpen verfügbar ist (siehe Abbildung 37 im Anhang) und die Temperatur- sowie Leistungsanforderungen für den Einsatz in Wärmenetzen von diesen abgedeckt werden.

## 1.6 VORREITERPROJEKTE AUS NORDEUROPA

Die nordeuropäischen Länder Schweden, Norwegen, Finnland und Dänemark zählen zu den Vorreitern im Einsatz von Großwärmepumpen. Stand 2020 bzw. 2021 verzeichnete Norwegen mit einem Anteil von 13 Prozent den höchsten Anteil von Großwärmepumpen an der Wärme­erzeugung im Fernwärmesektor, gefolgt von Schweden mit 8 Prozent, Finnland mit 4,2 Prozent und Dänemark mit 2,4 Prozent. Deutschland wies zu diesem Zeitpunkt noch keinen relevanten Anteil von Großwärmepumpen an der Wärme­erzeugung im Fernwärmesektor auf. [2]

Die wichtigsten Voraussetzungen für die weitverbreitete Nutzung von Großwärmepumpen in Nordeuropa lassen sich wie folgt zusammenfassen: Ein dauerhaft niedriges Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen begünstigt einen wirtschaftlichen Betrieb von Großwärmepumpen im Vergleich zu gasbasierter Wärme­erzeugung. Eine effektive CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Brennstoffe, wie sie beispielsweise in Schweden existiert, fördert den Einsatz von Großwärmepumpen gegenüber fossilen Energieträgern. Hinzu kommt ein klarer politischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Wille, die Wärmeversorgung unabhängig von fossilen Energiequellen zu machen. Ein Beispiel hierfür ist die bereits seit den 1980er-Jahren etablierte kommunale Wärmeplanung in Dänemark [15]. [2]

Bekannte Großwärmepumpenprojekte in Nordeuropa sind:

- die Meerwasserwärmepumpenanlage in Drammen, Norwegen, mit 13 MW thermischer Gesamtleistung; Inbetriebnahme 2011 [16, 17];
- die Wärmepumpenanlage mit 5 x 12 MW thermischer Leistung in Helsinki, Finnland, welche die Abwärme der Kälteversorgung nutzt; Inbetriebnahme 2006 [18];
- sieben Abwasserwärmepumpen am Klärwerk «Hammerby» in Stockholm, Schweden, mit insgesamt 225 MW thermischer Leistung; Inbetriebnahme 1986 mit Erweiterungen 1991 und 1997 [19];
- vier Großwärmepumpen mit insgesamt 40 MW thermischer Leistung nutzen die Abwärme des Abwassers einer Kläranlage und die Abwärme einer Müllverbrennungsanlage in Malmö, Schweden; Inbetriebnahme 2017 [20, 21];
- Abwasserwärmepumpe in Sandvika, Norwegen, mit 2 x 6,5 MW thermischer Leistung; Inbetriebnahme 1989 [22];
- mehrere Großwärmepumpen mit unterschiedlichen Wärmequellen in Espoo, Finnland [23]; Inbetriebnahme 2015;
- die Meerwasserwärmepumpe in Esbjerg, Dänemark, mit 50 MW thermischer Leistung; Inbetriebnahme voraussichtlich im Sommer 2024 [24];

- die Großwärmepumpenanlage zur Aufwertung industrieller Abwärme in Køge, Dänemark, mit 2 x 1,4 MW thermischer Leistung; Inbetriebnahme 2017 [25].

Die drei zuletzt genannten Großwärmepumpenprojekte werden im nachfolgenden Teil ausführlicher beschrieben.

### Mix aus mehreren Großwärmepumpen für eine CO<sub>2</sub>-neutrale Fernwärmeversorgung der zweitgrößten Stadt Finnlands – Espoo, Finnland

In Espoo wird gezeigt, wie Großwärmepumpen einen wesentlichen Beitrag zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Fernwärmeversorgung leisten können. Fernwärme macht

in Espoo einen Anteil von 67 Prozent an der Wärmeversorgung aus [26]. Espoo, die zweitgrößte Stadt Finnlands mit 280.000 Einwohner\*innen, strebt bis 2030 eine CO<sub>2</sub>-neutrale Fernwärmeversorgung an und setzt dafür auf den Einsatz mehrerer Großwärmepumpen. [27]

Das bestehende Fernwärmenetz, das aktuell eine installierte Wärmeenergiekapazität von 1.380 MW<sub>th</sub> und eine Netzlänge von 900 km aufweist, versorgt nicht nur Espoo, sondern auch die benachbarten Städte Kauniainen und Kirkkonummi. Die bereitgestellte Wärmemenge beträgt jährlich etwa 2.200 GWh. Die Temperatur im Fernwärmenetz variiert je nach Jahreszeit zwischen 70 und 115 °C. [27]

Abbildung 6: 11-MW-Luftwärmepumpenanlage in Espoo



Bildquelle: Fortum [28]

Bislang beruhte die Wärmeversorgung vorwiegend auf kohle- und gasbefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Ein Ausstieg aus der Kohlenutzung ist für 2025 geplant. Aktuell gibt es bereits eine Abwasser- bzw. Meerwasserwärmepumpe und Großwärmepumpen, welche die Niedertemperaturabwärme von Rechenzentren nutzen. Auch eine Luftwärmepumpe ist schon in Betrieb. [27]

Zukünftig ist ein Mix aus unterschiedlichen Wärmequellen zur Versorgung des Fernwärmenetzes geplant. Unter anderem sollen Bioenergiekraftwerke, eine Geothermie-Anlage und Großwärmepumpen Fernwärme bereitstellen. Eine erdgasbasierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlage bleibt zur Versorgungssicherheit bei Lastspitzen bestehen. [27] Der Fernwärmeversorger Fortum sieht dabei in Großwärmepumpen, die Abwärme aus Rechenzentren, Abwasser und industrielle Abwärme als Wärmequelle nutzen, als zentralen Bestandteil für die CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmeversorgung.

Die ersten beiden Großwärmepumpen mit einer thermischen Gesamtleistung von 40 MW wurden im Jahr 2015 in Betrieb genommen. Diese nutzen gereinigtes Abwasser einer Kläranlage und im Sommer ergänzend auch Meerwasser. Im Jahr 2021 wurde diese Anlage um eine weitere Abwasserwärmepumpe mit

einer thermischen Leistung von 25 MW erweitert. Gemeinsam decken diese drei Großwärmepumpen etwa 20 Prozent des Wärmebedarfs des Fernwärmenetzes ab. [23, 27]

Nach erfolgreichem Test einer Pilot-Luftwärmepumpe mit 1,3 MW<sub>th</sub> begannen im Jahr 2022 die Bauarbeiten für eine große Luftwärmepumpenanlage, die 2023 schließlich in Betrieb ging. Mit einer thermischen Leistung von 11 MW ist sie die größte ihrer Art in Finnland. Durch die Umschaltbarkeit der Wärmequelle besteht zusätzlich zur Bereitstellung von Wärme die Möglichkeit, mithilfe dieser Großwärmepumpenanlage die umliegenden Gebiete mit Kälte zu versorgen. Laut Aussage von Fortum lässt sich das Konzept dieser Luftwärmepumpe leicht skalieren und in anderen Fernwärmenetzen duplizieren. [28, 29]

Das Rechenzentrum eines großen IKT-Unternehmens liefert Abwärme, die von zwei Großwärmepumpen mit jeweils einer thermischen Leistung von 1,4 MW genutzt wird. Diese verwenden das etwa 15 °C warme Kühlwasser der Rechner als Wärmequelle und erwärmen damit den Fernwärmerücklauf auf 70 °C. [27, 30] Zusätzlich wird die Abwärme von zwei weiteren Rechenzentren für die Fernwärmeversorgung genutzt, durch die rechnerisch rund 1.000 Haushalte versorgt werden können. [31]

Die Standorte für die zwei neuen Großrechenzentren wurden strategisch gewählt, um eine effiziente Nutzung der Abwärme für das Fernwärmenetz zu ermöglichen. Die Großwärmepumpenanlagen, welche die Abwärme der Rechenzentren nutzen sollen, werden in der Nähe von Espoo und Kirkkonummi errichtet. Beide Wärmepumpenanlagen sollen gemeinsam eine thermische Leistung von 40 MW haben. Der Bau der Anlage in Kirkkonummi hat bereits begonnen, und die Lieferung der Wärmepumpen wird für das Jahr 2025 erwartet. [32, 33]

Das Beispiel zeigt, dass die Transformation eines großen kohlebasierten Fernwärmenetzes hin zu einem CO<sub>2</sub>-neutralen Fernwärmenetz einen Mix aus unterschiedlichen Technologien erfordert und Großwärmepumpen dabei eine zentrale Rolle spielen. Außerdem wird in Espoo demonstriert, wie eine strategische Standortwahl Abwärme produzierender Infrastruktur, wie z. B. Rechenzentren, dazu beitragen kann, die Ziele der CO<sub>2</sub>-Neutralität im Wärmesektor zu erreichen.

### 50-MW-Meerwasserwärmepumpe – Esbjerg, Dänemark

Im Sommer 2024 soll die aktuell größte Wärmepumpe Dänemarks in Betrieb genommen werden. Es handelt sich dabei um eine Meerwasserwärmepumpe, die das Fernwärmenetz der Stadt Esbjerg versorgen soll. Die Großwärmepumpe trägt dazu bei, das Ziel der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2030 der Stadt Esbjerg zu erreichen. Sie weist eine Heizleistung von 50 MW auf und soll zukünftig pro Jahr 280 GWh Wärme liefern. Somit können etwa 25.000 Haushalte versorgt

werden. Gemeinsam mit einer 60-MW-Hackschnitzelanlage und einem 40-MW-Elektroboiler ersetzt die Großwärmepumpe nahtlos ein Kohlekraftwerk, das im Juni 2024 außer Betrieb gehen wird. [24, 35, 34]

Die detaillierte technische Planung für eine neue Fernwärmeversorgung als Ersatz für das Kohlekraftwerk in Esbjerg begann 2017 [36]. Die Bauarbeiten für die Großwärmepumpenanlage starteten im Oktober 2020 [37]. Anfang 2021 hat der Fernwärmeversorger DIN Forsyning die 50-MW-Wärmepumpe beim Hersteller MAN Energy Solutions in Auftrag gegeben [38].

Als Wärmequelle dient der Großwärmepumpe das je nach Jahreszeit 2 °C bis 20 °C warme Meerwasser des angrenzenden Wattenmeers der Nordsee. Dabei werden bis zu 4.000 Liter Meerwasser pro Sekunde entnommen und anschließend abgekühlt wieder zurückgeleitet. Die Wärmepumpe, die mit dem natürlichen Kältemittel CO<sub>2</sub> arbeitet, nutzt diese Wärmequelle, um den Fernwärmerücklauf je nach Jahreszeit von einer Temperatur von etwa 33 bis 37 °C auf 60 bis 90 °C zu erwärmen. [24]

Der Strom für die Großwärmepumpe stammt aus Windparks nahe Esbjerg [39]. Die Flexibilität der Großwärmepumpe ermöglicht mehrere An- und Abschaltvorgänge am Tag mit einer hohen Reaktionsfähigkeit. Diese Eigenschaft der Wärmepumpe wird dazu genutzt, das elektrische Netz zu stabilisieren. [34, 24] Insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Einsatzes fluktuierender erneuerbarer Energiequellen gewinnen diese netzstabilisierenden Eigenschaften von elektrischen Lasten an Bedeutung.

**Abbildung 7: Turbokompressoren mit drehzahlvariablen Elektromotoren der 50-MW-Großwärmepumpe in Esbjerg**



#### Esbjerg, Dänemark

Wärmequelle: Meerwasser (Wattenmeer)  
 Thermische Leistung: 50 MW  
 Jährliche Wärmemenge: 280 GWh  
 Temperatur Wärmequelle: 2 bis 20 °C  
 Vorlauftemperatur: 60 bis 90 °C  
 Inbetriebnahme: voraussichtlich Sommer 2024  
 Komplementäre Anlagen: 60-MW-Holz hackschnitzelanlage, 40-MW-Elektroboiler

Bildquelle: © Sebastian Vollmert [34]

## Großwärmepumpen nutzen industrielle Abwärme zur Fernwärmeversorgung – Køge, Dänemark

In der Lebensmittelindustrie demonstriert CP-Kelco in Lille-Skensved (Kommune Køge), Dänemark, wie die Abwärmenutzung durch den Einsatz von Großwärmepumpen zur Erzeugung von Fernwärme erfolgen kann. Das Unternehmen produziert unterschiedliche Arten von Lebensmittelzusatzstoffen. Zur Herstellung dieser Stoffe sind mehrere Produktionsschritte erforderlich, von denen insbesondere die Verdampfungs- und Destillationsschritte den höchsten Energiebedarf aufweisen.

Großwärmepumpen zur Fernwärmeversorgung in Køge, Dänemark
Wärmequelle: Industrielle Abwärme (Lebensmittelindustrie)
Thermische Leistung: 2 x 1,4 MW
Jährliche Wärmemenge: 42 GWh (inkl. Wärmeübertrager)
Temperatur Wärmequelle: ca. 75 °C
Vorlauftemperatur: bis 90 °C
Inbetriebnahme: 2017

Die Destillationskolonnen besitzen ein hohes Abwärmepotenzial. Seit 2017 wird diese Abwärme genutzt, um Fernwärme für die benachbarte Stadt Køge bereitzustellen. Zuvor wurde die Abwärme über Kühltürme an die Umgebung abgegeben.

Die Herausforderung bei der Umstellung war, die Wärmeauskopplung zu implementieren, ohne den Betrieb einzuschränken oder die Betriebskosten zu erhöhen. Die Abwärme der Destillationskolonnen liegt auf einem Temperaturniveau von etwa 75 °C und steht nahezu durchgängig zur Verfügung. Die Großwärmepumpen mit dem natürlichen Kältemittel Ammoniak können eine Vorlauftemperatur von bis zu 90 °C bereitstellen. [41, 25] Aufgrund des bereits hohen Temperaturniveaus der Abwärme kann ein hoher COP von 10 erreicht werden [25]. Das System, bestehend aus fünf Plattenwärmeübertragern, die die Wärme direkt übertragen, und zwei Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von je 1,4 MW, ist in der Lage, eine Gesamtwärmeleistung von 7,5 MW bereitzustellen; im Jahr 2018 waren es insgesamt 42 GWh Fernwärme. Die bereitgestellte Wärme reicht aus, um den Fernwärmebedarf der Stadt Køge mit ihren 37.000 Einwohner\*innen im Sommer zu decken. [42, 41, 43]

CP-Kelco beabsichtigt, bis zum Jahr 2031 den gesamten Produktionsprozess von Erdgas auf Strom umzustellen. Zunächst sollen die Niedertemperaturprozesse mithilfe von Großwärmepumpen versorgt werden, gefolgt von weiteren Schritten zur Elektrifizierung der Verdampfungs- und Destillationsprozesse sowie der Prozesse, die eine Dampfversorgung benö-

tigen. Laut einer Untersuchung können somit 89 Prozent des Wärmebedarfs des Unternehmens durch den Einsatz von Wärmepumpen und MVR-Technologie (mechanische Dampfnachverdichtung) gedeckt werden. [44]

Das Projekt belegt, wie durch die Zusammenarbeit eines Industrie- und eines Energieversorgungsunternehmens sowohl wirtschaftliche als auch umweltrelevante Vorteile entstehen. Neben der bereits vorhandenen Wärmeauskopplung für das Fernwärmenetz wird künftig angestrebt, die Abwärme vorrangig intern zu nutzen. Das Bestreben, die unternehmensinterne Wärmenutzung zu priorisieren, gibt es auch in anderen Projekten [45].

## 1.7 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN ROLL-OUT VON GROSSWÄRMEPUMPEN IN WÄRMENETZEN

Wie im vorangegangenen Abschnitt gezeigt, bieten Großwärmepumpen eine effiziente Möglichkeit zur Wärmeerzeugung in Wärmenetzen und sind als Technologie bereits auf dem Markt verfügbar. Trotzdem ist die Anzahl von Großwärmepumpen in deutschen Wärmenetzen im Vergleich mit den nordeuropäischen Ländern noch vergleichsweise gering. Welche Faktoren den breiten Einsatz von Großwärmepumpen in Wärmenetzen bisher gehemmt haben und welche Maßnahmen ergriffen werden können, um diesen Hemmnissen entgegenzuwirken, wurde in der Studie «Roll-out von Großwärmepumpen» ausführlich untersucht [2].

Als ein wichtiges Handlungsfeld für den Roll-out von Großwärmepumpen in Wärmenetzen wurde ein passender Gesamtrahmen identifiziert, der klare strategische Ziele mit konsistenten Preissignalen widerspiegelt [2].

- Das Verhältnis von Strom- zu Gaspreis beeinflusst die Wettbewerbsfähigkeit einer Großwärmepumpe maßgeblich. Das derzeitige Umlagen- und Abgabensystem verursacht Fehlanreize, die Strom im Vergleich mit Erdgas übermäßig belasten. Diese müssen abgebaut werden, um die Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu Gas zu verbessern.
- Eine effektive und planbare CO<sub>2</sub>-Bepreisung für fossile Energieträger ist dabei ein zentrales Steuerungsinstrument, um das Umsteigen auf CO<sub>2</sub>-freie oder -neutrale Wärmeversorgungsoptionen zu forcieren.
- Um einen stromsystemdienlichen und netzschonenden Einsatz von Großwärmepumpen zu fördern, ist die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten unerlässlich.

Im Bereich der Wärmenetze sind der Aus- und Neubau sowie die Ertüchtigung der bestehenden Netze das Ziel.

- Die kommunale Wärmeplanung spielt dabei eine zentrale Rolle.
- Um die langen Umsetzungszeiten der Projekte zu verkürzen, können unterschiedliche Maßnahmen im Bereich der Planung und der Genehmigung ergriffen werden. Dazu zählen beispielsweise der Stromnetzausbau und schnellere Netzanschlüsse für Wärmepumpen, die Entwicklung und Veröffentlichung von flächendeckenden Wärmequellen- und Potenzialkatastern, eine Vereinfachung der Genehmigungsverfahren bei Nutzung von Oberflächen-gewässern und Abwasser als Wärmequelle sowie die Bereitstellung von Praxisleitfäden.

## 1.8 BEDEUTUNG DER KOMMUNALEN WÄRMEPLANUNG

Die kommunale Wärmeplanung stellt ein strategisches – in einigen Bundesländern (z. B. Baden-Württemberg, Hessen und Schleswig-Holstein) sowie in manchen Ländern Europas (z. B. Dänemark) ein bereits etabliertes und akzeptiertes – Planungsinstrument dar. Mit ihrer Hilfe lässt sich die langfristige, koordinierte, kosteneffiziente und erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende als integraler Bestandteil der Energiewende in den Kommunen und Gemeinden gestalten [46]. Mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG), das zum 1. Januar 2024 in Kraft getreten ist, sind die Länder bundesweit verpflichtet sicherzustellen, dass auf ihrem Hoheitsgebiet Städte und Gemeinden Wärmepläne spätestens bis zum 30. Juni 2028 erstellen. Kommunen mit über 100.000 Einwohner\*innen müssen eine Wärmeplanung bereits Mitte 2026 vorlegen.

Die kommunale Wärmeplanung verfolgt das Ziel, ausgehend vom Status quo und unter Berücksichtigung von Potenzialen erneuerbarer Energiequellen, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus ein klimaneutrales Versorgungsszenario für den Zielhorizont 2045 sowie eine Strategie zu dessen Umsetzung zu entwickeln. Einen Schwerpunkt bildet dabei der Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Zur Verwirklichung einer möglichst kosten- und energieeffizienten klimaneutralen Wärmebereitstellung und -verteilung sollen bestehende Wärmenetze weitgehend verdichtet und ausgebaut werden, indem die Anzahl der angeschlossenen Gebäude erhöht wird bzw. neue Wärmeleitungen angeschlossen werden. Des Weiteren soll der Neubau von Wärmenetzen in dafür geeigneten, jedoch bislang nicht erschlossenen Gebieten vorangetrieben werden. Eine zentrale Rolle bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung werden Langzeitspeicher und Großwärmepumpen zur effizienten Nutzung der vorhandenen erneuerbaren Energiequellen sowie unvermeidbarer Abwärme spielen. Es ist davon auszugehen, dass KWK-Anlagen stromge-

führt und im Stromsektor langfristig zur Deckung von residualen Spitzenlasten eingesetzt werden, sodass ihr Betrieb in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung mit dieser Ausrichtung kompatibel sein muss. Falls geplant, sind Heizkessel und -kraftwerke im Wärmenetz ausschließlich für die Spitzen- und Residuallastabdeckung sowie Besicherung vorzusehen.

Mithilfe der kommunalen Wärmeplanung soll die Planungssicherheit für sämtliche öffentliche und private Investitionen, die sich unmittelbar oder mittelbar auf die Dekarbonisierung der lokalen Wärmeversorgung auswirken, erhöht werden. In diesem Zusammenhang soll die kommunale Wärmeplanung es ermöglichen, die im Klimaschutzgesetz verankerten Vorgaben zum Erreichen der Klimaneutralität zu erfüllen. Darüber hinaus fungiert die kommunale Wärmeplanung als Leitfaden für die verschiedenen Akteure, die an dem Prozess beteiligt sind. Sie soll aufzeigen, welche Art der Wärmeversorgung in welchem Teil der Kommunen und Gemeinden am effektivsten ist, sei es leitungsgebunden oder dezentral, und welche klimaneutralen Energieträger dafür am besten geeignet sind. Insgesamt verfolgt die kommunale Wärmeplanung das Ziel, die Wärmewende auf möglichst kosteneffiziente Weise umzusetzen, indem sie die vielfältigen Bedürfnisse und Herausforderungen vor Ort berücksichtigt und in ein effizientes und kohärentes Gesamtkonzept integriert. Dabei liegt der Fokus darauf, Gebäude-eigentümer\*innen zu unterstützen, die relevanten Akteure vor Ort zu vernetzen und – falls erforderlich – gezielt für die Wärmewende zu mobilisieren. [46]

Wie in Abbildung 8 veranschaulicht, umfasst die Erstellung einer kommunalen Wärmeplanung verschiedene Prozessschritte. Der eigentliche Planungsprozess wird mit der Vorbereitungsphase initiiert. In dieser Phase werden die Kooperationsformate mit relevanten internen und externen Partnern festgelegt, erste Akteure informiert, Gespräche geführt, Fördermittel beantragt und die Dienstleistung für die Erstellung des Wärmeplans ausgeschrieben. Die Bestandsanalyse beinhaltet eine umfassende und qualifizierte Datenerhebung zu Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, der Versorgungsstruktur, Treibhausgasemissionen sowie systematische Informationen zu Wohn- und Nichtwohngebäuden, einschließlich Energie- und Baualtersklassen zur Bewertung des Sanierungsstands. Die Potenzialanalyse in der kommunalen Wärmeplanung identifiziert und bewertet nutzbare Potenziale für Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme. Während der Zielszenarioentwicklung wird, basierend auf Bestands- und Potenzialanalyse, der Transformationspfad für die langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung unter Angabe der verschiedenen Wärmeversorgungsgebiete und -arten für das Zieljahr und die Zwischenziele erarbeitet. Die Entwicklung einer Umsetzungsstrategie wiederum

beinhaltet einen Maßnahmenkatalog für die Realisierung des Zielszenarios. Steht die Umsetzungsstrategie, endet zunächst die Erstellung des kommunalen Wärmeplans. Die Kommunen und Gemeinde spielen eine zentrale Rolle bei der Koordinierung, Beteiligung und Begleitung des Wärmeplanungsprozesses. Dies umfasst die effektive Koordination der beteiligten Akteure, die Ermöglichung von Beteiligung sowohl intern als auch extern, Öffentlichkeitsarbeit sowie das Reporting und die Kommunikation relevanter Informationen. Durch diese Maßnahmen trägt die Gemeinde aktiv dazu bei, den Prozess der Wärmewende transparent, partizipativ und erfolgreich zu gestalten. [46] Im Anschluss an die Umsetzungsstrategie können je nach örtlichen Gegebenheiten Detailplanungen

erfolgen, beispielsweise Machbarkeitsstudien für Fernwärmenetze erstellt oder Einzelmaßnahmen umgesetzt werden. Dieser Prozess wird durch kontinuierliches Monitoring begleitet, das den kommunalen Wärmeplanungsprozess sowie die Wirksamkeit spezifischer Maßnahmen unter den aktuellen Bedingungen überprüft und gegebenenfalls anpasst. Es folgen in regelmäßigen Abständen (spätestens alle fünf Jahre) eine Evaluierung, Neubewertung und Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung. Auf diese Weise kann flexibel auf neue Erkenntnisse oder geänderte Bedingungen reagiert werden, um sicherzustellen, dass die Zielvorgabe – Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen und unvermeidbarer Abwärme – erfolgreich umgesetzt wird [46]

**Abbildung 8: Die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans als rollierender Prozess**



Quelle: eigene Darstellung nach [46], teilweise basierend auf [47]

Die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung spiegeln sich in der strategischen Einteilung des beplanten Gebiets in bevorzugte Gebiete für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, für dezentrale Lösungen oder für den Wasserstoffnetzausbau gemäß § 26 WPG (Wärmeplanungsgesetz) und § 71 GEG (Gebäudeenergiegesetz) wider. Die Zielgrößen der kommunalen Wärmeplanung sind geringe Kosten, geringe Risiken, hohe Versorgungssicherheit sowie geringe Treibhausgasemissionen. Außerdem strebt die Wärmeplanung die gleichberechtigte Behandlung von strombasierten und anderen geeigneten Energieträgern, wie grünen Gasen und Wasserstoff, an. Die Ausweisung von Wärmeversorgungsgebieten im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung dient als Anknüpfungspunkt für das GEG. Dadurch entsteht für die Gebäudeei-

gentümer\*innen die Möglichkeit, sich bei der Entscheidung für eine klimafreundliche Heizung an den Inhalten der Wärmepläne zu orientieren, was Planungs- und Investitionssicherheit schafft. Dies ermöglicht eine kosteneffiziente, umweltfreundliche und rechtlich verankerte Wärmeentwicklung in den definierten Gebieten. [48]

Die kommunale Wärmeplanung ist als fortlaufender Prozess bis zum Erreichen der Dekarbonisierungsziele zu verstehen, der insbesondere im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung die komplexen technischen und energiewirtschaftlichen Zusammenhänge zwischen einerseits Sanierungsfortschritt und Verringerung des Wärmebedarfs der Kund\*innen, andererseits Absenkung der Versorgungstemperatur, Ausbau der Netze und Wärmeerzeugung gesamtheitlich erschließen muss [49].

Wenn bei der kommunalen Wärmeplanung absehbar keine Anbindung an ein Wärmenetz erfolgt, läuft es auf gebäudeindividuelle Lösungsvarianten wie beispielsweise eine dezentrale Wärmepumpe hinaus – soweit nicht eine quartiersbasierte Lösung entwickelt wird.

Für effiziente (Neubau-)Quartiere mit niedrigen Vorlauftemperaturen kommen theoretisch kalte Nahwärmenetze, Niedertemperaturnetze sowie die Einzelversorgung mit dezentralen Wärmepumpen infrage. Ob eine Großwärmepumpe mit Wärmenetz oder ein kaltes Nahwärmenetz mit dezentralen Wärmepumpen zum Einsatz kommt, wird neben weiteren Faktoren (z. B. Grundstücksentwicklung) durch die Gebäudeeigenschaften (benötigte Vorlauftemperatur), die Art der zu erschließenden Wärmequelle und die benötigte Netzlänge beeinflusst. Im Rahmen der Wärmeplanung können diese Bereiche sowohl als Wärmenetz- als auch Einzelversorgungsgebiet erfasst werden, wobei eine alleinige Ausweisung als beispielsweise «Niedertemperatur-Gebiet» (LowEx) jedoch nicht genügt [47]

Im Zuge der Wärmewende werden große Teile der regenerativen Energiepotenziale durch Wärmepumpen erschlossen. Obwohl der Stromerzeugungssektor nicht Gegenstand der kommunalen

Wärmeplanung ist, sollen ihre Ergebnisse auch die Stromnetzbetreiber dazu veranlassen, notwendige Netzertüchtigungsmaßnahmen zu untersuchen, zu planen und umzusetzen [50]. Im Handlungsleitfaden zur kommunalen Wärmeplanung der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg wird deswegen beispielsweise auch gefordert, konsequent 100 Prozent der lokalen technischen Potenziale der erneuerbaren Stromerzeugung zu bestimmen und damit einen Beitrag dazu zu leisten, den steigenden Strombedarf dezentral zu decken [47].

Ohne eine zentrale, proaktive Koordinierung der Wärmewende durch die Kommunen und deren Stadtwerke bzw. Fernwärmeversorger gestaltet sich der Aus- und Neubau von Wärmenetzen als schwierig. Die kommunale Wärmeplanung legt den Grundstein dafür, dass die Option eines Wärmenetzes von Anfang an und in einem frühen Stadium als potenzielle Lösung für die Wärmeversorgung in Betracht gezogen wird. Durch die Identifizierung und Festlegung von Gebieten, die sich für eine leitungsgebundene Versorgung eignen (oder auch nicht), werden Klarheit für Investoren sowie die notwendigen Voraussetzungen geschaffen, um den Aus- und Neubau von Wärmenetzen und damit auch den Einsatz von Großwärmepumpen zu ermöglichen.

## 2 WÄRMEQUELLENPOTENZIALE FÜR GROSSWÄRMEPUMPEN IN BRANDENBURG UND SACHSEN

Die Anwendung von Großwärmepumpen in (Fern-)Wärmenetzen eröffnet zahlreiche Möglichkeiten zur nachhaltigen Wärmeerzeugung aus unterschiedlichen erneuerbaren Quellen. Die Auswahl einer geeigneten Wärmequelle ist dabei von entscheidender Bedeutung. Es bedarf einer projektspezifischen Prüfung, ob eine passende Wärmequelle verfügbar ist, die sowohl den genehmigungsrechtlichen Anforderungen entspricht als auch einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht.

Eine ortsgenaue Auskunft zu möglichen Wärmequellen können Wärmekataster bieten. Das Wärmekataster für das Land Brandenburg ist seit August 2023 verfügbar [51]. Für Sachsen besteht aktuell noch kein derartiges Wärmekataster.

### 2.1 GEWÄSSERTHERMIE

Im Bereich der Gewässerthermie besteht für Sachsen und Brandenburg die Möglichkeit, See- und Flusswasser zu nutzen. Die Nutzung schließt auch Bergbaufolgeseen mit ein.

In der Regel schwankt der Temperaturbereich, in dem das Gewässer als Wärmequelle genutzt werden kann, je nach Jahreszeit zwischen 4 und 25 °C [2]. Die untere Temperaturgrenze dient der Vermeidung von Vereisungen am Wärmeübertrager. Eine weitere gewässerseitige Abkühlung bis auf 0 °C ist möglich, benötigt aber eine Vakuumdirektverdampfung. Ein Anwendungsbeispiel dieser Technologie ist bei dem Projekt Überseeinsel in Bremen vorgesehen, wo unter anderem eine Flusswasserwärmepumpe zur Wärmeversorgung eines Quartiers eingesetzt werden soll [52]. Unter Berücksichtigung einer Mindestflusswassertemperatur von 7 °C liegt die maximal mögliche zeitliche Nutzung von Flusswasserwärmepumpen laut einer Untersuchung des AGFW bei etwa 6.000 bis 6.500 Stunden im Jahr [53].

Sowohl bei der Verwendung von Fluss- als auch bei Seewasser als Wärmequelle können Ablagerungen, auch Fouling genannt, an den technischen Bauteilen auftreten, insbesondere auf den Wärmeübertragern. Diese Ablagerungen können die Wärmeübertragung erheblich beeinträchtigen. Zur Vermeidung eines Leistungsverlustes der Wärmepumpe werden die betroffenen Bauteile daher in der Regel mechanisch gereinigt. Darüber hinaus kann eine Filtration des Gewässers dazu beitragen, den Wärmeübertrager vor Fouling zu schützen. [53]

Bei Starkregenereignissen kann es erforderlich sein, die Wärmepumpe vorsorglich außer Betrieb zu neh-

men. Dies dient dazu, den Wärmeübertrager sowie die Gewässerförderpumpe vor Verunreinigungen zu schützen, da Starkregenereignisse üblicherweise zu einer erhöhten Verschmutzung des Wassers führen. [54]

Sowohl See- als auch Flusswasserwärmepumpen bedürfen einer wasserrechtlichen Genehmigung nach § 8 Wasserhaushaltsgesetz, gegebenenfalls kann auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich sein [53]. Bei Tagebaurestseen besteht die Besonderheit, dass neben dem Wasserrecht auch das Bergrecht beachtet werden muss, solange die notwendigen Sanierungsmaßnahmen noch nicht abgeschlossen sind [55].

Für Brandenburg ist das Potenzial von See- und Flusswasser im Wärmekataster erfasst. Aus Flüssen kann laut dem Wärmekataster Brandenburg jährlich etwa 11 GWh Wärme entzogen werden, die potenzielle Wärmemenge aus Seen liegt für Brandenburg bei 99 GWh/Jahr (ohne Antriebsenergie der Wärmepumpe).

Für Sachsen wurde die thermische Nutzung des Tagebaurestsees «Zwenkauer See» bei Leipzig in einer Studie untersucht. Darin wird jedoch kein Gesamtpotenzial ausgewiesen, sondern nur die Wärmeversorgung eines geplanten Quartiers, das an den See angrenzt. Zusätzlich gibt die Studie Auskunft über mögliche limnologische und ökologische Auswirkungen bei einer thermischen Nutzung des Seewassers. Nach Kenntnis der Autoren und nach Auskunft der Sächsischen Energieagentur [56] gibt es derzeit keine Potenzialstudie für See- und Flusswasserthermie für ganz Sachsen.

### 2.2 ABWASSER

Die Vorteile von Abwasser als Wärmequelle bestehen einerseits darin, dass die lokale Verfügbarkeit von Abwasser häufig auch mit der Bebauungsdichte und damit dem Wärmebedarf korreliert, und andererseits darin, dass die Temperatur jahreszeitlich weniger stark schwankt als zum Beispiel bei Oberflächengewässern oder der Umgebungsluft. Somit stellt Abwasser auch im Winter eine wertvolle Wärmequelle dar. Im Sommer liegt die Temperatur des Abwassers bei etwa 17 bis 20 °C und im Winter bei etwa 12 bis 15 °C [57].

Bei der Nutzung von Abwasser als Wärmequelle werden zwei Systeme unterschieden: zum einen der Wärmeentzug aus Abwasserkanälen und zum anderen die Nutzung am Standort bzw. am Ablauf der Abwasserbehandlungs-/ Kläranlagen.

Bei Nutzung einer Wärmepumpe vor einem Klärwerk wird die Abwasserwärme üblicherweise an großen Abwasserkanälen oder Abwasserdruckleitungen entnommen. Es besteht die Option, Wärmeübertrager zu verwenden, die innerhalb des Kanals installiert werden, auch bekannt als Kanalwärmeübertrager oder Bypass-Wärmeübertrager, bei denen ein Teil des Abwassers außerhalb des Kanals in den Wärmeübertrager umgeleitet wird. Kanalwärmeübertrager können auch nachträglich in bestehende Kanäle eingebaut werden [58]. Bei beiden Systemen ist zu beachten, dass das Abwasser nicht unter eine Temperatur von durchschnittlich 10 °C abgekühlt werden sollte, um den biologische Reinigungsprozess in der Kläranlage nicht zu beeinträchtigen [59]. Ebenfalls zu beachten ist, dass durch erhöhte Mengen an Regenwasser Temperaturschwankungen mit hohen Gradienten auftreten können [53].

Wie bei Gewässerwärmepumpen bildet sich auf den Wärmeübertragern Fouling, wodurch sich die Wärmeübertragungsleistung reduziert. Bei der Auslegung von Kanalwärmeübertragern wird dies bereits berücksichtigt, somit kommt es zu keinen Einschränkungen der Wärmepumpe durch die Ablagerungen. Es ist keine zusätzliche Reinigung notwendig. Bei Bypass-Wärmeübertragern kann durch ein Selbstreinigungssystem der Wärmeübertrager eine Leistungsminderung verhindert werden. [60]

Die Wärmeentnahme nach den Klärstufen am Auslauf des Klärwerks ist hinsichtlich der technischen Realisierung ähnlich wie bei der Nutzung von Flusswasser. Ein Vorteil der Wärmeentnahme nach den Klärstufen ist, dass das Wasser (Reinwasser) auch unter eine Temperatur von 10 °C ausgekühlt werden kann. Für Brandenburg besteht laut Wärmekataster ein thermisches Potenzial von 1,6 GWh/Jahr aus Abwasser von Kläranlagen [51].

Eine Vorreiterrolle nehmen die Berliner Wasserbetriebe ein, die für den Abwasserwärmeatlas das Potenzial aus den Leitungen und Kanälen erfasst haben. Für Berlin ist eine Entzugsleistung von etwa 100 bis 270 MW angegeben [61]. Für Sachsen und Brandenburg gibt es noch keine Erfassung der Abwasserwärme aus Leitungen und Kanälen. Für die Erstellung des Wärmekatasters Brandenburg wurden zwar insgesamt 67 Abwasserverbände und Entsorgungsbetriebe in Brandenburg angefragt, jedoch gab es nur von dreien eine aussagekräftige Rückmeldung; bei drei weiteren konnte das Potenzial durch Recherchen ermittelt werden [51].

Die Berliner Wasserbetriebe geben grobe Richtwerte für eine wirtschaftliche Nutzung von Kanalwärme an. Zu diesen gehören ein Mindestdurchmesser von DN 600 für Abwasserkanäle und ein maximaler Abstand zwischen der Wärmequelle und der Wärmepumpe von etwa 150 m [62]. Allerdings wurden auch Projekte mit größeren Abständen erfolgreich und

wirtschaftlich umgesetzt [60]. Gegebenenfalls kann eine Nutzungsgebühr gegenüber dem jeweiligen Abwasserbetrieb anfallen.

## 2.3 GRUBENWASSER

Ein weiteres Wärmepotenzial bieten stillgelegte Bergwerke. Aufgrund der im Jahresverlauf nahezu konstanten Temperaturen, die je nach Standort und Teufe zwischen 10 bis 40 °C liegen, stellt Grubenwasser eine sehr wertvolle Wärmequelle dar. Je nach Standort kann der Zugang zum Grubenwasser über ehemalige Schächte oder über Wasserhaltungsanlagen erfolgen [2].

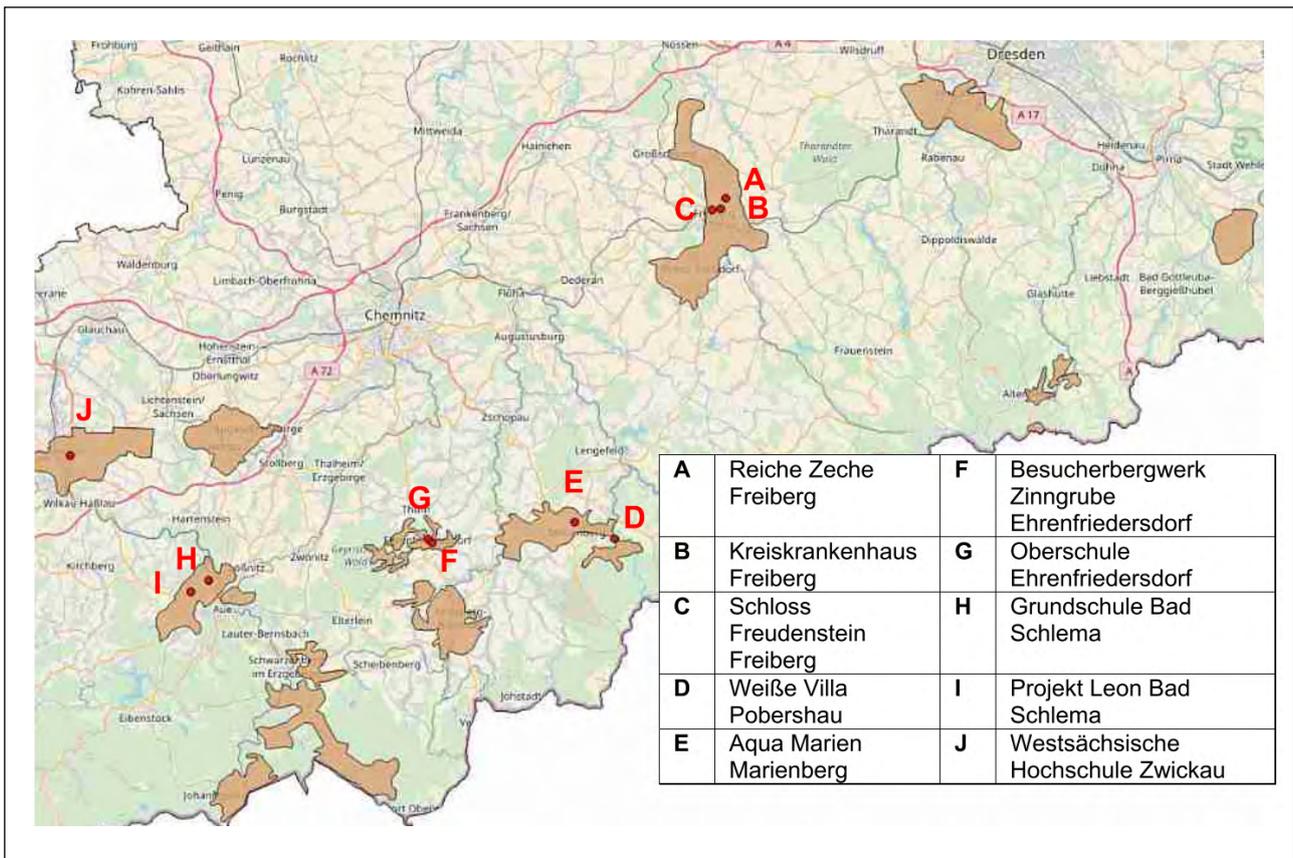
Die ehemaligen Steinkohle- und Erzbergwerke in Sachsen bieten ein mögliches Wärmepotenzial. In Abbildung 9 sind die Regionen der ehemaligen Reviere markiert. Stand 2018 waren in diesen Regionen bereits zehn Grubenwasserthermieanlagen in Betrieb [63]. Eine Machbarkeitsstudie für das ehemalige Steinkohlerevier Lugau/Oelsnitz ermittelte für die Gemeinde Gersdorf ein Potenzial von 3,7 GWh/Jahr (Annahmen: Abkühlung um 10 K und COP = 4,0) an einer Wasserhaltungsanlage. Bei Hebung und Reinjektion von weiterem Grubenwasser ist laut Studie mit weitaus höheren Energiemengen zu rechnen [64]. Welches Potenzial sich für ganz Sachsen ergibt, wird aktuell in einer Studie erfasst, die das Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie des Freistaats Sachsen in Auftrag gegeben hat [65].

Neben den Bergwerken bieten auch Tagebaue Wärmepotenziale. Das zum Trockenhalten der Tagebaue abgepumpte Grundwasser, auch als Sumpfungswasser bezeichnet, steht in der Regel nur während des Abbaus zur Verfügung. Nach der Flutung eines Tagebaus wird das Potenzial des daraus entstehenden Sees den Oberflächengewässern zugeordnet. Erfolgt nach Stilllegung des Bergbaus eine weitere Förderung des Grundwassers, stellt dieses ebenfalls eine mögliche Wärmequelle dar.

## 2.4 UMGEBUNGSLUFT

Umgebungsluft bietet den Vorteil, dass sie nahezu überall verfügbar ist. Eine Herausforderung stellen die jahreszeitlich stark schwankenden und vor allem während der Heizperiode niedrigen Temperaturen von Umgebungsluft dar. Werden für das Wärmenetz hohe Vorlauftemperaturen benötigt, können Betriebsmodi, wie eine Rücklaufanhebung im Winter oder eine Beschränkung auf die Sommer- und Übergangsmo-nate, einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen [2]. Bei der Standortwahl sind die Geräuschemissionen, die durch die Ventilatoren der Luftwärmeübertrager entstehen, zu berücksichtigen. Es sind dabei die

Abbildung 9: Sächsische Grubenwasserthermieanlagen und große Bergbaugebiete nach Hohlraumkarte



Bildquelle: [63, 66]

Immissionsrichtwerte der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm einzuhalten [2]. Bestehende Kraftwerksstandorte sowie Industrie- und Gewerbegebiete sind daher besonders für große Luftwärmepumpen geeignet (idealerweise in Kombination mit einer Abwärmenutzung).

Auch das geografische und bauliche Umfeld muss bei der Standortwahl berücksichtigt werden, damit die abgekühlte Luft sicher abgeführt werden kann. In ungünstigen Fällen kann es sonst zu Verwirbelungen, Kaltluftansammlungen und Vereisungen in der Umgebung der Anlage kommen [67].

## 2.5 RECHENZENTREN

Sofern die Nähe eines Rechenzentrums zu einer Wärmesenke bzw. einem Wärmenetz gegeben ist, bietet das Rechenzentrum ein ganzjährig verfügbares Wärmepotenzial. Die Abwärmetemperatur ist projektspezifisch und liegt bei luftgekühlten Rechenzentren meist unter 35 °C und bei flüssigkeitsgekühlten bei bis zu 60 °C [68]. Insbesondere bei flüssigkeitsgekühlten Rechenzentren können aufgrund dieser hohen Abwärmepotenziale hohe COP-Werte erzielt werden. Mit fortschreitender Digitalisierung

steigt auch der Bedarf an Rechenzentren in Deutschland, wodurch deren Bedeutung als Wärmequelle weiter zunehmen wird. Selbst bei Berücksichtigung eines sinkenden spezifischen Strombedarfs von Rechenzentren aufgrund von Effizienzsteigerungen wird mit steigenden Abwärmemengen gerechnet. Eine Herausforderung bei der Nutzung der Abwärme von Rechenzentren können unterschiedliche Investitionszyklen sein, die für Rechenzentren deutlich kürzer sein können als für Wärmenetzbetreiber.

Unter der Annahme, dass etwa 70 Prozent des künftig zum Betrieb der Rechenzentren eingesetzten Stroms als Abwärme genutzt werden können, wird für Deutschland ein Abwärmepotenzial von etwa 16 TWh im Jahr 2045 prognostiziert [2]. Da keine Angaben zu den installierten Rechenzentrumsleistungen in Brandenburg und Sachsen vorlagen, wird das Abwärmepotenzial anhand des Gesamtpotenzials für Deutschland skaliert. Die Skalierung erfolgt vereinfacht auf Basis des Bevölkerungsanteils, wodurch sich näherungsweise ein Abwärmepotenzial von 0,8 TWh/Jahr für Sachsen und 0,5 TWh/Jahr für Brandenburg ergibt. Darüber hinaus scheint Brandenburg als Standort für Rechenzentren von der Nähe zu Berlin zu profitieren [69], weshalb zukünftig ein höheres Abwärmepotenzial zu erwarten ist.

## 2.6 INDUSTRIELLE ABWÄRME

Industrielle Abwärme auf höherem Temperaturniveau kann neben ihrer zu bevorzugenden internen Verwendung in der Industrie auch direkt in ein Wärmenetz eingespeist werden, sofern die Temperatur dem des Wärmenetzes entspricht. Falls die Temperatur der Abwärme unterhalb der des Wärmenetzes liegt, kann diese durch den Einsatz einer Großwärmepumpe auf das erforderliche Niveau angehoben werden. Allerdings erfordert die Einbindung von industrieller Abwärme in ein Wärmenetz eine gute Abstimmung zwischen dem Industrieunternehmen und dem Betreiber des Wärmenetzes. Hier spielen insbesondere die unterschiedlichen Betriebs- und Investitionszeiträume eine wichtige Rolle. Dabei ist es wichtig, dass die betrachteten Abwärmepotenziale langfristig verfügbar sein müssen, damit ihre wirtschaftliche Nutzung im Sinne einer nachhaltigen Wärmeversorgung gewährleistet werden kann. Bei einem diskontinuierlichen Prozess müssen zudem ausreichende Wärmespeicherkapazitäten vorgehalten werden, um eine kontinuierliche bzw. bedarfsgerechte Einspeisung in das Wärmenetz sicherzustellen [2].

Das verfügbare Potenzial von industrieller Abwärme in Sachsen und Brandenburg, das mittels Großwärmepumpen für Wärmenetze genutzt werden kann, lässt sich auf Basis der Gesamtwerte für Deutschland wie folgt berechnen: Die industrielle Abwärme in Deutschland im Temperaturbereich von unter 100 °C weist ein Potenzial von etwa 52 TWh/Jahr auf, ohne Berücksichtigung der Antriebsenergie der Wärmepumpen [70]. Mittels einer Skalierung anhand der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes [71] ergibt sich daraus ein Potenzial von 0,8 TWh/Jahr für Brandenburg und 1,8 TWh/Jahr für Sachsen.

## 2.7 OBERFLÄCHENNAHE GEOTHERMIE

Von oberflächennaher Geothermie wird bis zu einer Erschließungstiefe von 400 m gesprochen. Da das Wasser aus den in dieser Tiefe liegenden Grundwasserhorizonten häufig für kommunale Zwecke (bspw. Trinkwasser) genutzt wird, ist bei der Nutzung der oberflächennahen Geothermie eine Verunreinigung des Grundwassers oder eine sonstige nachteilige Veränderung seiner Eigenschaften in jedem Fall zu vermeiden. Geothermische Anlagen bis 100 m Tiefe unterliegen daher dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) bzw. dem Landeswassergesetz; die Erschließung im Bereich tiefer als 100 m bedarf einer Bergbauberechtigung durch das Landesbergamt.

Dank einer Vielzahl von Erschließungstechniken (Wärmekollektoren, Sonden, Doubletten etc.) ist die oberflächennahe Geothermie weniger von geologi-

schen Gegebenheiten abhängig als die mitteltiefe oder tiefe Geothermie und damit nahezu überall einsetzbar.

Sowohl wasserrechtlich als auch technisch wird zwischen geschlossenen (Kollektoren und Erdwärmesonden) und offenen Systemen (Bohrungen zur Grundwassernutzung) unterschieden. Bei geschlossenen Systemen wird das Wärmeträgermedium in ein geschlossenes (Rohr-)System ohne direkten Kontakt zum Gestein geleitet. Erdwärmekollektoren werden horizontal im flachen Bereich unterhalb der Frostgrenze (in der Regel bis zwei Meter Tiefe) in Schleifen verlegt.

Da die benötigte Fläche mit steigender Leistung erheblich anwächst, bietet sich bei Anlagen mit großen Leistungen Agrothermie an [72]. Dabei werden Erdwärmekollektoren auf landwirtschaftlich genutzten Flächen eingebracht, ohne dabei die landwirtschaftliche Nutzung zu beeinträchtigen.

Erdwärmesonden sind Erdwärmetauscher, die in ein senkrecht oder schräg verlaufendes Bohrloch eingebracht werden. Obwohl die geschlossenen Systeme keine direkte Gewässerbenutzung darstellen, ist eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich. Bei den offenen Systemen wird das Grundwasser als Wärmeübertragungsmedium genutzt, weshalb diese Systeme in der Regel einer strengen Regulierung unterliegen. Im Allgemeinen sind Bohrungen für offene oder geschlossene Systeme gegenüber Kollektoren zielführender, da sie höhere Leistungen erreichen.

Geothermische Energie steht das ganze Jahr über zur Verfügung. Unterhalb des saisonalen Schwankungsbereichs, der sich in der Regel bis zu einer Tiefe von 20 m erstreckt, sind die Gesteinstemperaturen von Schwankungen der Luft- und Niederschlagstemperatur unabhängig (VDI-4640). Die Gesteinstemperatur nimmt mit der Tiefe zu, entsprechend dem geothermischen Gradienten, der in Brandenburg und Sachsen ca. 3,1 °C/100 m beträgt [73, 74].

## 2.8 TIEFE UND MITTELTIEFE GEOTHERMIE

Bei Bohrtiefen über 400 m wird von mitteltiefer und tiefer Geothermie gesprochen. Neben offenen und geschlossenen Systemen unterscheidet man bei der mitteltiefen und tiefen Geothermie zusätzlich auch zwischen hydro- und petrothermalen Systemen. Hydrothermale Systeme werden über natürliche Fließwege von Thermalwässern in Gesteinsformationen erschlossen. Bei petrothermalen Systemen befindet sich die Energie in heißem, schwach durchlässigem Gestein. Um diese Energie nutzbar zu machen, müssen die Fließwege zuerst durch Stimulation geschaffen oder erweitert werden. Aufgrund der hohen Investitionskosten und der zusätzlichen genehmigungsrechtlichen Aspekte, die mit der Sti-

mulation verbunden sind, ist die Erschließung petrothermaler Systeme in Deutschland noch ein Forschungsobjekt.

Die Effizienz offener Systeme in der mitteltiefen und tiefen Geothermie ist deutlich höher als jene von geschlossenen Systemen, weshalb erstere im Fokus der geothermischen Exploration stehen. Mitteltiefe und tiefe offene geothermische Systeme weisen jedoch aufgrund fehlender großflächiger Untersuchungen des Untergrunds noch ein hohes Fündigkeitsrisiko auf. Dieses Risiko beschreibt, dass die tatsächlichen Produktionsraten einer Bohrung hinter den Erwartungen zurückbleiben und es dadurch zu einem geringeren Wärmeertrag und somit zu höheren Betriebskosten über die gesamte Lebensdauer des Projektes kommen könnte. Dies ist vor allem auf eine zu geringe natürliche Durchlässigkeit des Reservoirgesteins oder unvorteilhafte hydrochemische Eigenschaften des Thermalwassers zurückzuführen. Zur Erhöhung der natürlichen Durchlässigkeiten können die hydraulische Stimulation, gegebenenfalls in Kombination mit einer Säuerung, sowie Lateralbohrungen im Nutzhorizont eingesetzt werden. Diese Verfahren sind jedoch mit erheblichen zusätzlichen Investitionen und genehmigungsrechtlichen Risiken verbunden.

Das mitteltiefe und tiefe geothermische Potenzial hängt weitgehend von den geologischen Bedingungen ab, die sich in Brandenburg und Sachsen grundlegend unterscheiden. Brandenburg liegt im Norddeutschen Becken. In Brandenburg nimmt die Mächtigkeit der Sedimente, also des Bereichs, der ein Potenzial für mitteltiefe und tiefe Geothermie bietet, von wenigen 100 m in der Region Lausitz nach Nordosten hin stetig auf bis zu sechs km an der Landesgrenze zu Mecklenburg-Vorpommern zu [75, 76]. Die Untersuchungen der letzten Jahrzehnte haben im Norddeutschen Becken zahlreiche Reservoirlagerstätten identifiziert, die für die geothermische Wärmegewinnung geeignet sind [77]. Das geothermische Potenzial dieser Reservoirs ist durch erfolgreiche Projekte wie in Potsdam und im Heizwerk Neuruppin sowie in Schwerin-Lankow (siehe Kapitel 3.3) belegt. Mit zunehmender Tiefe nimmt die Temperatur sowohl in Brandenburg als auch in Sachsen um etwa  $3,1\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$  zu [73, 74]. Die in Brandenburg weitverbreiteten Salzstrukturen führen jedoch zu sogenannten positiven Temperaturanomalien, wenn die Temperaturen über den Salzstöcken und -kissen höher sind als erwartet [78]. Dies ist auf die hohe Wärmeleitfähigkeit des Salzes zurückzuführen. Da die Bohrtiefe maßgeblich die Investitionskosten bestimmt, sind solche Anomalien für die geothermische Exploration attraktiv.

In Sachsen treten für hydrothermale Geothermie geeignete wasserführende Sedimentschichten nur in Tiefen bis ca. 2.000 m im Nordosten des Freistaats

auf [79]. Die übrige Landesfläche besteht aus Festgesteinen [80], die keine Reservoirs aufweisen. Nur nördlich von Leipzig und im Nordosten bei Hoyerswerda werden die Festgesteine von geringmächtigen (wenige 100 m) känozoischen Sedimenten überlagert, die eine Möglichkeit zur Nutzung offener geothermischer Systeme im oberflächennahen Bereich darstellen.

## 2.9 WÄRMESPEICHER

Bei den aktuell in Deutschland in Wärmenetzen eingesetzten Wärmespeichern handelt es sich in der Regel um Kurzzeitspeicher. Der Einsatz von Kurzzeitspeichern in Form von Stahltanks ist sowohl im städtischen als auch im ländlichen Raum möglich. Zu beachten ist dabei unter anderem das Bau- und Wasserrecht [12].

In Sachsen und Brandenburg werden solche Kurzzeitwärmespeicher nach Kenntnis der Autor\*innen aktuell nicht in Kombination mit Großwärmepumpen eingesetzt, aber es bestehen bereits Kurzzeitwärmespeicher in den Fernwärmenetzen der Städte Dresden, Leipzig, Cottbus, Potsdam und Frankfurt (Oder) [12, 81]. In den genannten Beispielen werden die Wärmespeicher zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen sowie zur kurzzeitigen Speicherung von Solarthermie und von Wärme aus direktelektrischen Power-to-Heat-Anlagen eingesetzt.

Im Gegensatz zu Kurzzeitwärmespeichern erfordern saisonale Wärmespeicher spezifische geologische Bedingungen am Standort und können daher nur in bestimmten Gebieten eingesetzt werden. Welche Standortbedingungen gegeben sein müssen, hängt von der jeweiligen Speichertechnologie ab.

Bei großen Erdbeckenspeichern ist beispielsweise der Flächenbedarf zu berücksichtigen, was die Auswahl geeigneter Standorte in dicht besiedelten Gebieten einschränken kann. In Abbildung 10 ist ein solcher Erdbeckenspeicher zu sehen. Zudem können hohe Grundwasserspiegel zu erhöhten Wärmeverlusten führen [82]. Insbesondere in Dänemark werden Erdbeckenspeicher bereits zur saisonalen Wärmespeicherung eingesetzt [83].

Geologisch günstige Bedingungen für den Einsatz von Erdwärmesondenspeichern sind dann gegeben, wenn die Wärmekapazität des Gesteins in der Nähe der Bohrungen hoch ist und es keine Grundwasserströmung gibt [85]. Bekannte Projekte in Deutschland, bei denen Erdwärmesondenspeicher in Wärmenetzen eingesetzt werden, sind die Nahwärmenetze in Crailsheim, Neckarsulm und Attenkirchen [86–88]. Niedertemperatur-Aquiferwärmespeicher sind zum Beispiel in den Niederlanden verbreitet [89]. Insbesondere in Brandenburg gibt es hohe Potenziale für solche Speicher, für Sachsen werden hingegen nur

Abbildung 10: Im Bau befindlicher Erdbeckenspeicher in Bracht



Bildquelle: Solarwärme Bracht eG [84]

geringe Potenziale ausgewiesen [90]. Auch Aquiferwärmespeicher mit höheren Speichertemperaturen, die typischerweise tiefer gelegene Aquifere nutzen, wären potenziell in Brandenburg möglich.

Grubenwasserspeicher sind wie Grubenwasserthermianlagen auf die Regionen in Sachsen beschränkt, die im vorherigen Abschnitt zum Grubenwasser genannt wurden. Die Eignung als Speicher muss jedoch für jede Grube einzeln geprüft werden.

In Sachsen und Brandenburg sind derzeit keine saisonalen Wärmespeicher in Wärmenetzen bekannt. Auch in anderen Bundesländern sind bisher nur wenige Projekte mit saisonalen Wärmespeichern vorhanden [12]. Zu diesen Projekten zählt das Nahwärmenetz in Bracht, das über einen Erdbeckenspeicher zur Speicherung von Solarthermie verfügt. Eine ausführliche Beschreibung dieses Nahwärmenetzes erfolgt in Kapitel 4.3. Ein weiteres Projekt, das ebenfalls in Kombination mit einer Großwärmepumpe betrieben wird, befindet sich in Bochum. Dort wird Grubenwasser zur saisonalen Wärmespeicherung von Solarthermie genutzt. Während der Heizperiode dient das Grubenwasser als Wärmequelle für eine Großwärmepumpe [91]. Ein Projekt, das sich aktuell im Bau befindet, ist der Aquiferwärmespeicher in Berlin-Adlershof. Die Inbetriebnahme des Speichers, der mit Speichertemperaturen von etwa 95 °C und einer Speicherkapazität von 30 GWh geplant ist, soll 2025 stattfinden [92, 93].

## 2.10 ROLLE VON WÄRMENETZEN UND GROSSWÄRMEPUMPEN IN STRUKTURWANDELREGIONEN

Durch den gesetzlich geregelten Kohleausstieg bis spätestens zum Jahr 2038 ist in den Kohleregionen ein deutlich beschleunigter Dekarbonisierungsprozess im Wärmesektor erforderlich, da dort Fernwärmenetze aktuell noch vielfach durch kohlebasierte KWK-Anlagen versorgt werden.

Dies trifft in besonderem Maße auch auf die Lausitz zu. So basiert beispielsweise die Wärmeversorgung der Städte Spremberg in Brandenburg sowie Hoyerswerda und Weißwasser in Sachsen zu großen Teilen auf Fernwärme aus den zwei umliegenden Braunkohlekraftwerken Boxberg und Schwarze Pumpe. Vor diesem Hintergrund haben die drei Städte, beginnend im Jahr 2022, eine Dekarbonisierungs- und Transformationsstrategie für ihre Wärmeversorgung erarbeiten lassen. Die Ergebnisse wurden im Jahr 2023 veröffentlicht in Pfluger et al. 2023 [49]. Wesentliche Inhalte und Ergebnisse der Studie werden nachfolgend vorgestellt.

Für die betrachteten Städte wird ein Rückgang des Wärmebedarfs im Gebäudesektor zwischen 18 und 45 Prozent prognostiziert. Aktuell liegt der Fernwärmeanteil am Gesamtwärmeverbrauch in Spremberg bei 24 Prozent, in Weißwasser bei 40 Prozent und in Hoyerswerda bei 47 Prozent. Trotz des prognostizierten Rückgangs des Gesamtwärmebedarfs wird mit einer Zunahme der

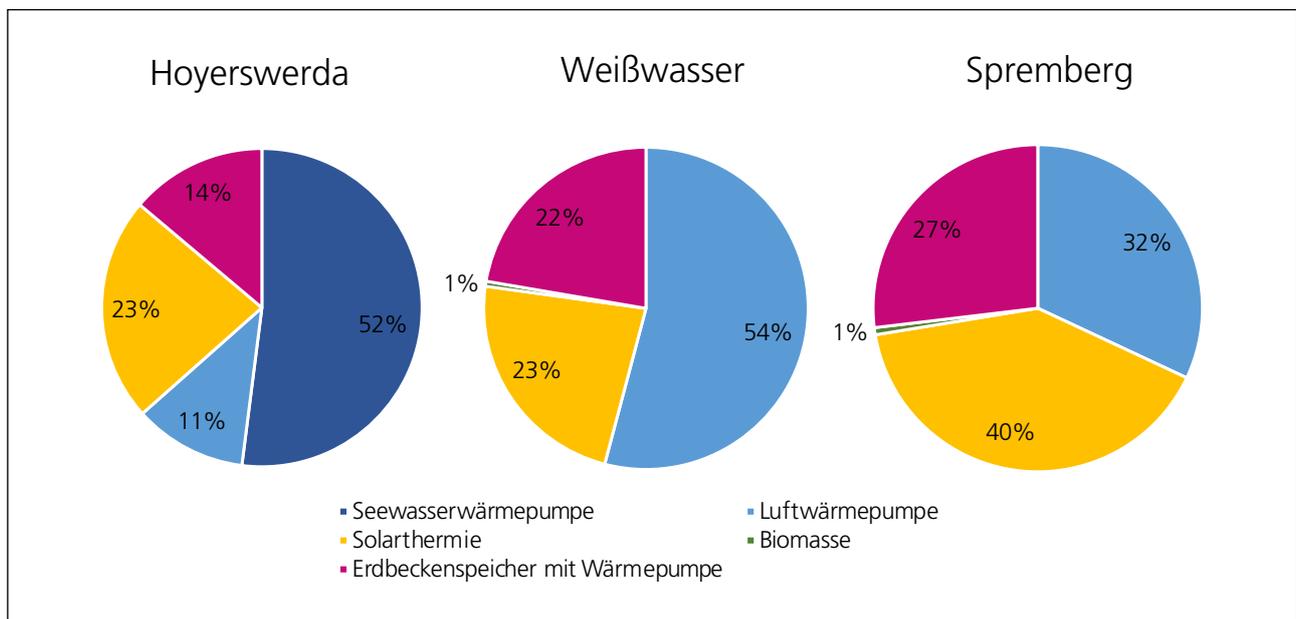
Fernwärmemenge durch Nachverdichtung und Erweiterung der Fernwärmenetze gerechnet [49].

Zur zukünftigen Versorgung der Fernwärmenetze wurden die Wärmepotenziale von Geothermie, Flüssen, Seen und Abwässern sowie von Solarthermie, industrieller Abwärme und Biomasse ermittelt. Der oberflächennahen und tiefen Geothermie wurde aufgrund der geologischen Gegebenheiten in der Region ein geringes Potenzial zugeschrieben. Die mitteltiefe Geothermie (bis 800 m) hingegen bietet moderate Potenziale. Mitteltiefe Sondenfelder können dabei auch als saisonaler Speicher dienen. Allerdings weist die Studie auf ein nicht zu vernachlässigendes Fündigkeitsrisiko hin, da es bisher noch keine realisierten Projekte in der Region gibt. Unter Berücksichtigung des möglichen spezifischen Wärmeentzugs, der Entfernung zum Wärmenetz sowie der Wasserqualität wurden der Scheibensee in der Nähe von Hoyerswerda und der Bärwalder See in der Nähe von Boxberg als besonders geeignete Standorte für Gewässerthermie identifiziert. Die Spree wurde aufgrund des rückgängigen Wasserdurchflusses bei Ende der Braunkohle-

förderung nicht berücksichtigt. Die Untersuchung der Abwässer als Wärmequellen zeigte, dass die Abwasserbehandlungsanlagen des Industrieparks Schwarze Pumpe aufgrund der konstanten Volumenströme und höheren Ablauftemperaturen eine geeignete Wärmequelle wären. Bei den kommunalen Kläranlagen ergab sich hingegen nur ein geringes Wärmepotenzial. Zusätzlich zu den bereits genannten Wärmequellen, die in Verbindung mit einer Großwärmepumpe genutzt werden könnten, wurden auch die folgenden Technologien in Betracht gezogen: Solarthermie, industrielle Abwärme und Biomasse. [49]

Aus den Ergebnissen der Bedarfs- und Potenzialanalysen wurden die Wärmeversorgungskonzepte entwickelt. Die Konzepte für die Fernwärmeversorgung beruhen insbesondere auf Solarthermie, Großwärmepumpen mit Umgebungsluft und Oberflächengewässern als Wärmequelle sowie Erdbeckenspeichern zur saisonalen Wärmespeicherung. Die Anteile der unterschiedlichen Energieträger in diesen Wärmeversorgungskonzepten im Betrachtungsjahr 2030 sind in Abbildung 11 dargestellt.

**Abbildung 11: Jahresmix der Erzeugertechnologien für Hoyerswerda, Weißwasser und Spremberg im Jahr 2030 (Prognose)**



Quelle: [49]

Für Hoyerswerda wird beispielsweise ein Solarthermiefeld mit einer Fläche von 11 ha, eine Seewasserwärmepumpe mit 20 MW thermischer Leistung und ein Erdbeckenspeicher zur saisonalen Speicherung von Solarthermie mit 207.040 m<sup>3</sup> empfohlen, was einer Abmessung von etwa 200 m x 200 m und einer Tiefe von 5 m entsprechen würde. Darüber hinaus ist eine Luftwärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 4,3 MW vorgesehen, um ganzjährig und flexibel

Wärme bereitzustellen. Die Wärmegestehungskosten würden laut Studie zwischen 9 und 11 Cent/kWh liegen. Die Integration von industrieller Abwärme würde aufgrund der Entfernung zum Wärmenetz demnach zwar die Wärmegestehungskosten erhöhen, gleichzeitig aber die Redundanz des Systems steigern. [49]

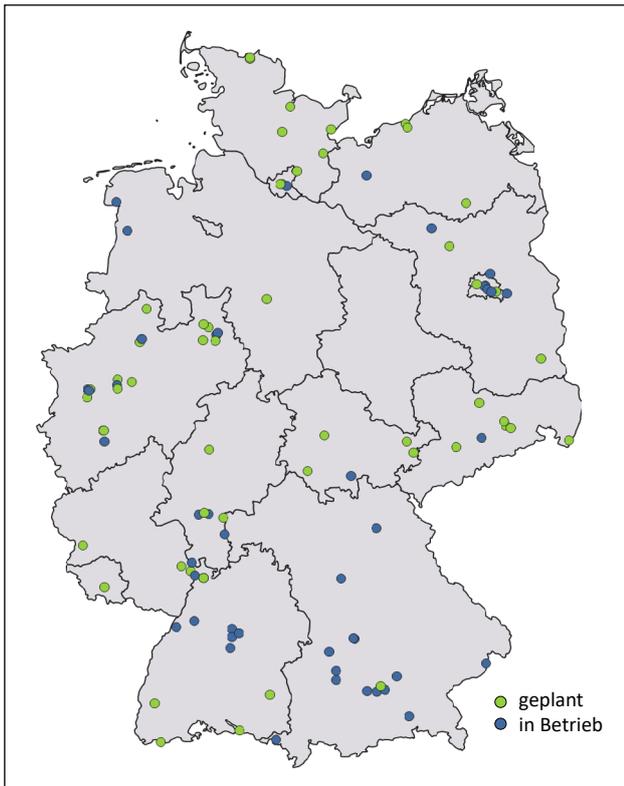
In allen drei betrachteten Städten der Strukturwandelregion spielen in den Wärmekonzepten Großwärmepumpen eine relevante Rolle.

# 3 GROSSWÄRMEPUMPEN – BEISPIELE AUS DEUTSCHLAND

Das folgende Kapitel bietet einen Einblick in ausgewählte Vorhaben zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Deutschland, bei denen verschiedene erneuerbare Energiequellen bzw. unvermeidbare Abwärme aus industriellen Prozessen als Wärmequelle für Großwärmepumpen dienen. Des Weiteren wird exemplarisch auf zwei Anwendungen zur Nutzung der in Kapitel 2.1 genannten Gewässerthermiepotenziale in Sachsen und Brandenburg für die Wärmeversorgung eingegangen.

Eine auf der Recherche<sup>5</sup> des Fraunhofer IEG basierende Übersicht bestehender und geplanter Großwärmepumpenprojekte bietet Abbildung 12. Demnach waren Stand Januar 2024 mindestens 48 Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von 500 kW oder mehr in Betrieb. Weitere 53 Projekte, die angekündigt wurden bzw. in Planung sind, konnten recherchiert werden.

**Abbildung 12: Bestehende und geplante Großwärmepumpenprojekte in Deutschland, Stand Januar 2024**



Quelle: eigene Darstellung

## 3.1 GROSSWÄRMEPUMPEN ZUR DEKARBONISIERUNG DER FERNWÄRMVERSORGUNG IN LEMGO

Der Fernwärmemetransformationsplan für die Stadt Lemgo sieht bis zum Jahr 2028 eine Vielzahl an Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung vor. Unter anderem haben die Stadtwerke Lemgo in den frühen Phasen dieses Plans insgesamt drei Großwärmepumpen in Betrieb genommen, die verschiedene erneuerbare Wärmequellen sowie unvermeidbare Abwärme für die Fernwärmeversorgung der Stadt zur Verfügung stellen. Als Wärmequellen werden die Abwasserenergie des Klärwerksabflusses, die Restwärme aus einem BHKW-Prozess und die Wärme des Flusses Bega genutzt.

Die Klärwasserwärmepumpe wurde in Betrieb genommen, bevor die Nutzung von Abwasser aus Kläranlagen als erneuerbare Wärme innerhalb der Förderung innovativer Kraft-Wärme-Kopplung (iKWK-Förderung) offiziell anerkannt wurde (§ 2 Satz 9a KWKG) [94]. Mittlerweile werden erneuerbare Abwasserwärmepotenziale wie in Lemgo im Rahmen von iKWK berücksichtigt und entsprechend gefördert. iKWK-Systeme ermöglichen die flexible Kopplung des Strom- und Wärmesektors miteinander und erweisen sich als wichtiger Baustein einer klimaneutralen Wärme- und Energieversorgung.

In Lemgo sind gute Voraussetzungen für den wirtschaftlichen Betrieb der Großwärmepumpen gegeben, da Blockheizkraftwerke (BHKW) am Standort betrieben werden. Dies wird einerseits durch die direkte Eigenversorgung der Wärmepumpe mit Strom aus dem BHKW ermöglicht, sodass sämtliche Umlagen und Abgaben beim Strompreis wegfallen. Andererseits bietet die vorhandene Infrastruktur eine einfache Anbindung an das bestehende Wärmenetz, wodurch Investitions- und Betriebskosten reduziert werden können. [94]

### Klärwasserwärmepumpe und Wärmepumpe für BHKW-Abwärme

Bereits im Jahr 2019 wurde die erste Großwärmepumpe im Rahmen eines Verbundprojekts von Stadt und Stadtwerken zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung des historischen Stadtkerns von Lemgo in Betrieb genommen. Aufgrund des hohen Innovationsgrads der hier realisierten Wärmeerzeugung und ihres bundesweiten Modellcharakters wurde das Vorhaben im Rahmen der Nationalen Klimaschutz-

<sup>5</sup> Für die Recherche wurden ausgewählte Fernwärmeversorger und Betreiber von Großwärmepumpen kontaktiert und die Informationen einschlägiger Verbände (AGFW, BWP) sowie der Fachpresse (*Energie & Management*, *Energate Messenger*) ausgewertet. Es besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit.

initiative (NKI) vom Bundesumweltministerium mit einem Volumen von rund 3,16 Mio. Euro gefördert [95]. Diese Wärmepumpe nutzt das Energiepotenzial des gereinigten Abwassers (Reinwassers) der örtlichen Kläranlage mit einer Quellenleistung von ungefähr 1.500 kW<sub>th</sub>. Die Quellentemperatur liegt im Jahresdurchschnitt bei 13°C und kann mithilfe der Wärmepumpe auf das Temperaturniveau des Fernwärmenetzes von ca. 90°C angehoben werden. Die erneuerbare Wärmequelle steht theoretisch nahezu 8.000 h im Jahr zur Verfügung und deckt ungefähr zwei Drittel des Wärmebedarfs der Altstadt bzw. ca. 12 Prozent des gesamten Fernwärmebedarfs in Lemgo. [94]

Zur Klärwasserwärmenutzung wurde ein Wärmepumpensystem von der Firma GEA (Abbildung 13) mit einer thermischen Leistung von 2.400 kW ausgelegt und in einem bestehenden BHKW installiert. Aufgrund des hohen Temperaturhubs verfügt die Wärmepumpenanlage über eine zweistufige Verdichtung. Als Kältemittel wird Ammoniak eingesetzt, das als natürliches Kältemittel mit Blick auf die F-Gas-Verordnung auch künftig den regelkonformen und umweltfreundlichen Anlagenbetrieb ermöglicht. Aufgrund der variierenden Reinwassertemperaturen werden im Sommer die höchsten COP-Werte von ca. 2,82 erreicht, während sie in den Wintermonaten geringer ausfallen.[54, 94]

**Abbildung 13: Klärwasserwärmepumpe in Lemgo**

	<p><b>Lemgo, Abwasserwärmepumpe [54]</b></p> <p>Wärmequelle: Abwasser der Kläranlage          Thermische Leistung: 2.340 kW<sub>th</sub>          max. COP: 2,82 (im Sommer, 830 kW<sub>el</sub>)          Jährliche Wärmemenge (seit 2022):          16.500 MWh/Jahr (EE-Anteil 11 Prozent) – 3.200 t CO<sub>2</sub>          Temperatur Wärmequelle: ca. 13°C im Jahresdurchschnitt          Temperatur nach Wärmepumpe: 82°C          Vorlauftemperatur Wärmenetz: ca. 95°C          Inbetriebnahme: 2019</p> <p>Besonderheiten: Eigenstromproduktion im BHKW</p>
--	--

Bildquelle: © Michael Reimer/Stadtwerke Lemgo GmbH [96]

<p><b>Lemgo, Großwärmepumpe zur Nutzung von BHKW-Abwärme [54]</b></p> <p>Wärmequelle: Restabwärme aus BHKW          Thermische Leistung: 850 kW<sub>th</sub>          max. COP: 3,20 (265 kW<sub>el</sub>)          Jährliche Wärmemenge (seit 2022): 4.000 MW<sub>th</sub>/Jahr (EE-Anteil 2,5 Prozent)          Temperatur Wärmequelle: ca. 43°C          Temperatur nach Wärmepumpe: 82°C          Vorlauftemperatur Wärmenetz: ca. 95°C          Inbetriebnahme: 2019</p> <p>Besonderheiten: Eigenstromproduktion aus BHKW</p>
--

Darüber hinaus wurde eine zweite Wärmepumpenanlage am Standort des nahe gelegenen BHKW installiert, um die bislang nicht nutzbare Restwärme aus dem jeweiligen BHKW-Prozess zu verwerten. Diese verfügt über eine thermische Leistung von 850 kW<sub>th</sub> und ermöglicht das Einspeisen dieser bislang nicht nutzbaren Energie ins Fernwärmenetz durch thermische Aufwertung der Niedertemperaturabwärme. Das Temperaturniveau der erneuerbaren Energiequellen im Klärwerksabfluss und aus der BHKW-Abwärme wird mithilfe der Wärmepumpensysteme

auf ca. 82°C angehoben. Um die erforderliche Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes von 95 bis 100°C einzuhalten, wird der BHKW-Wärmeprozess dazu parallel geschaltet. [54]

Die Abwasserwärmepumpe erzeugt seit 2022 etwa 16,5 GWh/Jahr an Wärme aus dem Reinwasser des Klärwerks. Weitere 4 GWh/Jahr werden über die zweite Wärmepumpe aus der ansonsten ungenutzten Abwärme des BHKW generiert. In Kombination mit dem iKWK-System ermöglicht dies künftig eine klimaneutrale Bereitstellung von bis zu 20 Prozent

der Fernwärme in Lemgo und führt zu einer Einsparung von etwa 6.164 t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Die ambitionierte Zielsetzung sieht vor, bis 2028 mehr als 55 Prozent der Fernwärme auf erneuerbare Weise zu erzeugen. [95, 54]

### Flusswasserwärmepumpe im Rahmen von iKWK

Zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in Lemgo trägt auch ein im Jahr 2022 errichtetes iKWK-System bei. Dieses umfasst neben zwei Biomethan-BHKW eine Flusswasserwärmepumpe (Abbildung 14) mit einer Wärmeleistung im Auslegungszustand von 1.000 kW<sub>th</sub> sowie ein Solarthermiefeld als erneuerbare Energiequellen [54]. Das iKWK-Vorhaben schließt außerdem eine bestehende Power-to-Heat-Anlage ein. Das Wärmepumpensystem der Firma AGO GmbH verwendet als Wärmequelle die im Fluss Bega ganzjährig vorhandene Energie. Als Kältemittel wird ein Gemisch aus Ammoniak und Wasser verwendet [97]. Ähnlich wie im Fall der Klärwasserwärmepumpe sorgt das natürliche Käl-

temittelgemisch in Zukunft für den klimaneutralen Anlagenbetrieb.

Die Biomethan-BHKW-Module mit jeweils 2.500 kW<sub>el</sub> bzw. 2.336 kW<sub>th</sub> und einem elektrischen Wirkungsgrad von 44,5 Prozent ersetzen die technisch veraltete Gasturbinenanlage mit einer elektrischen Leistung von 9.000 kW<sub>el</sub> und einem elektrischen Wirkungsgrad von 31 Prozent. Dadurch kann der CO<sub>2</sub>-Ausstoß gegenüber der Gasturbinenanlage um 50 Prozent reduziert werden. Die beiden BHKW sind auch für einen zukünftigen Betrieb mit grünem Wasserstoff geeignet. Derzeit erfolgt bereits eine teilweise Nutzung von Biomethan als Betriebsstoff [54, 98].

Das iKWK-System soll jährlich 1.500 Tonnen CO<sub>2</sub> einsparen. Neben den Investitionen von 11 Mio. Euro in die Erzeugungsanlagen haben die Lemgoer Stadtwerke zusätzlich etwa 2 Mio. Euro in den Ausbau des Fernwärmenetzes investiert. Damit sollen ab April 2022 jährlich 7,5 GWh erneuerbare Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden können. [95]

Abbildung 14: Flusswasserwärmepumpe für die Fernwärmeversorgung in Lemgo

	<p><b>Lemgo, Flusswasserwärmepumpe [54]</b></p> <p>Wärmequelle: Flusswasser          Thermische Leistung: 1.000 kW<sub>th</sub>          max. COP: 2,8 (Herbst), 3,3 (Sommer)          Jährliche Wärmemenge: 5.000 MWh/Jahr (Fluss)          Temperatur Wärmequelle: ab 5 °C          Temperatur nach Wärmepumpe: 85 bis 95 °C          Vorlauftemperatur Wärmenetz: ca. 95 °C</p> <p>Inbetriebnahme: 2022</p> <p>Besonderheiten: Bestandteil von iKWK einschließlich zwei Biomethan-BHKW (2 x 2,5 MW<sub>th</sub>), einem Solarthermiefeld (9.128 m<sup>2</sup>) und einer bestehenden PtH-Anlage (5 MW<sub>th</sub>); Eigenstromproduktion aus Biomethan-BHKW</p>
---	---

Bildquelle: © AGO GmbH [97]

### Weitere Maßnahmen bis zum Jahr 2028

Die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in Lemgo umfasst des Weiteren die Installation eines Großwärmespeichers mit einem Fassungsvermögen zwischen 12.000 und 15.000 m<sup>3</sup>, was einer Wärmekapazität von 500 bis 600 MWh entspricht. Dieser wird mit der bestehenden Power-to-Heat-Anlage (PtH) mit einer thermischen Leistung von 5 MW<sub>th</sub> verbunden, die direkt an den Wärmespeicher angeschlossen wird. Eine Windkraftanlage mit einer Leistung von 5 MW<sub>el</sub> wird rund 2.500 Volllaststunden im Jahr Strom erzeugen. 80 Prozent des erzeugten Stroms werden in der PtH-Anlage zur direkten elektrischen Wärmeer-

zeugung eingesetzt. Die restlichen 20 Prozent werden zu Spitzenlastzeiten und hohen Strompreisen ins Stromnetz eingespeist, wodurch die Netzdienlichkeit gegeben ist. Des Weiteren ist die Integration einer Biogasanlage vorgesehen. Durch die Verwertung von Landschaftspflegeholz soll in einer Anlage zur Holzgaserzeugung Treibstoff für eine KWK-Anlage im Megawatt-Bereich sowie Grundlastwärme in einem Holzwärmekessel erzeugt werden. Laut dem Fernwärmetransformationsplan sollen in Lemgo bis zum Jahr 2028 auch geothermische Potenziale erschlossen werden. [98]

### 3.2 REALLABOR FLUSSWASSERWÄRME-PUMPE AM GROSSKRAFTWERK MANNHEIM

Die Flusswasserwärmepumpe in Mannheim ist eines der Projekte des Reallabors der Energiewende «Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen – Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung» des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Bei den Reallaboren werden die Integration und der Betrieb von Großwärmepumpen in bestehenden Fernwärmenetzen hinsichtlich Netzdienlichkeit, Sektorenkopplung und Wirtschaftlichkeit eingehend untersucht. Weiterhin sollen die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Installation und den erfolgreichen Betrieb von Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen identifiziert werden. Demnach besteht das übergeordnete Ziel des Reallabors vor allem darin, zu zeigen, dass die Technologie der Großwärmepumpen einen entscheidenden Beitrag zur Transformation hin zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden und gleichzeitig wirtschaftlichen Fernwärmesystem leisten kann. [99]

Die Nutzung des Flusswassers mit Wärmepumpen als Bestandteil des Reallabors stellt einen wesentlichen Bestandteil der Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in Mannheim dar. Die Großwärmepumpe am Großkraftwerksstandort Mannheim (Abbildung 15) wurde im Oktober 2023 in Betrieb genommen und bezieht die Energie aus dem Wasser des Rheins. Zusätzlich kann die Niedertemperaturwärme des Kraftwerkskühlwassers für die Fernwärmeversorgung thermisch aufgewertet werden. Die Großwärmepumpe der Firma Siemens Energy

verfügt über eine thermische Leistung von rund 20 MW<sub>th</sub>, eine elektrische Leistung von maximal 7 MW<sub>el</sub> sowie einen COP im Bereich zwischen 2,5 und 3. Der zum Antrieb benötigte elektrische Strom wird direkt vom Kraftwerk, an dem sich die Wärmepumpenanlage befindet, bereitgestellt. Dabei wird eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von ca. 2,7 erwartet. Die am Kraftwerksstandort vorhandene Infrastruktur wird eingesetzt, um das Wasser aus dem Rhein zur Wärmepumpe und anschließend um 2 bis 3°C abgekühlt zurück in den Fluss zu leiten. Die durch die Flusswasserwärmepumpe erzeugte Hochtemperaturwärme wird in einen Fernwärmespeicher mit einer Kapazität von rund 1.500 MWh eingespeist. [99]

Das Investitionsvolumen für das Reallaborprojekt am Standort des Großkraftwerks Mannheim beläuft sich auf ca. 15 Mio. Euro. Neben der Investitionsförderung unterstützt das BMWK auch den Betrieb in den ersten drei Jahren. Dies ermöglicht die Gewinnung von Erkenntnissen zur Integration der Flusswasserwärmepumpe in das Mannheimer Fernwärmenetz und zur optimalen Fahrweise der Wärmepumpe. [99] Die Flusswasserwärmepumpe kann rechnerisch 3.500 Haushalte im Versorgungsgebiet des Fernwärmenetzes versorgen. Aufgrund des großen Wärmepotenzials im Rhein bietet sich der Ausbau weiterer Großwärmepumpen an. Selbst nach konservativer Schätzung könnten allein in Mannheim mindestens 500 MW<sub>th</sub> aus Rhein und Neckar entnommen werden. Diese Kapazität entspricht der maximalen Wärmeleistung von Block 9 des Großkraftwerks Mannheim und wäre ausreichend, um rund 50.000 Haushalte mit Wärme zu versorgen. [99]

Abbildung 15: Großkraftwerk Mannheim

	<b>Mannheim, MVV Energie AG (Betreiber)</b>
	<p> <b>Wärmequelle:</b> Flusswasser und Abwasser aus Kraftwerk  <b>Thermische Leistung:</b> ca. 20 MW<sub>th</sub>  <b>Temperatur Wärmequelle:</b> ca. 5°C (Winter) bis 25°C (Sommer)  <b>Vorlauftemperatur:</b> 83 bis 99°C  <b>Inbetriebnahme:</b> Oktober 2023    <b>Anzahl zu versorgender Haushalte:</b> 3.500  <b>Besonderheiten:</b> kurze Leitungswege, Infrastruktur am Standort vorhanden, 43.000 m<sup>3</sup> Fernwärmespeicher         </p>

Bildquelle: © GKM AG [100]

### 3.3 MITTELTIEFE GEOTHERMIE IN SCHWERIN

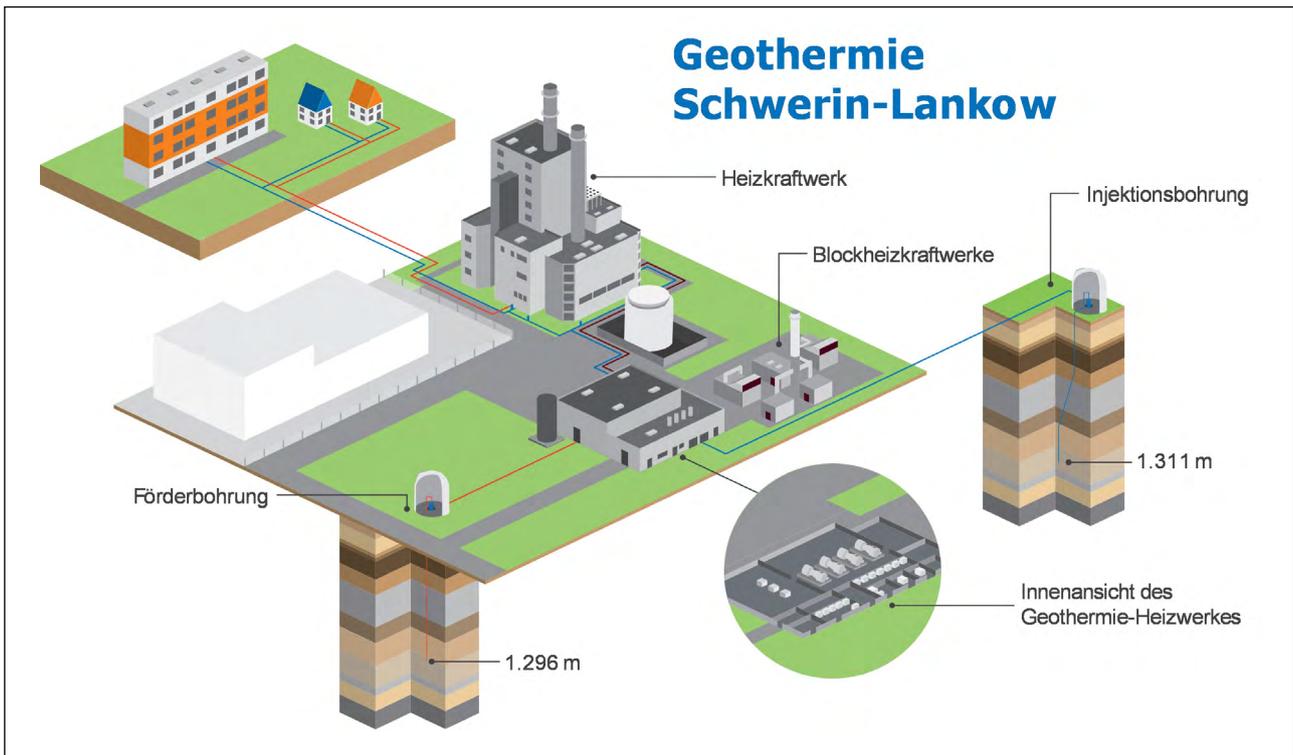
Geothermie stellt, wie bereits erläutert, eine vielversprechende Energiequelle für eine CO<sub>2</sub>-neutrale Fernwärmeversorgung dar. Mitteltiefe geothermale Quel-

len, charakteristisch für den norddeutschen Raum (siehe Kapitel 2.8), werden meist mit einer Fördertiefe bis 2.000 m und Temperaturen im Bereich von bis maximal 80°C in Verbindung gebracht. Dadurch ist oft die Bedingung für einen unmittelbaren Wärmeeintrag

in das Fernwärmenetz, das in der Regel ein Temperaturniveau ab 80°C aufwärts erfordert, nicht erfüllt. Ein entscheidendes Kriterium für die erfolgreiche Nutzung dieser geothermischen Potenziale ist demnach der gezielte Einsatz von Wärmepumpen. [53]  
Die Stadtwerke Schwerin haben Ende April 2023 eine Anlage im Stadtteil Lankow zur Erschließung eines mitteltiefen Geothermiereservoirs (Aquifers) für die Fernwärmeversorgung offiziell in Betrieb genom-

men (siehe Abbildung 16). Die Förderbohrung der hydrothermalen Dublette reicht 1.296 m in das Erdreich und liefert eine Wärmeleistung von 5,7 MW<sub>th</sub> bei einer Solewassertemperatur von 56°C und einer Schüttung von ca. 55 l/s. Das abgekühlte Thermalwasser wird über eine Injektionsleitung wieder der gleichen Gesteinsschicht in einer Tiefe von 1.311 m und einem seitlichen Abstand zur Förderbohrung von ca. 1.200 m zugeführt. [101, 102]

**Abbildung 16: Schema der Geothermieanlage am Standort Schwerin-Lankow**



Bildquelle: Stadtwerke Schwerin [101]

Da die Sole mit einer Temperatur von 56°C die notwendige Temperatur für die Fernwärmebereitstellung nicht erreicht, kommen vier in Reihe geschaltete Wärmepumpen (drei davon baugleich) der Firma Carrier mit einer maximalen Gesamtleistung von 7,35 MW<sub>th</sub> zum Einsatz (Abbildung 17). Diese heben das Temperaturniveau der Wärmequelle auf ca. 75 bis 80°C an. Durch die Reihenschaltung kann eine Erhöhung der Leistungszahl (COP) des Wärmepumpensystems und damit eine effizientere Nutzung der vorhandenen Sole im Vergleich zu einer einstufigen Temperaturerhöhung erzielt werden. Das Heizkraftwerk (HKW) in unmittelbarer Nähe des Standortes der Förderbohrung sorgt anschließend bei Bedarf für die thermische Aufwertung der Wärmequelle auf die erforderliche Vorlauftemperatur der Fernwärmeversorgung, die abhängig von der Umgebungstemperatur im Bereich zwischen 80 und 130°C liegt. Besonders im Sommer kann somit die Fernwärme

vorwiegend allein durch die Sole in Kombination mit dem Wärmepumpensystem bereitgestellt werden. Das geothermale Kraftwerk soll die Deckung von rund 15 Prozent des aktuellen Fernwärmebedarfs der Stadt durch die Nutzung der Erdwärme ermöglichen. [103] Die Gesamtinvestitionskosten für die Geothermieanlage in Schwerin-Lankow belaufen sich auf etwa 20,5 Mio. Euro. Zur Unterstützung dieses Vorhabens wurden Fördermittel in Höhe von rund 4,2 Mio. Euro aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung bewilligt. Zusätzlich dazu wurde ein Tilgungszuschuss in Höhe von 2,6 Mio. Euro gewährt. [101] Mit Blick auf die zukünftige Fernwärmeversorgung von Schwerin sollen zwischen 2024 und 2031 drei weitere Anlagen zur Nutzung geothermaler Wärme installiert werden, wodurch insgesamt 51,5 Prozent des Fernwärmebedarfs in Schwerin durch Geothermie gedeckt werden sollen [104]. Außerdem ist geplant, den Anteil der Geothermie an der Fernwär-

meerversorgung bis zum Jahr 2035 auf 67 MW<sub>th</sub> zu erhöhen, um somit mindestens 65 Prozent des Fernwärmebedarfs der Stadt zu decken. Um dieses Ziel zu erreichen, soll im Rahmen des Forschungsvorhabens DeCarbSN<sup>6</sup> die wissenschaftliche Grundlage für den Ausbau der Geothermie in Schwerin verbessert und damit ein bedeutender Schritt in Richtung CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2050 gemacht werden. Die Schwerpunkte des Projekts beinhalten eine weiterführende Erfassung der geologischen Gegebenheiten unter dem Stadtgebiet Schwerin mittels 3-D-Seismik, die Entwicklung eines digitalen 3-D-Reservoirmodells, die Maximierung der Förderleistung hydrothermalen

Dubletten, thermohydraulische Laborstudien, die Entwicklung eines nachhaltigen Erschließungs- und Bewirtschaftungskonzepts sowie Öffentlichkeitsarbeit und Wissenstransfer. Die Erkenntnisse, die dabei in Schwerin als Modellstandort für andere Städte mit ähnlicher Infrastruktur gewonnen werden, sollen im Anschluss dazu dienen, die Fernwärmeversorgung im gesamten norddeutschen Raum durch den Ausbau der mitteltiefen Geothermie voranzutreiben und damit einen Beitrag zur Dekarbonisierung unter anderem der Fernwärmeversorgung zu leisten. Potenziell könnte dies bis 2035 zu einem Zubau von insgesamt 400 bis 800 MW<sub>th</sub> geothermischer Leistung führen.

**Abbildung 17: Großwärmepumpe für mitteltiefe Geothermie in Schwerin**



**Schwerin, Stadtwerke Schwerin GmbH (Betreiber)**

Wärmequelle: mitteltiefe Geothermie  
 Thermische Leistung: max. 7,35 MW<sub>th</sub>  
 (5,7 MW<sub>th</sub> Solewärme)  
 Jährliche Wärmemenge: 46,5 GWh/Jahr (36 GWh/Jahr  
 Solewärme)  
 Temperatur Wärmequelle: ca. 56°C  
 Fördermenge: ca. 55 l/s  
 Temperatur nach Wärmepumpe: 75 bis 80°C  
 Vorlauftemperatur Fernwärmenetz: 80 bis 130°C  
 Rücklauftemperatur Fernwärmenetz: 55°C

Inbetriebnahme: April 2023

Besonderheiten: hydrothermale Dublette, verhältnismäßig hohe Produktivität (1.300 m<sup>3</sup>/h/MPa) und Permeabilität (6.800 mD) des Aquifers

Bildquelle: Stadtwerke Schwerin [105]

**3.4 ABWÄRME AUS DER MILCHPRODUKTION ZUR WÄRMEVERSORGUNG IN FREIBURG IM BREISGAU**

Im Zuge der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung der Stadt Freiburg im Breisgau erfolgen die Transformation und Erweiterung des bestehenden Wärmenetzes im Wärmeverbund Freiburg-Süd zu einem Wärmenetz der vierten Generation durch den Zusammenschluss mehrerer Netze und dezentraler Energieanlagen. Ein wesentlicher Aspekt dabei ist die Integration von erneuerbaren Wärmequellen sowie industrieller Abwärme. [106]

Vor diesem Hintergrund spielt die Errichtung einer neuen Energiezentrale (Abbildung 18) auf dem Gelände einer Großmolkerei eine Schlüsselrolle für

die klimaneutrale Wärmeversorgung im Süden von Freiburg [107]. Für die Prozesskälteerzeugung in der Molkerei kommt eine Absorptionskälteanlage zum Einsatz, deren Antriebswärme über ein eigenes BHKW bereitgestellt wird [108]. Die Energiezentrale koppelt die Abwärme aus der Prozesskälteerzeugung für die Milchproduktion sowie die Abwasserenergie auf dem Betriebsgelände aus. Bedingt durch ihr niedriges Temperaturniveau wird die vorhandene Abwärme mittels Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von bis zu 4,38 MW<sub>th</sub> auf Temperaturen von bis zu 85°C zur Einspeisung in das Fernwärmenetz zur Versorgung der Freiburger Stadtteile Haslach, Vauban und Stühlinger thermisch aufgewertet [106]. Die Prozessabwärme steht ganzjährig zur Verfügung und dient als Grundlast für das Wärmenetz. Durch

6 Das Projekt DeCarbSN (DeCarbonisierung der Wärmeversorgung am Geothermie-Modellstandort Schwerin) wird unter der Federführung der Georg-August-Universität Göttingen in Zusammenarbeit mit den Verbundpartnern Stadtwerke Schwerin, Geothermie Neubrandenburg sowie Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik durchgeführt und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert (Förderkennzeichen: 03EXP4002).

den Einsatz von Eis- und Wärmepufferspeichern kann die Fahrweise ideal zwischen Kältelast- und Wärmenetzlastprofil optimiert werden [108]. Die Transformations- und Erweiterungsmaßnahmen im Wärmeverbundnetz Freiburg Süd umfassen ein Gesamtinvestitionsvolumen von ca. 36 Mio. Euro,

von denen 11,6 Mio. Euro von der BAFA im Rahmen des Förderprogramms «Wärmenetze 4.0» gefördert werden. Davon wurden knapp 12,6 Mio. Euro für den Ausbau der Energiezentrale auf dem Gelände der Molkerei aufgewendet. [109]

**Abbildung 18: Energiezentrale auf dem Gelände der Molkerei Schwarzwaldmilch**

	<p><b>Freiburg im Breisgau, Schwarzwaldmilch GmbH Freiburg und badenova AG &amp; Co. KG</b></p> <p><b>Wärmequelle:</b> Abwärme aus Prozesskälteerzeugung und Abwasser  <b>Thermische Leistung:</b> max. 4,38 MW<sub>th</sub> (3,75 MW<sub>th</sub> Abwärme)  <b>Temperatur Wärmequelle:</b> ca. 30°C (am Wärmeübertrager zur Wärmepumpe)  <b>Temperatur nach Wärmepumpe:</b> max. 85°C</p> <p><b>Inbetriebnahme:</b> November 2023</p> <p><b>Besonderheiten:</b> Wärmepuffer- und Eisspeicher zum effizienten Betrieb zwischen Kälte- und Wärmenetzlastprofil</p>
---	---

Bildquelle: © badenova [110]

### 3.5 WÄRMEVERSORGUNG AUS TAGEBAUSEEN IN SACHSEN UND BRANDENBURG

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, weisen Tagebauseen große Potenziale als Wärmequelle für den Einsatz von Großwärmepumpen bei der Wärmeversorgung in Sachsen und Brandenburg auf. Allerdings können aktuell keine konkret umgesetzten Projekte zur Bereitstellung dieser Potenziale nachgewiesen werden. Die nachhaltige Nutzung thermischer Energie aus diesen Gewässern rückt im Hinblick auf den Kohleausstieg jedoch verstärkt in den Vordergrund.

#### Zwenkauer See bei Leipzig

Eine Studie im Auftrag der Europäischen Metropolregion Mitteldeutschland aus dem Jahr 2021 zeigt die Nutzungsoptionen von Seethermie am Nordufer des Zwenkauer Sees im Süden von Leipzig auf. Bei dem Zwenkauer See handelt es sich um einen See in einem ehemaligen Tagebau, der 1999 stillgelegt wurde. In der Studie wurde untersucht, wie eine große Seewasserwärmepumpe ein zukünftiges Ferienhausquartier mit Wärme versorgen kann. Dabei wurden umfangreiche einjährige Untersuchungen am Gewässerkörper durchgeführt, um die Auswir-

kungen der Entnahme und Rückführung von Wasser für die Wärmeversorgung auf die Limnologie des Sees zu analysieren. Die technische Konfiguration für das Wärmeversorgungssystem basiert auf dem Vakuum-Flüssigeis-Verfahren und ermöglicht dadurch einen Wärmeentzug aus dem Seewasser bis zu einer gewässerseitigen Temperatur von 0°C. Die Ergebnisse zeigen, dass Seethermie in Kombination mit dieser Technologie einen wichtigen Beitrag zur grünen Wärmewende leisten kann, wobei die Wirtschaftlichkeit, die Genehmigungsfähigkeit und die ökologischen Auswirkungen als positiv bewertet werden. [55]

#### Seethermie aus dem Cottbuser Ostsee

In Cottbus ist die Installation einer Großwärmepumpe geplant, die das regenerative thermische Potenzial des Cottbuser Ostsees, der derzeit geflutet wird, erschließen soll [111]. Der zukünftige Cottbuser Ostsee entsteht am nordöstlichen Stadtrand auf dem Gebiet des ehemaligen Tagebaus Cottbus-Nord. Die Wärmepumpenanlage, die voraussichtlich am Standort des Heizkraftwerks (HKW) Cottbus installiert werden soll, erhöht das Temperaturniveau der regenerativen Wärmequelle, bevor sie dem Cottbuser Fernwärmenetz zugeführt werden kann. [112]

# 4 GROSSWÄRMEPUMPEN IN NAHWÄRMENETZEN IM LÄNDLICHEN RAUM

## 4.1 NAHWÄRMENETZE

Nahwärme ist bereits heute ein wichtiger Bestandteil der Wärmeversorgung in Deutschland, gerade im ländlichen Raum, aber auch im urbanen Umfeld.

Eine eindeutige Definition von Nahwärmenetzen in Abgrenzung zu Fernwärmenetzen gibt es nicht. Fernwärme ist der Überbegriff. Nahwärmenetze sind charakterisiert durch dezentrale kleine Wärmenetzstrukturen mit einer überschaubaren Anzahl an Anschlussnehmern.

Abbildung 19: Verlegung einer Nahwärmeleitung [113]



Bildquelle: Energieagentur Rheinland-Pfalz

### Niedrigere Temperaturen in Nahwärmenetzen

Die Ursprünge der *großen städtischen Fernwärmenetze* reichen teilweise 100 Jahre zurück. Die Netze werden seitdem permanent modernisiert und erweitert. In der Kosten-Nutzen-Abwägung sind die Fernwärmenetze in Kombination mit fossilen Heizwerken und Heizkraftwerken historisch für vergleichsweise große Netze, lange Leitungswege und damit hohe Temperaturen ausgelegt worden.

Insbesondere das hohe Temperaturniveau muss im Zuge der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung nun in den nächsten Jahren und Jahrzehnten systematisch reduziert werden. Aufgrund der gewachsenen Struktur und der dynamischen Erweiterung der Netze ergeben sich aber hydraulische Restriktionen, die aktuell noch den Betrieb bei höheren Temperaturen, oft deutlich über 100°C, erfordern. Weiterhin ist die Abnehmerstruktur sehr inhomogen und es gibt eine Vielzahl an Bestandskund\*innen, die ein hohes Vorlauf Temperaturniveau erfordern bzw. hohe Rücklauftemperaturen rückspeisen. Diese werden erst sukzessive umgestellt werden können.

In *Nahwärmenetzen* sind Temperaturen hingegen niedriger. Das liegt zum einen daran, dass viele dieser Nahwärmenetze und zugehörige Hausanschlüsse erst in letzten Jahrzehnten entstanden sind und auf die Wärmeabnehmerstruktur optimal hydraulisch zugeschnitten sind. Außerdem ist die Wärmeabnehmerstruktur meist sehr homogen und beschränkt sich nicht selten auf Einfamilienhäuser und kleine Mehrfamilienhäuser, wo auch im unsanierten Bestand Vorlauftemperaturen von 70°C oder weniger genügen. Die räumliche Ausdehnung eines Nahwärmenetzes ist überschaubar. Zusätzlich beschränken die genutzten Wärmequellen (z. B. Abwärme aus Biogas-BHKWs, Solarthermie) sowie die Wärmeverluste bei geringen Wärmeabnehmerdichten gerade bei Nahwärmenetzen im ländlichen Raum von vornherein das Temperaturniveau. Ebenso reduzieren sich Lohn- und Materialkosten bei niedrigeren Maximaltemperaturen und damit niedrigeren Nenndruckstufen (PN 6 und PN 10) zum Beispiel durch den Einsatz von Kunststoffrohren (siehe Abbildung 19).

Konventionelle Nahwärmenetze weisen heute üblicherweise Vorlauftemperaturen zwischen 70 und 100°C auf. Diese Entwicklung setzt sich mit warmen Niedertemperaturnetzen (sogenannten Low-Ex-Netzen) mit Vorlauftemperaturen zwischen 25 und 70°C sowie kalten Nahwärmenetzen (Vorlauftemperatur 6 bis 25°C) entsprechend fort [113].

Kalte Nahwärmenetze stellen eine spezielle Variante von Wärmenetzen dar. Im Vergleich zu herkömmlichen Fernwärme- und Nahwärmenetzen zeichnen sie sich durch deutlich niedrigere Vorlauftemperaturen aus [113]. Die Umweltwärme zum Beispiel aus oberflächennaher Geothermie wird dabei ohne weitere Temperaturerhöhung in das Wärmenetz eingespeist. Die Temperaturerhöhung erfolgt erst beim

Endverbraucher mithilfe dezentraler Wärmepumpen. Großwärmepumpen kommen somit nicht in kalten Nahwärmenetzen zum Einsatz und folglich werden kalte Nahwärmenetze in der vorliegenden Studie nicht weiter betrachtet.

Niedertemperaturnetze stellen aufgrund der niedrigen Vorlauftemperaturen zwischen 25 und 70°C prinzipiell eine sehr gute Möglichkeit des Einsatzes von zentralen Wärmepumpen dar. Allerdings kommen diese aktuell im ländlichen Raum, wo Netze mehrheitlich Bestandsgebäude versorgen, bisher kaum zum Einsatz, da damit im Bestand gebäudeseitig deutlich höhere Investitionen sowohl für Heizung als auch für die Trinkwarmwasserbereitstellung verbunden sind. Für biogene Brennstoffe ändert sich der Wirkungsgrad der am Wärmeerzeuger bereitgestellten Wärme auch bei hohen Temperaturen kaum. Falls biogene Brennstoffe als Option für die Versorgung neuer Nahwärmenetze aber zukünftig zurückgedrängt werden, wird ein niedriges Temperaturniveau der Wärmeerzeugung und damit der Einsatz von Niedertemperaturnetzen einen höheren Stellenwert erhalten, da hier – neben geringeren Wärmeverlusten des Netzes sowie hoher Effizienz und niedriger Kosten von Speicherung – vor allem auch Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen wirtschaftlicher wird.

Vorteile der Nahwärmeversorgung für Kommunen (u.a. [113]) sind:

- koordinierte und planbare Reduzierung der THG-Emissionen,
- regionale Wertschöpfung durch Einbindung regionaler Akteure und Energiequellen,
- Preisstabilität für Bürger\*innen und Unabhängigkeit von Energie-Importen,
- Betrieb und Service werden kundenfreundlicher und transparenter,
- Attraktivität als Wohnstandort,
- Wärmeversorgungslösung, die in das charakteristische und gegebenenfalls denkmalgeschützte Ortsbild nicht eingreift.

### **Einsatz von Wärmepumpen in Nahwärmenetzen**

Bisher ist der Einsatz von Großwärmepumpen in Nahwärmenetzen in Deutschland noch die Ausnahme. Aktuelle Beispiele werden in Abschnitt 4.3 vorgestellt. Nahwärmenetze mit Wärmepumpen konnten in Sachsen und Brandenburg nicht identifiziert werden.

Die Größe von Wärmepumpen beim Einsatz in Nahwärmenetzen ist auf thermische Nennleistungen bis in den einstelligen MW-Bereich begrenzt. Damit bleibt zwar die Kostenreduzierung durch Skaleneffekte beschränkt – in [2] wird eine Reduzierung der spezifischen Investitionskosten von 10-MW- gegenüber 1-MW-Wärmepumpen, je nach Wärmequelle, auf 10 bis 50 Prozent geschätzt; dem steht aber eine hohe Effizienz (und damit niedrigere bedarfsgebun-

dene Kosten) aufgrund der niedrigen Vorlauftemperaturen gegenüber. Bei Vorlauftemperaturen von 70 bis 80°C statt 90 bis 100°C lässt sich der Strombedarf einer Luft/Wasser-Wärmepumpe um 15 bis 25 Prozent reduzieren.

Trotzdem muss die Wärmepumpe im Nahwärmenetz gegenüber der dezentralen Wärmepumpe in der Regel ein höheres Temperaturniveau bereitstellen, da Temperaturverluste durch Netz und Hausanschlussstation kompensiert werden müssen und sich die bereitzustellende Netztemperatur stets an der höchsten Temperaturanforderung aller Abnehmer im Netz orientiert statt spezifisch am individuellen Abnehmer. Dem stehen jedoch folgende Vorteile gegenüber:

- günstigerer Strombezug durch gemeinsamen Einkauf großer Mengen,
- niedrigere spezifische Investitionskosten durch den Bau weniger großer Wärmepumpen statt vieler kleiner Wärmepumpen und effiziente gebündelte Wärmequellenerschließung statt verteilter Wärmequellenerschließung an jedem Gebäude,
- in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern (multivalenter Betrieb) und Großspeichern sowie gegebenenfalls Kaskadierung mehrerer Wärmepumpen mehr Freiheitsgrade für kostenoptimierte Betriebsführung, höhere Vollbenutzungsstundenzahl und geringere Taktung,
- Zeitverschiebung des Wärmepumpenbetriebs und damit des Strombedarfs in Kombination mit Großwärmespeichern auch über lange Zeiträume (Tage, Wochen, Monate, saisonal) möglich.

### **Bestandsnetze für Nahwärme**

In Deutschland existiert eine Vielzahl an Nahwärmenetzen, vor allem im ländlichen Raum. Viele der bestehenden Nahwärmenetze werden vorwiegend biomassebasiert beheizt. Hauptwärmequellen sind Abwärme aus Biogas-BHKW sowie die Verbrennung von Holzhackschnitzeln, aber auch Solarthermie-Anlagen.

Eine Bestandsaufnahme aller Nahwärmenetze existiert nicht. Aktuell sind für Deutschland 180 Bioenergie-dörfer verzeichnet [114]. Diese sind in der Regel auch mit einem Nahwärmenetz ausgestattet. Darüber hinaus gibt es aber eine Vielzahl weiterer Nahwärmenetze. Allein die Firma Enerpipe, deren Betätigungsfeld vorwiegend in Bayern liegt, zählt 169 Nahwärmenetze mit jeweils mehr als zehn Hausanschlüssen als ihre Kunden auf [115].

Auch in Brandenburg und Sachsen existieren einige Nahwärmenetze. In Sachsen befinden sie sich beispielsweise in Theuma (110 Haushalte) [116], Camina (14 Kunden) [117, 118], Radibor (111 Kunden) [119, 118] und Daubitz/Rietschen (36 Anschlüsse) [120], in Brandenburg beispielsweise in Feldheim (44 Anschlüsse) [121] und Wahlsdorf (83 Anschlüsse) [122], wobei die Nahwärmenetze in Daubitz und Wahlsdorf über eine Bürgerenergiegenossenschaft

betrieben werden. Die genannten Wärmenetze basieren im Wesentlichen auf Biogas-BHKW und auf der Verbrennung von Holzhackschnitzeln.

Ob der Einsatz von Wärmepumpen in bisher biomassenbasierten Nahwärmenetzen eine attraktive Option darstellt, hängt im Wesentlichen von der zukünftigen Entwicklung der Preise und der lokalen Verfügbarkeit biogener Brennstoffe ab. Knappe biomassenbasierte Brennstoffe sind aufgrund der guten «Speicherbarkeit» vor allem in Zeiten hoher Wärmebedarfe und niedrigem erneuerbarem Anteil im Strommix, das heißt bevorzugt in der kalten Jahreszeit, einzusetzen. Außerdem ist die Nutzung preiswerter Abwärme von Biogas-BHKW-Anlagen an die zukünftigen Vermarktungsmöglichkeiten des Biogas-BHKW-Stroms geknüpft.

### Neue Nahwärmenetze

Durch die notwendige sukzessive Erneuerung der Heizungsanlagen in Gebäuden eröffnet sich ein großes Potenzial für die Realisierung von neuen Nahwärmenetzen. Denn aktuell werden in Deutschland noch 46,7 Prozent der 19,5 Mio. Wohngebäude mit einer Gasheizung und 28,5 Prozent mit einer Öl-Zentralheizung beheizt. Ein knappes Drittel der Gasheizungen (28 Prozent) und die Hälfte aller Ölheizungen (49,1 Prozent) sind in Deutschland älter als 20 Jahre. Diese entsprechen hinsichtlich Effizienz nicht mehr dem Stand der Technik und kommen in den nächsten Jahren an das Ende ihrer Lebensdauer. Das mittlere Alter der Gas-Zentralheizung beträgt 13,4 Jahre (Sachsen) bzw. 9,6 Jahre (Brandenburg), das mittlere Alter der Öl-Zentralheizung 21,2 Jahre (Sachsen) bzw. 17,5 Jahre (Brandenburg). [123]

Insbesondere in homogenen Ein- und Mehrfamilienhaussiedlungen mit Gebäuden gleichen Alters fin-

det sich häufig auch eine ähnliche Altersstruktur der Gebäudeheizungen. Gerade im ländlichen Raum sind dies bei fehlender Gasverfügbarkeit oft Ölheizungen. Für kleinere Kommunen ohne vorhandenes Gasnetz ist die Realisierung von Wärmenetzen besonders interessant.

Durch steigende Energiepreise, die Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung für fossile Brennstoffe und die stärker ins Bewusstsein rückende Klimakrise haben viele Städte und Gemeinden bereits in den letzten Jahren Machbarkeitsstudien für ihre Kommunen erstellt. Daraus hervorgegangen sind auch Nahwärmekonzepte, die in den nächsten Jahren umgesetzt werden sollen. Hier ist der Einsatz von Großwärmepumpen nicht selten Teil der Überlegung.

## 4.2 GÜNSTIGE BEDINGUNGEN FÜR GROSSWÄRMEPUMPEN IM LÄNDLICHEN RAUM

### Nahwärmenetze als Voraussetzung für Großwärmepumpen

Im ländlichen Raum stellt der Einsatz von Großwärmepumpen in Verbindung mit bestehenden oder neu zu errichtenden Nahwärmenetzen eine sehr attraktive Option zur Modernisierung und Dekarbonisierung der Wärmeversorgung dar. Niedrigere Verlegekosten aufgrund weniger baulicher Barrieren und Restriktionen sowie eine homogenere Abnehmerstruktur als im städtischen Raum senken hier die Hürden für den Bau neuer Wärmenetze.

Für die vielen biomassenbasierten Nahwärmenetze ist eine Nachrüstung mit Großwärmepumpen dort interessant, wo die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe konkurrenzfähig sind. Gerade bei einer

Abbildung 20: Verlegung von Erdwärmekollektoren für Agrothermie



Bildquelle: TU Dresden/Doppelacker GmbH [124]

vorwiegend hackschnitzelbasierten Wärmeerzeugung könnten Wärmepumpen zukünftig im Grund- und Mittellastbetrieb interessant sein, zumindest wenn Hackschnitzelpreise weiter steigen oder preiswerter Strom zur Verfügung steht.

Dort, wo die Nahwärmeversorgung ganzjährig über direkte Abwärmenutzung oder aus KWK-Prozessen (z. B. aus Biogas-BHKW) erfolgt und diese BHKW auch ohne Wärmeauskopplung wirtschaftlich betrieben werden können, ist der Einsatz von Wärmepumpen vorerst wenig attraktiv.

### Verfügbare Flächen als Treiber für Wärmepumpen

Ein großer Vorteil der ländlichen Kommunen ist, dass zumeist große unbebaute Flächen zu relativ niedrigen Grundstückspreisen für Erwerb oder Pacht zur Verfügung stehen.

Für den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenhang mit Wärmenetzen und Wärmepumpen schafft dies günstige Bedingungen. Der Strombezug aus dem Netz kann durch lokale Windanlagen oder Photovoltaikfreiflächenanlagen reduziert werden. Aber die Flächenverfügbarkeit ermöglicht auch Lösungen mit Wärmepumpe, Solarthermie und Saisonspeicher wie in vielen dänischen Kommunen. Ebenso steht Agrothermie als Wärmequelle zur Verfügung (siehe Abbildung 20).

### Wind- und Solarparks als Treiber für Wärmepumpen

Große Solarparks in Deutschland produzieren inzwischen Strom zu konkurrenzfähigen Stromgestehungskosten und erreichen zunehmend Netzparität (vergleichbare Gestehungskosten) zu fossilen Kraftwerken. Das führt dazu, dass inzwischen immer mehr Solarparks auch ohne EEG-Förderung (Marktprämienmodell) gebaut werden [125], die dann entweder als PPA-Anlagen oder Strommarktanlagen («sonstige Direktvermarktung») betrieben werden. Beispiele sind der Solarpark Weesow-Wilmersdorf (Brandenburg) mit 187 MW<sub>p</sub>, der Solarpark Zobersdorf (Brandenburg; siehe Abbildung 21) mit 21 MW<sub>p</sub> oder der Solarpark Witznitz (Sachsen) mit 650 MW<sub>p</sub> [126–128].

Das macht zunehmend auch alternative Nutzungsformen wie die Nutzung des Stroms für den Betrieb von Großwärmepumpen anstelle der vollständigen Einspeisung in das öffentliche Stromnetz interessant wie beispielsweise im Solarpark Bundorf (siehe Abbildung 22). Auch bei EEG-geförderten Großanlagen ist die EEG-Marktprämie teilweise bereits so gering, dass auch hier die Stromverwendung vor Ort durchaus eine interessante Option ist. Darüber hinaus sind gerade für Wind- und PV-Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen, alternative, stabile Einnahmemöglichkeiten von Interesse.

Aktuelle Stromgestehungskosten liegen bei neuen Großanlagen

**Abbildung 21: Förderfreier Solarpark in Zobersdorf (Brandenburg), 21 MW<sub>p</sub>, Jahresertrag 23 GWh, Inbetriebnahme 2022**



Bildquelle: BayWa r.e. [129]

**Abbildung 22: Solarpark Bundorf (Bayern), 125 MW<sub>p</sub>, Jahresertrag 131 GWh, 30 Prozent der Fläche unter Bürgerbeteiligung, Inbetriebnahme 2023, Teilfläche von 1,5 MW<sub>p</sub> für Versorgung einer Großwärmepumpe [130]**



Bildquelle: MaxSolar GmbH [131]

- bei 4,3 bis 5,7 Cent/kWh<sub>el</sub> für PV-Freiflächenanlagen in Norddeutschland (> 1 MW<sub>p</sub>) und
- bei 4 bis 8 Cent/kWh<sub>el</sub> für Onshore-Windanlagen [121].

Bei Direktnutzung des Stroms ohne Einspeisung ins öffentliche Netz, das heißt mit einer elektrischen Direktleitung bis zum Abnehmer, können für den Stromabnehmer außerdem Stromsteuer, Netzentgelte und sonstige Abgaben (KWK-Umlage, § 19 NEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Konzessionsabgabe) entfallen.

Damit ergeben sich bei einem angenommenen COP der Wärmepumpe von 2,5 bedarfsgebundene Kosten der Wärme (d.h. ohne Investitionskosten) im Bereich 1,7 bis 2,3 Cent/kWh<sub>th</sub> für Wärme aus PV-Strom bzw. 1,6 bis 3,2 Cent/kWh<sub>th</sub> für Wärme aus Onshore-Windstrom und damit sehr attraktive Konditionen.

Zum Vergleich: Mit Hackschnitzeln erzeugte Wärme verursacht aktuell bedarfsgebundene Kosten der

Wärmeerzeugung von etwa 4 Cent/kWh<sub>th</sub>. (Annahmen: Nutzungsgrad 0,85; Marktpreis für 35 Prozent Feuchtegehalt nach [132]).

Bei entsprechend großem zugehörigen PV- bzw. Windpark im Verhältnis zur Größe der Wärmepumpe sind deutlich höhere Deckungsanteile durch eigene erneuerbare Stromproduktion möglich, als man bei der solaren Deckung der dezentralen Wärmepumpe mit einer durchschnittlich großen Photovoltaikanlage auf dem eigenen Gebäudedach erreichen könnte. Mit einer zentralen Wärmepumpe und einem Solarpark erhalten zudem auch Orte, die in weiten Teilen denkmalgeschützt sind oder ortsbildprägende Außenansichten besitzen und deren Dächer für Photovoltaikanlagen ungeeignet sind, eine Möglichkeit, lokale solare Wärmedeckungsbeiträge zu realisieren.

Neben den genannten Einspareffekten gegenüber dem Netzbezug wird auch die zukünftige Kostenentwicklung kalkulierbarer, da Strompreise so zumindest für einen Teil der Wärmeerzeugung für viele Jahre feststehen und außerdem unkalkulierbare Preissteigerungen der Netzentgelte [133, 134] entfallen. Im Ranking der höchsten Netzentgelte (für Industriekunden) steht Brandenburg auf Platz 3 und Sachsen auf Platz 6 [134]. Die Realisierbarkeit von Großwärmepumpen wird allgemein oft durch die verfügbare elektrische Netzanschlussleistung beschränkt. Auch hierfür bieten Standorte in der Nähe von Solar- und Windparks Vorteile, da diese in der Regel Netzverstärkungsmaßnahmen vorgenommen haben, sodass an diesen Standorten Anschlussleistungen gewährleistet sind, die um ein Vielfaches höher liegen als die Bezugsleistungen der Großwärmepumpen.

Zunehmend sind bei großen PV- und Windparks aufgrund beschränkter Netzkapazitäten realisierbare Anschlussleistungen bzw. Netzanschlusskosten ein Problem, sodass Investoren entweder die Anlagen verkleinern oder anderweitig für reduzierte Einspeiseleistungen sorgen müssen. Neben der Installation von Batterien, wie zum Beispiel in Kirchweida, wo die Einspeiseleistung auf 400 kW bei einer Anlage von 800 kW<sub>p</sub> begrenzt ist [135]), können hier zukünftig auch direkte Stromverbraucher wie Elektrokessel oder Wärmepumpen eine Möglichkeit darstellen, die notwendige Netzanschlussleistung zu verringern.

Die Beispiele im folgenden Abschnitt nutzen die genannten Vorteile der Nähe zu PV- und Windparks.

#### **Exkurs: Sind Direktleitungen gesamtenergiewirtschaftlich sinnvoll?**

Wenn keine elektrische Netzinfrastruktur existiert oder die verfügbare Netzinfrastruktur aufgrund von Netzengpässen nicht geeignet ist, den Transport zusätzlicher Strommengen zu gewährleisten und der zuständige Netzbetreiber aus bestimmten Gründen zeitnah keine Abhilfe schaffen kann, sind Stromdirektleitungen eine Möglichkeit, um schnell,

gezielt und kosteneffizient die Stromversorgung von Heizzentralen zu realisieren.

Folgendes muss in der Kalkulation der Direktleitungen von PV- oder Windparks beachtet werden:

- Die Direktstromlieferung für eine Wärmezentrale sollte nicht mit einem mittleren Vermarktungspreis eines voll einspeisenden PV- bzw. Windparks kalkuliert werden, sondern die Zeitabhängigkeit der Vermarktungspreise berücksichtigen. Denn der Betrieb einer wärmegeführten Großwärmepumpe wird überwiegend in Zeiten höherer Stromvermarktungspreise stattfinden. Damit besteht für den Wärmenetzbetreiber ein energiewirtschaftlicher Anreiz, statt einem rein wärmegeführten einen strompreisgeführten Betrieb der Wärmeerzeugung zu realisieren. Dies betrifft sowohl die Investitionsentscheidung, das heißt Art und Größe der Wärmeerzeuger und Speicher, als auch das Erzeugereinsatzmanagement im laufenden Betrieb.

- Durch die Nutzung eines Teils der produzierten elektrischen Leistung für die Wärmeversorgung wird die Prognose für die übrige, ins öffentliche Netz eingespeiste Strommenge sowie für das Stromeinspeiseprofil komplexer. Dafür müssen entsprechende Prognose- und Portfoliomanagementfähigkeiten aufgebaut werden, denn größere Unsicherheiten können negativen Einfluss auf den Vermarktungswert der Einspeisemenge haben.

Da Wärmeversorgungskonzepte mit Stromdirektleitungen bei vorhandenen Speicherkapazitäten (elektrisch und thermisch) auch unabhängig vom allgemeinen Stromnetz, das heißt im Inselbetrieb, genutzt werden können, kann das zu einer resilienteren, also im geringeren Maße verwundbaren Wärmeversorgung beitragen, wenn diese im Blackout-Fall der öffentlichen Versorgung in einem Notbetriebsmodus autark funktionieren kann. Ebenso kann die Direktleitung einer effizienten Lastspitzenkappung und -verwendung dienen.

Ein Haupttreiber von Stromdirektleitungen in der Realität ist jedoch das Einsparen von Netznutzungsentgelten, Steuern und Umlagen. Insofern vom Wärmeversorger aber weiterhin Netzdienstleistungen in ähnlichem Umfang beansprucht werden wie bei einer Variante ohne Direktleitung, tritt eine Verzerrung der fairen Verteilung der allgemeinen Netzkosten zulasten anderer Netzteilnehmer auf. Ziel sollte eine gerechte Lastenverteilung auf alle Netznutzer entsprechend der vorgehaltenen Netzinfrastruktur und der in Anspruch genommenen Dienstleistungen sein. Außerdem sollte vermieden werden, durch Direktleitungen unnötige Parallelstrukturen zu einem öffentlichen Netz aufzubauen («sunk costs») bzw. die Netzinfrastruktur unnötig zu fragmentieren. Andererseits sollte dafür gesorgt werden, dass Kommunen und deren Bür-

ger\*innen, die unmittelbar vor Ort vom Ausbau der erneuerbaren Energien betroffen sind, auch direkt davon profitieren können.

Hier ist der Gesetzgeber gefragt, kurze Transportwege durch das öffentliche Netz nicht übermäßig durch Steuern, Umlagen und Abgaben zu belasten, sondern verursachungsgerecht zu bepreisen und so Anreize zu schaffen, vorhandene öffentliche Infrastruktur, wenn möglich, zu nutzen (vgl. [136–140]), aber auch generell im öffentlichen Netz kurze Wege zwischen Erzeugung und Verbrauch anzureizen. Alternativ zur Reduzierung der Steuern, Umlagen und Abgaben könnte eine – gegebenenfalls gesetzlich schneller umsetzbare – Prämie für kurze Transportwege gezahlt werden (vgl. Vorschläge des Bundesverbands Erneuerbare Energie e. V. [136] und Gesetzentwurf des Bündnis Bürgerenergie e. V. [141, 142]). Netzbetreiber sind ebenso gefragt und verpflichtet, entsprechende Transportkapazitäten durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen bedarfsgerecht und zügig zur Verfügung zu stellen.

### 4.3 BEISPIELE

#### Bundorf (Bayern) – Kombination mit PV

In Bundorf wird ein neu errichtetes Wärmenetz aktuell mehr als 20 Privathaushalte sowie öffentliche Gebäude der Gemeinde (Rathaus, Dorfgemeinschaftshaus, Feuerwehr und Kindergarten) versorgen. Die Grundlast der Wärmeversorgung wird durch eine Luft/Wasser-Wärmepumpe mit 200 kW thermischer Leistung bereitgestellt. Des Weiteren sind

ein Elektrokessel sowie ein Holzhackschnitzkessel für die Spitzenlast installiert worden. Es werden Vorlauftemperaturen von 75 bis 85 °C bereitgestellt. Damit ist auch eine ganzjährige Versorgung älterer Gebäude mit hoher Heizlast und Heizkörpern möglich.

Die Heizzentrale befindet sich am Ortsrand und ist mit einer Stromdirektleitung von ca. 1 km Länge mit einem Teilfeld von 1,5 MW<sub>p</sub> des bereits dargestellten 125-MW<sub>p</sub>-PV-Parks (siehe Abbildung 22 und Abbildung 24) verbunden. Netzgebühren für den Solarstrom fallen nicht an. Die Wärmeversorgung wird daher solarstromgeführt betrieben und ein Betrieb der Wärmepumpe mit Strom aus dem öffentlichen Netz wird gänzlich vermieden, auch wenn es technisch möglich wäre, da ein Netzanschluss vorhanden ist. Der Speicher von 75 m<sup>3</sup> wird als Tag-Nacht-Speicher bzw. für eine Speicherung für wenige Tage genutzt. Der Holzhackschnitzkessel ist für einen Einsatz von 1.600 Betriebsstunden kalkuliert. In Kombination mit dem Speicher lässt sich so eine solare Deckung der Wärmeversorgung von 60 Prozent realisieren.

Aus betriebswirtschaftlichen und regulatorischen Gründen wurde die PV-Freiflächenanlage entsprechend dem Strombedarf zur Wärmeversorgung aufgeteilt: Der größere Teil wird normal am Strommarkt vermarktet, der kleinere Teil versorgt die Wärmepumpe. Durch die enorme Größe des PV-Parks profitiert auch das für die Wärmeversorgung genutzte Teilfeld von den geringen spezifischen Investitionskosten und somit geringen Stromgestehungskosten, garantiert für mindestens 20 Jahre [131].

Abbildung 23: Heizhaus Bundorf



#### Nahwärmenetz Bundorf,

Fernwärme Bundorf GmbH & Co. KG

#### Thermische Leistung der Erzeuger:

200 kW<sub>th</sub> Luft/Wasser-Wärmepumpe

400 kW<sub>th</sub> Elektrokessel

200 kW<sub>th</sub> Holzhackschnitzkessel

Wärmespeicher: 75 m<sup>3</sup>

Größe PV-Anlage: 1,5 MW<sub>p</sub> (Teilfeld)

Solare Deckung: 60 Prozent

Vorlauftemperatur: 75 bis 85 °C

Leitungsnetz: 1,6 km

Inbetriebnahme: 2023

Investition: 3,6 Mio. Euro (inkl. Solarfeld)

Abnehmer: 27 (geplant), 40 (möglich)

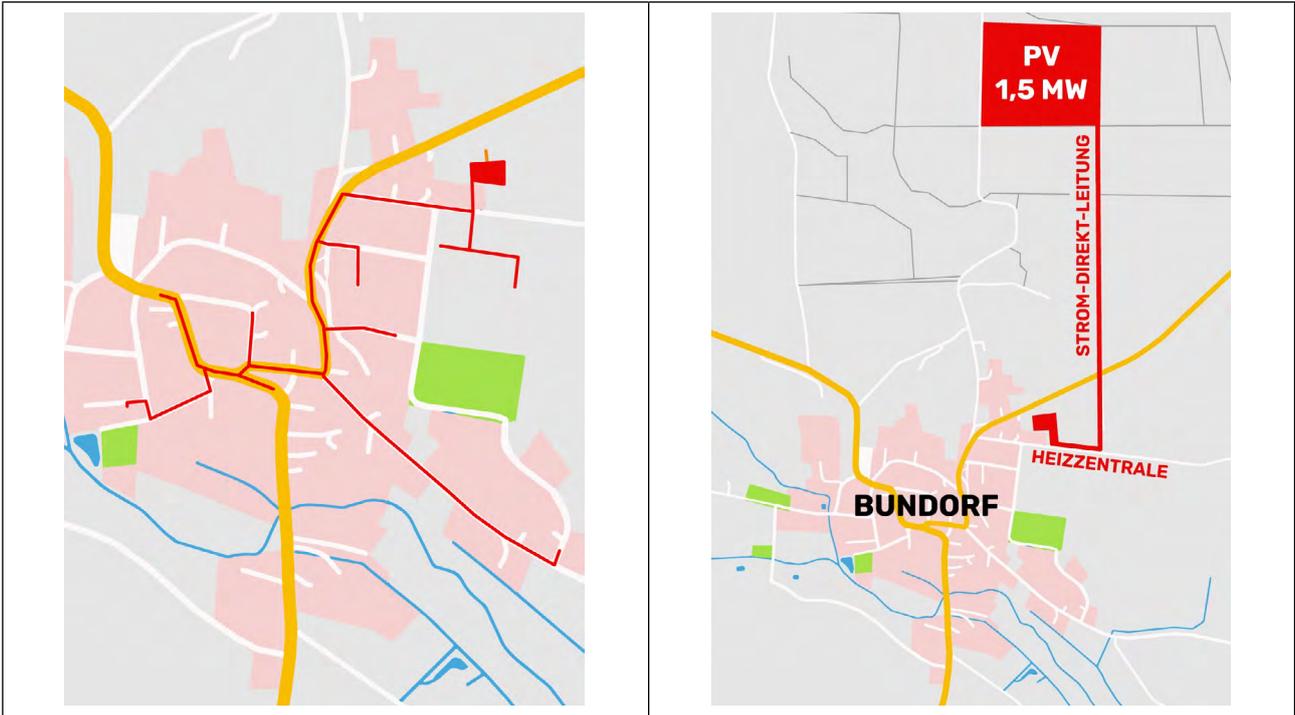
Wärmeabsatz: ca. 0,9 GWh

Bildquelle: EnergieGenossenschaft Inn-Salzach eG [143]

Die Investitionssumme für das Projekt inklusive PV-Teilfeld beträgt 3,6 Mio. Euro. Der damit abgedeckte Wärmebedarf beträgt ca. 900 MWh pro Jahr [144]. Aktuell

beträgt die Anzahl geplanter Anschlüsse 27, maximal können 40 Abnehmer angeschlossen werden. Wärmeverluste werden mit 18 Prozent angegeben [145].

Abbildung 24: Nahwärmenetz Bundorf mit Heizzentrale und PV-Park (ca. 350 Einwohner\*innen)



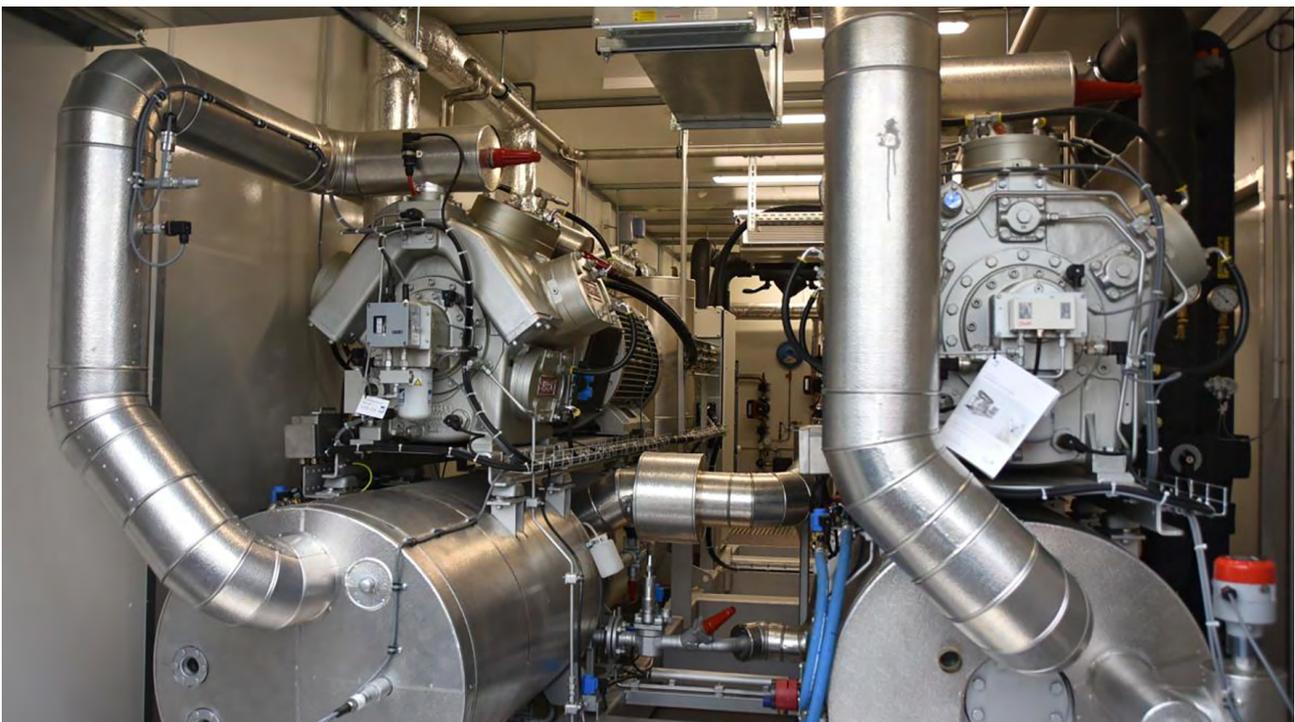
Bildquelle: EnergieGenossenschaft Inn-Salzach eG [143]

**Mertingen (Bayern) – Kombination mit Photovoltaik**

Das Joint-Venture ProTherm Mertingen GmbH aus der Gemeinde Mertingen (55 Prozent) und GP JOULE GmbH (45 Prozent) betreibt das Fernwärmenetz in

Mertingen. Es besitzt eine Länge von 14 km und wird stetig erweitert. Die Wärmeversorgung wird aus Biogas, Abwärmenutzung aus einem Industriebetrieb sowie einer Holzhackgutanlage bereitgestellt. [146]

Abbildung 25: Technikcontainer mit Luft/Wasser-Wärmepumpe



Bildquelle: Widemann, GP Joule

**Abbildung 26: Container mit Großwärmepumpe, PV-Feld und Speicher**

	<p><b>Nahwärmenetz Mertingen</b> ProTherm Mertingen GmbH</p>
	<p>Erzeugerkapazität: ges. 5,1 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 900 kW<sub>th</sub> Luft/Wasser-Wärmepumpe (NH<sub>3</sub>)</li> <li>– Bioabfallvergärungsanlage</li> <li>– Biogasanlage</li> <li>– Holzhackschnitzelkessel</li> <li>– Abwärme aus Industriebetrieb</li> </ul> <p>Wärmespeicher: 224 m<sup>3</sup> (2 x 84 m<sup>3</sup> am Standort WP)</p> <p>Größe PV-Anlage: 750 kW<sub>p</sub></p> <p>Solare Deckung der Wärmepumpe: 30 bis 50 Prozent</p> <p>Vorlauftemperatur Netz: 80 °C</p> <p>Leitungsnetz: 14 km</p> <p>Inbetriebnahme: 2023</p> <p>Abnehmer: ca. 250</p> <p>Wärmeabsatz: 9 GWh/Jahr</p>

Bildquelle: Gregor Wiebe, GP Joule

Seit Ende 2023 versorgt auch eine Wärmepumpe das Wärmenetz (siehe Abbildung 25). Diese besitzt eine thermische Leistung von 900 kW und wird auf der Wärmequellenseite über zwei separate Trockenrückkühlwerke versorgt. Das eingesetzte Kältemittel ist Ammoniak und kann die benötigte Vorlauftemperatur von bis zu 80 °C bereitstellen.

Auch hier wird der Strom über eine Direktleitung von einem angrenzenden PV-Park mit 750 kW<sub>p</sub> zur Großwärmepumpe geführt [147].

Von den insgesamt installierten 224 m<sup>3</sup> Speicher sind 168 m<sup>3</sup> am Standort der Wärmepumpe installiert und werden im Wesentlichen als Tag-Nacht-Speicher betrieben. Aufgrund der Größe der Wärmepumpe wird diese teilweise auch mit Strom aus dem öffentlichen Netz betrieben, wobei die Betriebsführung der Anlage hier entsprechend den Strompreisen fortlaufend 48 Stunden im Voraus geplant wird [148]. Die solare Deckung der Wärmepumpe aus dem Solarpark beträgt 30 bis 50 Prozent [149]. Eine weitere Luft/Wasser-Wärmepumpe ist bereits geplant [150].

**Abbildung 27: Mertingen (3.500 Einwohner\*innen): Wärmepumpe, Speicher und PV-Feld**



Bildquelle: Gregor Wiebe, GP Joule [151]

### Bosbüll (Schleswig-Holstein) – Kombination mit Wind

In Bosbüll erzeugen zwei Wind- und zwei Solarparks deutlich mehr Strom als vor Ort benötigt wird. Beide Windkraftanlagen haben 2021 das Ende ihrer 20-jährigen Förderdauer gemäß EEG erreicht.

Drei Luft/Wasser-Wärmepumpen mit einer thermischen Leistung von je 80 kW und Heizstäbe mit einer Leistung von insgesamt 750 kW<sub>th</sub> nutzen diese lokale Stromproduktion seit 2021 zur Beheizung des örtlichen Nahwärmenetzes [153]. Außerdem gibt es einen Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung. Die Luft/Wasser-Wärmepumpen vom Typ aero 172 HAT der Firma SmartHeat Deutschland GmbH erzeugen insgesamt 385 kW thermische Leistung bei 10 °C Außentemperatur bzw. 240 kW bei -7 °C Außentemperatur. Verwendetes Kältemittel der Wärmepumpen ist R513A.

Die Wärmepumpen erzeugen mit 820 MWh thermischer Energie pro Jahr den Großteil der benötigten Wärmemenge. Die drei Wärmepumpen werden in

einer Kaskade betrieben. Den Rest der benötigten Wärmemenge stellen im Wesentlichen die Heizstäbe bereit. Der Betrieb der Wärmepumpen und der Heizstäbe erfolgt gänzlich ohne Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Der Gasbrennwertkessel dient als Spitzenlastreserve und Back-up [154]. Außerdem sind zwei Wärmespeicher mit einem Volumen von jeweils 84 m<sup>3</sup> in das Wärmenetz integriert (siehe Abbildung 30).

Das Wärmenetz mit einer Länge von 2,7 km versorgt aktuell 25 Wohnhäuser sowie einen Mastbetrieb als Großabnehmer. Weitere Abnehmer sind geplant. Das Netz wird mit einer Vorlauftemperatur von 75 bis 85 °C betrieben. Der Rücklauf beträgt 50 bis 55 °C. Das Schema des Versorgungskonzepts ist in Abbildung 29 dargestellt.

Zusätzlich befinden sich an dem Standort zwei Elektrolyseanlagen mit einer elektrischen Leistung von je 225 kW. Diese produzieren Wasserstoff für den Verkehrssektor. Die Abwärme der Anlagen (je 55 kW<sub>th</sub>) wird ebenfalls in das Wärmenetz eingespeist.

Abbildung 28: Luft/Wasser-Wärmepumpen, Windpark und Wärmespeicher Bosbüll



#### Nahwärmenetz Bosbüll

Bosbüll Energie GmbH

##### Erzeuger:

Luft/Wasser-Wärmepumpen 3 x 80 kW<sub>th</sub> (R513A)

Heizstab 750 kW<sub>th</sub>

Elektrolyseur-Abwärme 2 x 55 kW<sub>th</sub>

Gasbrennwertkessel 500 kW<sub>th</sub>

Wärmespeicher: 2 x 84 m<sup>3</sup>

Größe PV-Anlage: 175 + 135 kW<sub>p</sub>

Windenergie: 2 x 2 MW<sub>el</sub>

Lokale EE-Deckung: > 90 Prozent

Vorlauftemperatur Netz: 75 bis 85 °C

Leitungsnetz: 2,7 km

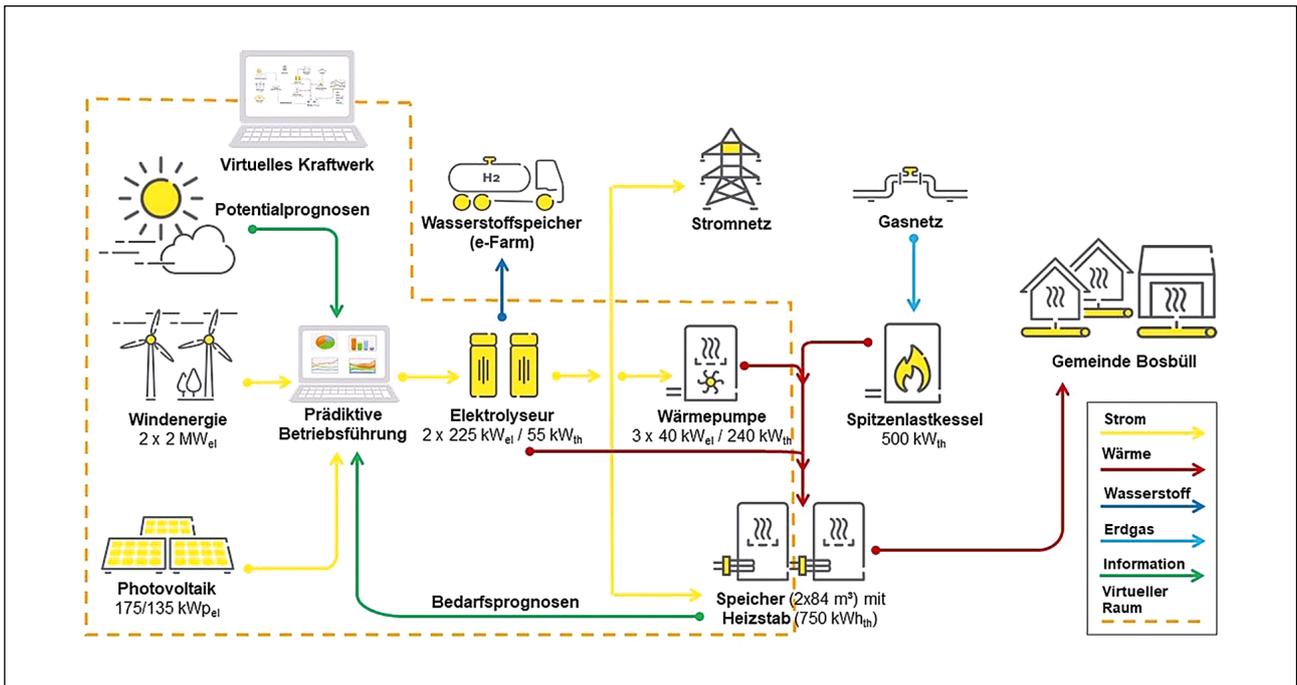
Inbetriebnahme: 2021

Abnehmer: 25 Wohnhäuser, 1 Mastbetrieb

Wärmeabsatz: 1 GWh

Bildquelle: SmartHeat Deutschland GmbH [152]

Abbildung 29: Versorgungskonzept Bosbüll (ca. 250 Einwohner\*innen)



Bildquelle: GP Joule/Fraunhofer IEE [155]

Abbildung 30: Bosbüll, Wärmepumpen neben dem 84 m³ großen Wärmespeicher



Bildquelle: SmartHeat Deutschland GmbH [154]

### Bracht (Hessen) – Kombination mit Großwärmespeicher und Solarthermie

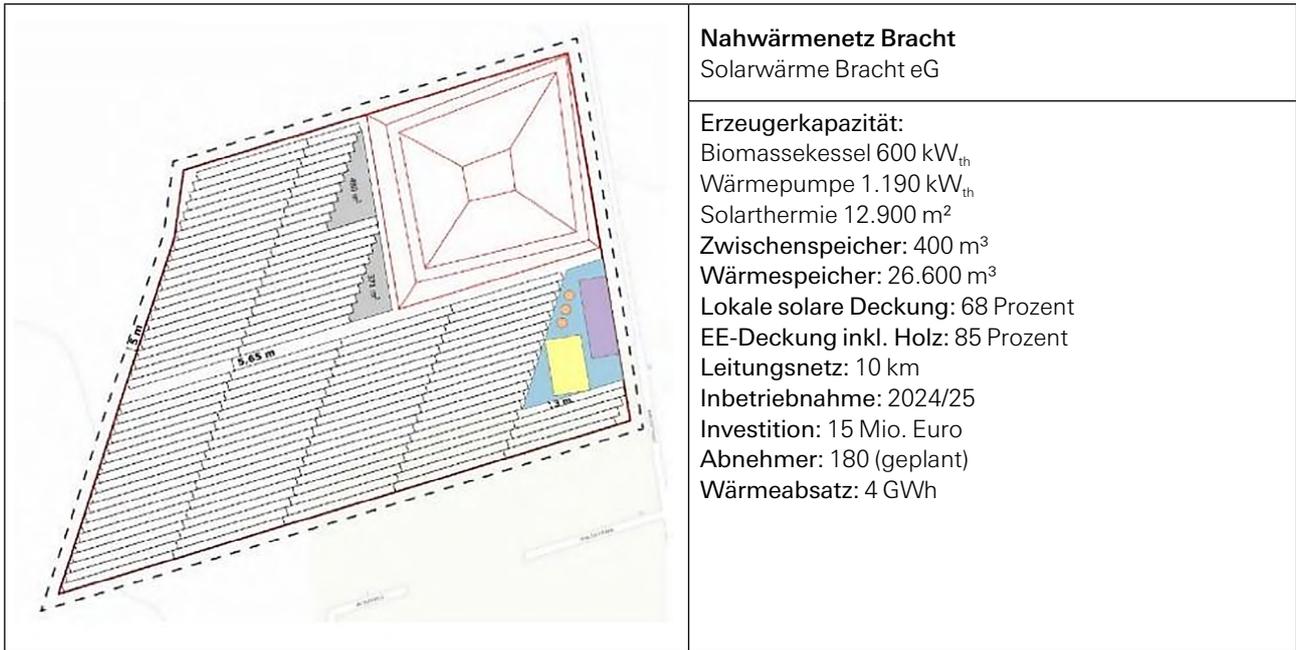
Im Dorf Bracht in Hessen wird ein neues Nahwärmenetz installiert, das im Jahr 2025 rund 180 Anschlussnehmer\*innen in zwei Ortsteilen, die etwa 1 km voneinander entfernt liegen, versorgen soll. Die meisten Haushalte im Dorf heizen derzeit mit Öl. Steigende

Heizkosten der Haushalte, die Suche nach Alternativen für die alten Ölheizungen und ambitionierter Klimaschutz waren Treiber für die Einrichtung des Nahwärmenetzes [156].

Zentrales Element der Wärmeversorgung ist hier eine Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 12.900 m<sup>2</sup> (Abbildung 31). Das Versorgungskonzept ist in Abbildung 32 dargestellt. Diese erwärmt im Sommer einen Großwärmespeicher mit einem Wasservolumen von 26.600 m<sup>3</sup>. Dieser Speicher wird als Erdbeckenspeicher mit einer Tiefe von 16 m und einer Gesamtbreite von über 80 m ausgeführt und ist in Deutschland einer der ersten seiner Art. Da der Erdbeckenspeicher drucklos ausgeführt wird, ergänzt ein Pufferspeicher mit einem Speichervolumen von 400 m<sup>3</sup> im druckbeaufschlagten Kreislaufwasser das System, sodass Wärme von der Wärmepumpe, vom Biomassekessel, aber auch direkt von der Solarthermieanlage im Kreislaufwasser zwischengespeichert werden kann.

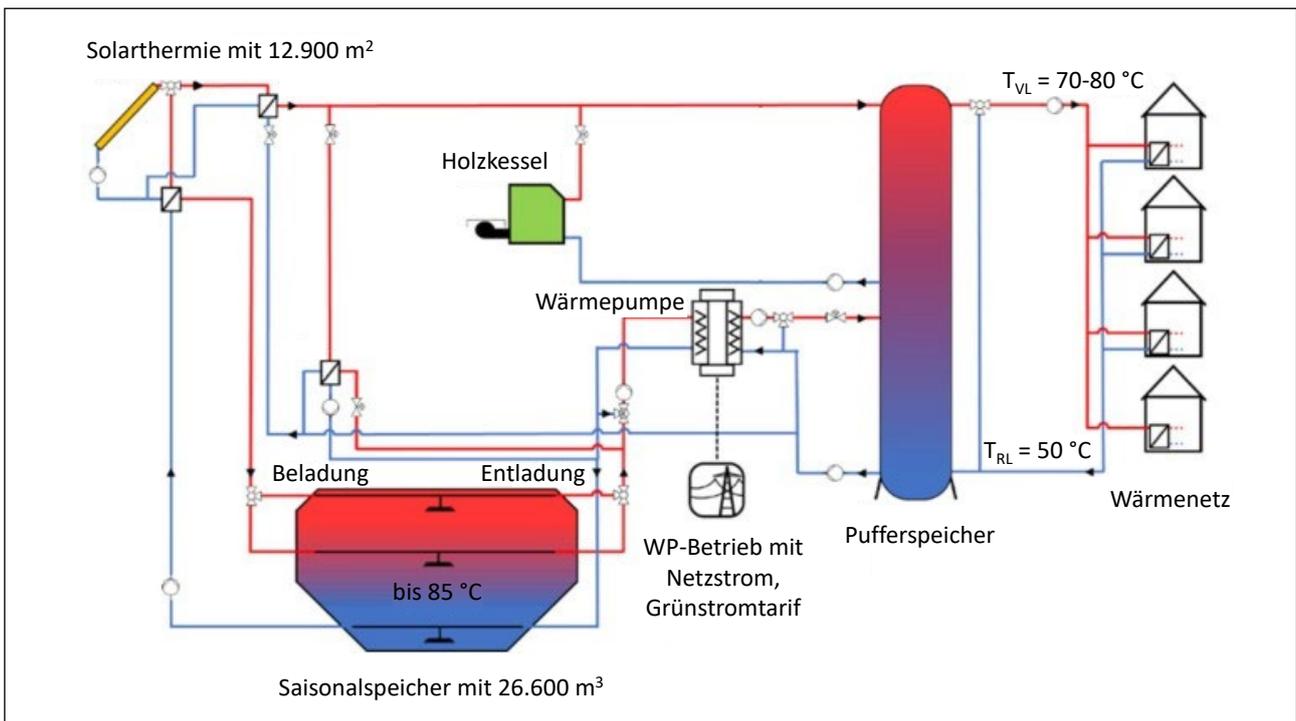
Erdbeckenspeicher können zwar bis zu einer Temperatur von 90 °C beladen werden, für eine intensive Auskühlung des Speichers in Bracht auf ca. 20 °C sorgt dann aber eine Wasser/Wasser-Wärmepumpe. Das führt dazu, dass der kostenintensive Saisonspeicher deutlich verkleinert werden kann und außerdem die Effizienz der Solarthermiekollektoren steigt. Die Wärmepumpe besitzt eine thermische Leistung von 1.190 kW<sub>th</sub> und wird eingesetzt, sobald Wärme aus dem Speicher temperaturbedingt nicht mehr direkt in den Wärmenetzvorlauf eingespeist werden kann.

Abbildung 31: Solarfeld mit Großwärmespeicher (Nordosten) und Heizhaus



Bildquelle: Solarwärme Bracht eG [157]

Abbildung 32: Versorgungskonzept Bracht (ca. 900 Einwohner\*innen)



Bildquelle: Solarwärme Bracht eG [160]

Die Wärmeerzeugung mit Kollektorfläche und Speicher inklusive Heizhaus und Regenwasserrückhaltung wird auf einer zur Verfügung stehenden Gesamtfläche von 4 ha realisiert.

Mit dem Konzept soll eine lokale solare Deckung von 68 Prozent (Stand Juni 2023) realisiert werden. Damit wäre es das Wärmenetz mit der höchsten solarther-

mischen Deckung in Deutschland und Dänemark [158].

Zum Beginn der Planungen gab es im Dorf Zweifel, ob man die Klimaziele vor Ort nicht günstiger durch Wärmedämmung der Gebäude und eine dezentrale Wärmeversorgung erreichen kann. Berechnungen der Universität Kassel [158] ergaben, dass die Kosten

dafür identisch sind, es jedoch Jahrzehnte dauern würde, bis jedes einzelne Haus saniert ist. Mit dem Wärmenetz können Emissionen der Wärmeversorgung aller angeschlossenen Gebäude hingegen nach den zwei Jahren Bauzeit unmittelbar um 80 Prozent gesenkt werden: Die durch die Gebäudesanierungen sukzessive frei werdenden Wärmekapazitäten im Netz können für weitere Hausanschlüsse genutzt werden.

Pro Kundenanschluss ergibt sich rein rechnerisch (Anschluss von 180 Wärmeabnehmern) ein Speichervolumen von etwa 140 m<sup>3</sup> und eine Kollektorfläche von ca. 70 m<sup>2</sup>. Dies zeigt eindrucksvoll, welche Möglichkeiten sich durch Zusammenlegung der Wärmeversorgung als netzgebundene Lösung ergeben, da diese Speicherdimensionen dezentral weder platztechnisch noch wirtschaftlich realisierbar wären [159]. Das Projekt befindet sich in der Umsetzung. Im Jahr 2024 sollen Heizhaus, Solarfeld und Wärmespeicher fertiggestellt, der Speicher gefüllt und erste Wärme-kund\*innen angeschlossen werden. Die saisonale Speicherung ist dann erstmalig für die Sommersaison 2025 geplant. In der Heizsaison 2025/26 sollen dann alle Kund\*innen angeschlossen sein [157].

#### **4.4 KOSTENUNTERSCHIEDE VON WÄRMEVERSORGUNGSVARIANTEN AUS VERBRAUCHERSICHT**

Im Folgenden werden die Kosten der Wärmeversorgung mittels Wärmenetz gegenüber dezentralen Wärmepumpen diskutiert.

Hierfür wird als Betrachtungsfall das im BDEW-Heizkostenvergleich [161] definierte, selbst genutzte Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 150 m<sup>2</sup> herangezogen. Der bauliche Wärmeschutz entspricht in etwa dem eines typischen Bestandsgebäudes, das Ende der 1990er-Jahre entstanden ist, oder dem eines älteren Gebäudes mit nachträglich verbessertem Wärmeschutz (z. B. Wärmedämmputz, Zwei-Scheiben-Wärmeschutzverglasung). Das Gebäude hat einen Jahreswärmeenergiebedarf von ca. 30.000 kWh (Heizung und Trinkwarmwasser). Für den Austausch der fossilen Heizquelle, hier des alten Gas-Niedertemperaturkessels, werden die folgenden Varianten betrachtet:

- Einbau einer Einzelgebäude-Luftwärmepumpe,
- Einbau einer Einzelgebäude-Sole-Wärmepumpe mit Erdsonden,
- Anschluss an ein Wärmenetz.<sup>7</sup>

Die vorhandenen Heizflächen und Rohrleitungen im Gebäude sollen im Wesentlichen weiterverwen-

det und lediglich das zentrale Heizungssystem soll durch ein energieeffizienteres System ersetzt werden. Im Falle der dezentralen Wärmepumpe werden jedoch geringinvestive Maßnahmen zur Temperaturabsenkung (Heizkörperaustausch) berücksichtigt. Energetische Sanierungsmaßnahmen der Gebäudehülle werden nicht betrachtet. Ebenso werden die Förderbedingungen der im Februar 2024 gültigen Bundesförderung für Einzelmaßnahmen für effiziente Gebäude (BEG EM) [163] zugrunde gelegt: Für Wärmepumpe und Fernwärmeanschluss werden die im Februar 2024 gültige Grundförderung (30 Prozent) und der Klima-Geschwindigkeitsbonus (20 Prozent) bis zur maximal förderfähigen Investitionssumme von 30.000 Euro berücksichtigt. Die zusätzliche haushaltseinkommensabhängige Förderzulage und damit Gesamtförderquoten von bis zu 70 Prozent werden hier nicht berücksichtigt.

#### **Kostenbestandteile**

In Abbildung 33 ist dargestellt, wie sich die mittleren jährlichen Gesamtkosten der Wärmeversorgung für die Varianten typischerweise zusammensetzen [162]. Diese sind entsprechend VDI 2067 Blatt 1 [164] unterschieden nach:

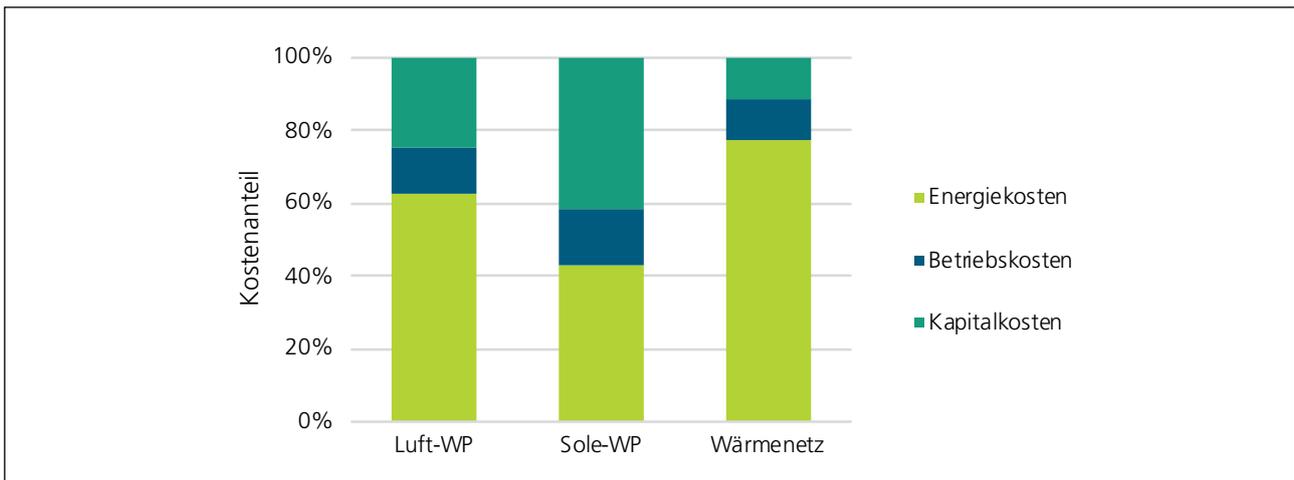
- kapitalgebundenen Kosten, das heißt Investitionskosten umgerechnet auf eine jährliche Rate,
- mittleren jährlichen betriebsgebundenen Kosten wie Wartung und Instandhaltung (Betriebskosten) sowie
- jährlichen bedarfsgebundenen Kosten (Energiekosten).

Bei der dezentralen Wärmepumpe entfällt für die Verbraucher\*innen typischerweise ein deutlich höherer Anteil auf die kapitalgebundenen Kosten als beim Anschluss an ein Wärmenetz. Diese umfassen den Erwerb, die Installation, die hydraulische und elektrische Einbindung der Wärmepumpe in Bestandsgebäuden sowie auch die Kosten für einen Pufferspeicher (bei Nutzung von Heizkörpern). Gegebenenfalls kommen weitere Kosten zur Reduzierung der benötigten Vorlauftemperaturen der Heizkreise im Gebäude hinzu (z. B. Vergrößerung von Heizkörpern). Bei der Sole-Wärmepumpe ist der Kapitalbedarf durch die Erdwärmesonden signifikant höher.

Auch bei der netzgebundenen Versorgung fallen insbesondere für den Netzausbau und die Wärmeerzeugung hohe Investitionskosten an, jedoch verbleibt die Finanzierungsaufgabe dafür beim Nahwärmenetzbetreiber. Die anfallenden Kapitalkosten werden dann durch die Verbraucher\*innen über Teile des monatlichen Grundpreises und des Arbeitspreises refinanziert. Die Investitionskosten des Anschluss-

<sup>7</sup> Basiert auf Daten eines «typischen» Wärmenetzes mit gasbasierter Erzeugung mit 70 Prozent KWK-Anteil nach [162]. Die prinzipielle Kostenstruktur ist auch bei anderen Wärmeerzeugern näherungsweise vergleichbar.

**Abbildung 33: Typische Kostenstruktur der jährlichen Vollkosten aus Sicht der Verbraucher\*innen (Einfamilienhaus)**



Quelle: eigene Darstellung

nehmers beschränken sich auf die Anschlusskosten an das Netz, den Erwerb der Wärmeübergabestation sowie Installationsarbeiten, wobei Netzbetreiber sich unterschiedlich stark an diesen Kosten beteiligen. Kosten zur Reduzierung der benötigten Vor- bzw. Rücklauftemperaturen in den Heizkreisen des Wohngebäudes fallen wegen des bereitgestellten Temperaturniveaus des Wärmenetzes nur selten an.

Verbraucher\*innen müssen dafür sensibilisiert sein, für ihre Investitionsentscheidungen nicht allein die Energiekosten, das heißt den aus Strompreis und Jahresarbeitszahl geschätzten Wärmepreis der dezentralen Wärmepumpen-Lösung dem Arbeitspreis der Wärme der netzgebundenen Lösung, gegenüberzustellen. Die Einbeziehung sowohl aller kapitalgebundenen Kosten als auch der Betriebskosten ist aufgrund ihrer relevanten und sehr unterschiedlichen Beiträge zu den Gesamtkosten zwingend notwendig.

### **Jährliche Kosten der Nahwärmeprojekte im Vergleich mit anderen Versorgungsoptionen**

Für das definierte Einfamilienhaus soll nun die Versorgung zu den Konditionen der drei realisierten Nahwärmeprojekte Bosbüll, Bundorf und Mertingen den anderen Lösungen gegenübergestellt werden.

Für einen umfänglichen Vergleich werden neben der Variante «Nahwärmenetz mit Großwärmepumpe» folgende Varianten ergänzt:

- Einbau einer Gas-Brennwerttherme und – nicht GEG-konform – dauerhafter Betrieb mit fossilem Erdgas als Brennstoff wie im Vollkostenvergleich in [162]. Diese Variante dient lediglich dem fiktiven wirtschaftlichen Vergleich, da nach der GEG-Novelle ab 2024 der Betrieb neu errichteter Gaskessel mit fossilem Gas ab 2029 sukzessive eingeschränkt wird. Damit ist Deutschland aber kein Vorreiter.

Beispielsweise sind in Dänemark seit 2013 Öl- und Gasheizungen in Neubauten verboten, seit 2016 gilt dies auch für den Heizungstausch [165].

- Einzelgebäude-Wärmepumpen-Lösungen zusätzlich mit anteiligem Eigenverbrauch von der lokalen, bereits vorhandenen Photovoltaikanlage (ohne Stromspeicher).

### **Annahmen**

Die Kostenberechnung basiert auf VDI 2067 [164] mit einem kalkulatorischer Zinssatz von 2 Prozent. Alle Angaben enthalten die gültige Umsatzsteuer (19 Prozent). Als Zeitpunkt der Investition wird 2024 angenommen.

Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen werden mit 2,8 (Luft-WP) und 3,6 (Sole-WP) angenommen [161]. Der heizwertbezogene Nutzungsgrad des Gas-Brennwertkessels wird in [161] und [162] mit 102 Prozent angenommen. Feldtestmessungen von Gas-Brennwertkesseln zeigen jedoch mittlere Werte von 96 % (n=60) [166] bzw. 90 % (n=39) [167]. Hier wird ein Nutzungsgrad von 97 % verwendet.

### Kapitalkosten

Analog der Ariadne-Heizkostenanalyse [162] werden Gesamtinvestitionskosten für 2024 für die Wärmepumpenvarianten von 33.200 Euro (Luft/Wasser) bzw. 53.400 Euro (Sole/Wasser, inkl. Erdsonden) für den Gas-Brennwertkessel von 12.800 Euro angenommen. Verbraucherseitige Investitionskosten der drei Nahwärmesysteme liegen zwischen 10.600 und 16.900 Euro (Baukostenzuschuss, Hausanschlusskosten, Wärmeübergabestation und Anschlusskosten). Für die Förderung werden entsprechend BEG 50 Prozent Förderquote bis zu einer Höhe von 30.000 Euro förderfähiger Kosten für Wärmepumpe und Nahwärmeanschluss angenommen.

Die kalkulatorische Nutzungsdauer der Systeme wird mit 20 Jahren angenommen, wohlwissend, dass beim Sole-Wärmepumpe-System die Komponente Erdsonde eine deutlich längere Lebensdauer von 50 Jahren aufweisen kann. Abweichend von [162] wird aber für die Luftwärmepumpe eine Nutzungsdauer gemäß VDI 2067 [164] von 18 Jahren angenommen [164].

#### Energiekosten

Für die Entwicklung der Endkundenpreise für Haushaltsstrom, Wärmepumpenstrom und Erdgas werden die Prognosen des Fraunhofer ISE aus [162] verwendet. Grundgebühren werden aus [161] mit 2 Prozent p.a. Preissteigerung verwendet. Für die drei Nahwärmeversorger gelten Arbeitspreise von 8,0 bis 12,4 Cent/kWh. Da diese Nahwärmenetze bereits einen hohen Anteil erneuerbarer Eigenversorgung besitzen, werden durchschnittliche Preissteigerungen hier mit 1 Prozent angenommen. Monatliche Grundpreise liegen hier im Bereich von 30 bis 70 Euro (Annahme 2 Prozent p.a. Preissteigerung).

Bei Nutzung einer Photovoltaikanlage zur Reduzierung des Netzbezugs der Wärmepumpe werden Deckungsquoten des Wärmepumpenstrombedarfs (d. h. prioritäre Nutzung des Eigenverbrauchs zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs und erst nachgelagert für die Wärmepumpe) auf Basis von [168] und [169] von 12,5 Prozent angenommen. Abweichend von [161] und [162] wird die PV-Anlage als gegeben vorausgesetzt. Daher wird als kalkulatorischer Strompreis nur die entgangene Einspeisevergütung für Teileinspeise-Anlagen angesetzt. Hier wird eine Vergütung von 8,1 Cent (EEG 2023, ab 1.2.2024; bis 10 kWp, keine Umsatzsteuer auf Eigenverbrauch) angesetzt. Für ältere Anlagen müsste entsprechend des Installationszeitpunkts die geltende Einspeisevergütung angesetzt werden. Der PV-Eigenverbrauch wird für beide Stromtarife (Haushaltsstrom- und Wärmepumpenstromtarif) über eine Kaskadenmessung realisiert.

#### Betriebskosten

Betriebsgebundene Kosten für Gaskessel und dezentrale Wärmepumpen werden aus [162] entnommen. Zeitvariable Stromtarife und eine mögliche Änderung des Netzentgelt-Designs werden nicht betrachtet. Für die Nahwärmeprojekte werden pauschal lediglich 100 Euro mit einer Preissteigerung von 2 Prozent verwendet, da die Wartung der Hausanschlussstation bei diesen Projekten vom Wärmenetzbetreiber gewährleistet wird.

#### CO<sub>2</sub>-Kosten

Für die CO<sub>2</sub>-Kosten von Erdgas werden bis 2026 die nominalen Preise nach BEHG (2024: 40 Euro/Tonne; 2025: 50 Euro/Tonne; 2026: 65 Euro/Tonne) verwendet. Danach erfolgt analog der in der Ariad-

ne-Analyse [162] verwendeten Prognosen (mittlerer Preispfad) eine lineare Interpolation bis auf 220 Euro/Tonne im Jahr 2040 und danach wird der Preis als konstant angenommen. Bei Ausweitung der Emissionsbilanz auf alle relevanten Treibhausgase und bei Abrechnung von Treibhausgas-Äquivalenten und Berücksichtigung der Vorkette der Energieträger, wie es unter anderem in der Ariadne-Analyse gefordert wird, würde sich bei Erdgas vor allem durch vorgelagerte Methanemissionen eine signifikante Verteuerung einstellen.

In Abbildung 34 sind jährliche Wärmegestehungskosten aus Verbrauchersicht verschiedener dezentraler Versorgungsvarianten den mittleren Nahwärmekosten der drei Projekte mit zentraler Wärmepumpe – Bundorf, Mertingen, Bosbüll (rechte Säule) – gegenübergestellt.

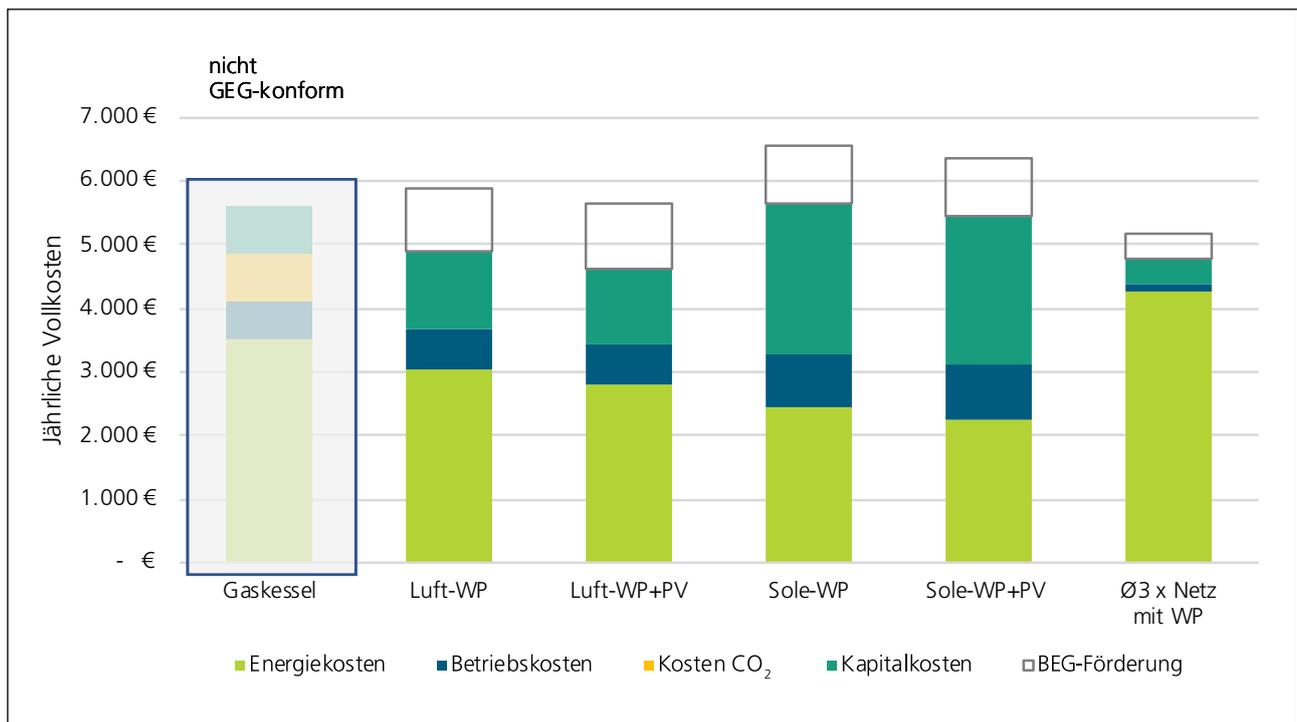
Höchste Wärmegestehungskosten besitzt die Sole/Wasser-Wärmepumpe gefolgt vom Brennwertkessel. Die Luft/Wasser-Wärmepumpe weist deutlich niedrigere Vollkosten auf. Diese liegen etwa auf dem Niveau der Vollkosten der Nahwärmenetz-Lösung. Photovoltaikanlagen können die Energiekosten der Wärmepumpenvarianten verringern. Die anteilige Reduzierung der Vollkosten fällt gegenüber der Variante ohne Photovoltaik jedoch eher gering aus. Das liegt unter anderem an dem relativ hohen Beitrag der Kapitalkosten, auf die der PV-Eigenverbrauch keinen Einfluss hat.

Die Abbildung zeigt, dass Wärmenetze mit Großwärmepumpen eine wirtschaftliche Alternative zu dezentralen Wärmepumpen sein können. Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, dass alle drei Nahwärmenetze für die Versorgung der Wärmepumpe zumindest teilweise die Stromdirektleitung von dem nahe gelegenen PV- bzw. Windpark nutzen und damit Steuern, Umlagen und Abgaben der Stromnetznutzung sparen. Andererseits haben alle diese Projekte Pilotcharakter für Deutschland und damit noch vergleichsweise hohe Investitionskosten.

Bei geänderter Regulatorik im Sinne entfernungsabhängiger Netznutzungsentgelte oder -prämien könnten zukünftig dezentrale Wärmepumpenanlagen, aber auch Großwärmepumpen, die keine Stromdirektleitung besitzen, von günstigen Strombezugspreisen profitieren, insofern sich ausreichend Erneuerbare-Energien-Anlagen in regionaler Nähe befinden. Hier hätte der ländliche Raum aufgrund des zunehmenden Angebots erneuerbaren Stroms einen Vorteil gegenüber städtischen Räumen.

Bei einem geänderten Netzentgelt-Design und zeitvariablen Stromtarifen ist es durchaus möglich, dass sich für die Luftwärmepumpe durch ihre hohe Stromspitzenlast an kalten Tagen die Energiekosten im Vergleich zu den anderen Varianten erhöhen. Hier können die anderen Systeme ihre Vorteile ausspielen:

**Abbildung 34: Jährliche Vollkosten der Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses (30 MWh/Jahr Wärmebedarf)**



Quelle: eigene Darstellung

- Die Effizienz der Sole-Wärmepumpe ist nicht außentemperaturabhängig.
- Die Wärmenetz-Lösung hat durch ein multivalentes Erzeugersystem und den Wärmespeicher die Möglichkeit, für gewisse Zeiträume hohen Stromkosten auszuweichen.

### Bandbreite möglicher Vollkosten

Nun werden Bandbreiten auftretender Vollkosten erörtert. Dafür werden folgende Parametervariationen – in beliebiger Kombination – verwendet:

1. Die Investitionskosten werden um +/- 15 Prozent vom Ausgangswert für den Gaskessel und +/- 25 Prozent für die Wärmepumpe variiert. Damit ergeben sich für den Gaskessel Bandbreiten von 10.900 bis 14.800 Euro, für die Luft/Wasser-Wärmepumpe von 24.900 bis 41.500 Euro und für die Sole/Wasser-Wärmepumpe von 40.000 bis 66.800 Euro.

Bei den drei Wärmenetzen stehen die Anschlusskosten und spezifischen Trassenkosten für den Hausanschluss fest. Es können lediglich die Kosten für die privat beauftragten Umschluss- und Demontagekosten (2.500 Euro angenommen) sowie Trassenkosten durch unterschiedliche Längen für den Hausanschluss variieren. Hier wird eine Variation nur Richtung steigender Kosten von 0 Euro bis + 1.500 Euro angesetzt.

2. Für die dezentrale Wärmepumpe werden Jahresarbeitszahlen auf Basis realer Messwerte aus [170]

zwischen 2,5 und 3,8 (Luft/Wasser) bzw. 3,3 und 4,7 (Sole/Wasser) variiert. Der heizwertbezogene Nutzungsgrad des Brennwertkessels wird zwischen 102 und 93 Prozent variiert. Die Übergabeeffizienz der Nahwärme-Lösung variiert vergleichsweise wenig und wird daher nicht geändert.

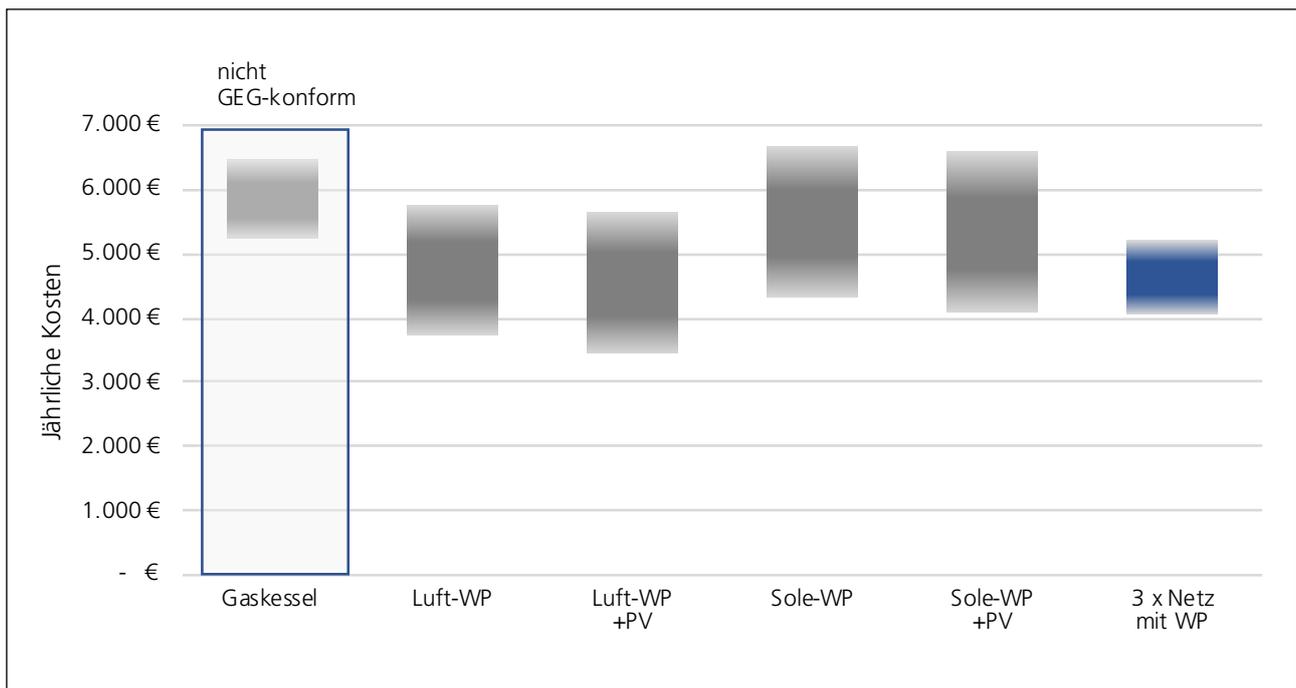
3. Bei Nutzung der Photovoltaikanlage zur Reduzierung des Netzbezugs der Wärmepumpe werden Deckungsquoten auf Basis von [168] und [169] zwischen 5 Prozent und maximal 20 Prozent variiert.

Die ermittelten Bandbreiten der jährlichen Kosten sind in Abbildung 35 dargestellt. Die Bandbreite des Brennwertkessels liegt auf hohem Niveau zwischen 5.250 und 6.500 Euro, wobei eine Variation von CO<sub>2</sub>-Kosten nicht berücksichtigt wurde. Es zeigt sich eine große Bandbreite möglicher Jahreskosten für Wärmepumpen-Lösungen von 3.500 bis über 6.500 Euro. Dies zeigt, wie wichtig eine sorgfältige Auswahl der technischen Lösung durch Expert\*innen sowie eine Gegenüberstellung mehrerer Angebote sind.

Bei großen Photovoltaikanlagen und einer Eigenverbrauchsoptimierung des Wärmepumpenbetriebs lassen sich die Energiekosten signifikant reduzieren, jedoch sollten relative Vollkosteneinsparungen durch Beiträge einer eigenen Photovoltaikanlage von den Verbraucher\*innen nicht überschätzt werden.

Wärmevollkosten der dezentralen Wärmepumpe können vor allem für die Luft/Wasser-Wärmepumpe signifikant geringer sein als bei den drei betrachteten

**Abbildung 35: Bandbreiten der jährlichen Kosten der Wärmeversorgungsoptionen im Vergleich mit den drei Wärmenetzen**



Quelle: eigene Darstellung

Nahwärmenetzen, allerdings zeigen die Bänder für die Wärmepumpen deutlich mehr Varianten auf, bei denen die Wärmeevollkosten höher sind als bei den drei Wärmenetzen. Vergleicht man die Vollkostenuntergrenzen, so ist der Wert beim nicht GEG-konformen Gaskessel am höchsten, trotz mäßiger CO<sub>2</sub>-Preis-Annahmen. GEG-konforme Brennwertkessel-Varianten (mit anteiliger Nutzung von Biogas oder Wasserstoff ab 2029) sind hier nicht dargestellt, zeigen aber noch höhere Kosten (vgl. [161]).

Die Gesamtkosten für die drei untersuchten Nahwärmenetze liegen im Vergleich mit der Schwankungsbreite der dezentralen Wärmepumpen-Lösungen recht nah beieinander.

Innerhalb eines Netzes unterscheiden sich für Abnehmer mit gleichem Verbrauch die Vollkosten kaum. Die oben angenommene Variation der Investitionskosten bewirkt nur eine maximale Änderung der Jahresvollkosten von ca. 46 Euro.

Abbildung 35 zeigt, dass Nahwärmenetz-Lösungen mit Großwärmepumpen in netzgeeigneten Quartieren ländlicher Kommunen zu konkurrenzfähigen Vollkosten realisiert werden können. Außerdem kann für Verbraucher\*innen das Risiko von hohen Investitionskosten oder unerwartet niedrigen Jahresarbeitszahlen und folglich hohen Vollkosten, wie dies bei dezentralen Wärmepumpen der Fall sein kann, vermieden werden. Die Untersuchung beschränkt sich hier aber auf drei moderne Nahwärmenetze mit Wärmepumpe und erlaubt keine Aussage zu Bandbreiten möglicher Vollkosten von (Nah-)Wärmenetzen im Allgemeinen.

#### **Folgende soziale Aspekte müssen bedacht werden:**

- Geringere verbraucherseitige Investitionskosten sind insbesondere für Verbraucher\*innen ohne verfügbare Liquiditätsreserven bzw. mit beschränkter Kreditwürdigkeit von Bedeutung. Durch die Förderrichtlinie zum Heizungstausch (BEG) [163], die höhere Fördersätze für gewisse Haushaltseinkommen und zinsgünstige Kredite vorsieht, ist diese Problematik entschärft worden. Daneben existieren Pachtmodelle und Heat-as-a-Service-Modelle (Contracting), bei denen die dezentrale Wärmepumpe, ihre Wartung und Wärme den Hauseigentümer\*innen langfristig als Dienstleistung bereitgestellt werden (vgl.[171]).
- Die Förderung des Heizungstauschs beträgt für niedrige Haushaltseinkommen bis zu 70 Prozent der Investitionskosten. Während die Förderhöchstsumme bei der dezentralen Wärmepumpe wohl in den meisten Fällen ausgeschöpft werden wird, ist dies bei den Nahwärmenetz-Lösungen aufgrund der geringeren kundenseitigen Investitionen nicht der Fall. Für die Investitionskosten des Netzbetreibers besteht zwar die Möglichkeit, diese über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) [172] ebenso fördern zu lassen, jedoch ist dies beschränkt auf 40 Prozent der förderfähigen Ausgaben. Gerade in Quartieren, in denen vielen Gebäudebesitzer\*innen wenig Haushaltseinkommen zur Verfügung steht, besteht die

Gefahr, dass Fördermittelzuwendungen zulasten der Wärmenetzlösung unausgewogen sind und Fehlanreize wirken, was zu kostenineffizienten Ergebnissen, das heißt weniger Wärmenetz-Lösungen bzw. geringeren Anschlussquoten, führt. Gleichzeitig ist das Abfedern unverhältnismäßiger Härten für finanzschwache Gebäudesitzer\*innen, für die keine Wärmenetz-Option existiert, weiterhin zu berücksichtigen.

- Die Vollkosten der netzgebundenen Lösung sind bei bekanntem Wärmebedarf gut kalkulierbar. Bei der dezentralen Lösung gilt dies – bei entsprechend von den Verbraucher\*innen beschaffter Expertise – prinzipiell auch, jedoch verbleibt die Unsicherheit einer real abweichenden Jahresarbeitszahl und damit abweichenden Stromkosten. Die Unsicherheit ist prinzipiell in positiver und negativer Richtung vorhanden.
- Die Gefahr von Fehlinvestitionen seitens der Verbraucher\*innen (z. B. falsche Dimensionierung) oder unnötigen Mehrinvestitionen ist vor allem bei der dezentralen Wärmepumpe vorhanden. Oft werden Heizungsbaufirmen ohne separate ingenieurtechnische Planungsleistung beauftragt. Eignung der gewählten Anlagenkonfiguration sowie Dimensionierung der Wärmepumpe und hydraulische Verschaltung sowie eine Gegenüberstellung verschiedener Angebote können von Verbraucher\*innen ohne Fachkenntnis nur schwer beurteilt werden.
- Lärmemissionen konzentrieren sich bei zentraler Lösung mit Nahwärme auf die Heizzentrale, deren Standort geeignet gewählt werden muss. Durch dezentrale Luftwärmepumpen können störende Lärmimmissionen direkt im Quartier auftreten und zu Konflikten führen.
- Bei Ausfall und notwendigem Ersatz/notwendiger Reparatur der dezentralen Wärmepumpe außerhalb des Gewährleistungszeitraums entsteht kurzfristig hoher Investitionsbedarf (Liquidität). Der Ausfall von Wärmeübergabestationen ist aufgrund geringer technischer Komplexität wenig wahrscheinlich bzw. fällt die Instandhaltung teilweise auch in den Leistungsumfang des Versorgers.
- Bei der dezentralen Wärmepumpe haben die Verbraucher\*innen die Möglichkeit, monatlich zu einem anderen der im Wettbewerb stehenden Stromversorger zu wechseln. Bei der Wärmenetzlösung ist man auf einen Wärmeversorger festgelegt, der im Rahmen der vertraglich vereinbarten Preisgleitklauseln Preise erhöhen kann (vgl. § 24 Absatz 4 AVBFernwärmeV [173]).

## 4.5 NAHWÄRME ALS BÜRGERENERGIE

Unter Bürgerenergiegesellschaften werden oft energiewirtschaftliche Unternehmen verstanden, in denen eine Vielzahl an Bürger\*innen mindestens 50 Prozent der Stimmrechte besitzen. Die in der EEG-Novelle 2023 definierten «Bürgerenergiegesellschaften» zur Privilegierung derselben (Ausnahme von der Teilnahme an Ausschreibungen für Wind- und Solaranlagen) erfordern dort sogar mindestens 50 natürliche Personen als stimmberechtigte Mitglieder und mindestens 75 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen aus der Region (PLZ-Gebiete im 50 km Umkreis) [174].

Bürgerenergiegesellschaften verfolgen in den meisten Fällen nicht nur wirtschaftliche Ziele, sondern vor allem auch soziale Aspekte wie Umwelt- und Klimaschutz, Autarkie sowie regionale Wertschöpfung. Bürgerenergie steht für erneuerbare Energien sowie für eine dezentrale und partizipative Energiewende. Diese ist meist regional verankert. [175]

Dabei sind bezüglich der Rechtsform viele Formen möglich. Die häufigste Form ist die Genossenschaft (eG), aber auch Kapitalgesellschaften (GmbH & Co. KG; UG) sowie Stiftungen und Vereine sind möglich, aber keine großen Konzerne [175].

### Bürgerenergie als Genossenschaft

Die Grundidee der Genossenschaften wird von einem ihrer Gründer, Friedrich Wilhelm Raiffeisen (1818–1888), zusammengefasst mit «Was einer allein nicht schafft, das schaffen viele».

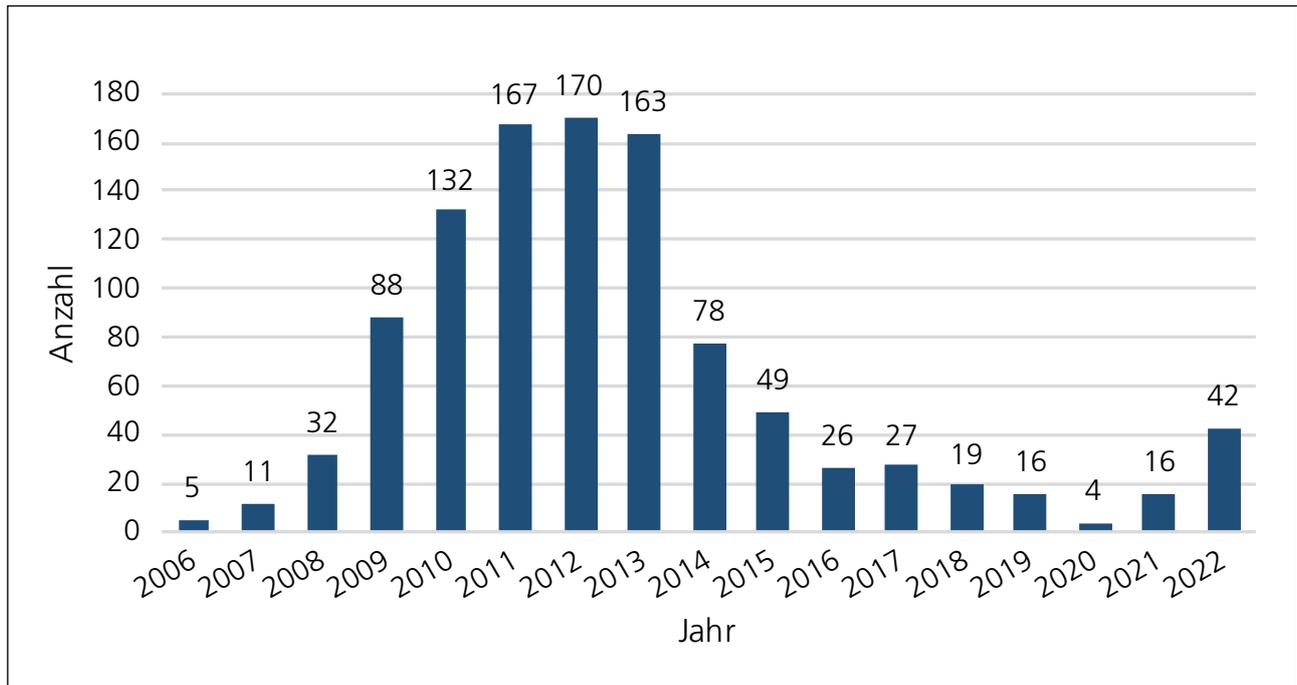
Im Gegensatz zur Kapitalgesellschaft sind bei der Genossenschaft alle Mitglieder unabhängig vom eigenen finanziellen Beitrag gleichermaßen stimmberechtigt (vgl. § 43 Absatz 3 Genossenschaftsgesetz [176]). Damit ist die Genossenschaft eine besonders partizipative und demokratische Form der Bürgerenergiegesellschaft.

Eine Energiegenossenschaft arbeitet im Unterschied zu großen Energiekonzernen nicht nach dem Gewinnmaximierungs-, sondern nach dem Kostendeckungsprinzip und kann daher eine Wärmeversorgung gegebenenfalls kostengünstiger organisieren. Überschüsse kommen den Mitgliedern zugute.

Jede Genossenschaft wird von einem Genossenschaftsverband geprüft und überwacht. Die Mitglieder und Anschlussnehmer des Wärmenetzes können sich daher darauf verlassen, dass die Genossenschaft von Beginn an über ein solides wirtschaftliches und finanzielles Konzept verfügt.

Aktuell gibt es in Deutschland knapp 1.000 Energiegenossenschaften mit über 220.000 Mitgliedern. Ein Anteil von 27 Prozent der Genossenschaften hat den Wärmenetzbetrieb als aktives Geschäftsfeld [177]. Die Firma Enerpipe dokumentiert, dass 44 der 169 von ihr betreuten Wärmenetze als Betreibermodell eine Genossenschaft sind [115].

Abbildung 36: Anzahl der Neugründungen von Energiegenossenschaften in Deutschland 2006–2022



Quelle: eigene Darstellung nach [178]

Während der Zuwachs in den letzten Jahren auf einem geringen Niveau stagnierte, ist zuletzt wieder eine deutliche Zunahme an Gründungen zu verzeichnen (siehe Abbildung 36). Im Jahr 2022 wurden 42 neue Energiegenossenschaften gegründet [178]. Im ersten Halbjahr 2023 gab es bereits 30 Gründungen [179]. Damit geht bereits mehr als die Hälfte der Neugründungen auf Energiegenossenschaften zurück [180]. Den größten Zuwachs gab es bei Energiegenossenschaften, die auf Photovoltaik oder Nahwärmenetze setzen [178].

In Sachsen gibt es laut [181] aktuell 17 Bürgerenergiegenossenschaften und damit vergleichsweise wenig. Außerdem sind diese bisher vor allem auf Photovoltaikprojekte fokussiert. Ein über eine Bürgerenergiegenossenschaft organisiertes Nahwärmeprojekt gibt es im sächsischen Daubitz/Rietschen.

In Brandenburg konnten ebenfalls nur 14 Bürgerenergiegenossenschaften recherchiert werden, davon zwei, die ein Wärmenetz betreiben. Die Wärmegenossenschaft Wahlsdorf betreibt ein biomassebasiertes Nahwärmenetz mit zurzeit 76 Mitgliedern [182], die Wärmegenossenschaft Baitzer Heizer eG ein biomasse- und solarthermiebasiertes Nahwärmenetz [183].

Darüber hinaus ist eine Vielzahl weitere Energiegenossenschaften, die ihren Sitz in einem anderen Bundesland haben, in Brandenburg und Sachsen mit Wind- und Photovoltaikprojekten aktiv.

### Wärmenetze mit Wärmepumpe als Genossenschaftsmodell – Zwei Beispiele

#### Nahwärme in Bracht | Solarwärme Bracht e. G.

In Bracht wird das Wärmenetz von der Genossenschaft Solarwärme Bracht e.G. betrieben. Sie besteht aus Anschlussnehmern, die jeweils mindestens zehn Geschäftsanteile à 600 Euro erwerben müssen, und investierenden Genossenschaftsmitgliedern mit mindestens einem Geschäftsanteil [184]. Zum 1. Juli 2023 wurden insgesamt 194 Genossenschaftsmitglieder gezählt, davon 177 Anschlussnehmer [157].

Die Genossenschaftseinlagen bilden das Eigenkapital als Ausgangspunkt der Finanzierung der Investition in das Netz. Die Genossenschaft übernimmt für Anschlussnehmer auch die Kosten für Hausanschluss und Übergabestation.

Aufsichtsrat und Vorstand werden aus dem Kreis der Mitglieder demokratisch gewählt, sodass «ausschließlich die Interessen der Mitglieder im Mittelpunkt der Geschäftstätigkeit stehen» [160].

Beim Nahwärmenetz fallen vor allem hohe, aber stabile jährliche Kapitalkosten an (zur Finanzierung von Wärmenetz, Solarthermie-Freiflächenanlage, Wärmepumpe und Wärmespeicher), dafür bedarf es aber vergleichsweise geringer externer Energielieferungen. Es kann also davon ausgegangen werden, dass zukünftige notwendige Preissteigerungen der Nahwärme gering ausfallen. Diese werden von der jährlichen Genossenschaftshauptversammlung festgelegt. Da die Mitglieder mehrheitlich Wärmekund\*innen sind und für diese vor

allem stabile Wärmepreise im Fokus stehen, sind übermäßige Gewinnerzielungsabsichten zulasten der Wärmepreise für die Anschlussnehmer nicht zu erwarten.

#### Nahwärme in Bundorf | EGIS – EnergieGenossenschaft Inn-Salzach eG

In Bundorf wird das Fernwärmenetz von der Fernwärme Bundorf GmbH & Co. KG betrieben, einer 100-prozentigen Tochtergesellschaft der EnergieGenossenschaft Inn-Salzach eG. Die Energiegenossenschaft hat über 2.200 Mitglieder (Stand Dezember 2023) und ist inzwischen deutschlandweit tätig im Bereich Photovoltaikanlagen, E-Mobilität und Wärme.

Für die Nahwärme-Anschlussnehmer in Bundorf besteht die Möglichkeit, Mitglied der Genossenschaft zu werden, jedoch ist dies nicht verpflichtend. Anschlussnehmer, die gleichzeitig Mitglied der Genossenschaft sind, zahlen einen um ca. 6 Prozent reduzierten Grundpreis der Fernwärme [185].

Eine Mitgliedschaft in der Genossenschaft ist bereits mit einem Geschäftsanteil von 150 Euro möglich [186]. Zudem haben Mitglieder die Möglichkeit, für konkrete Projekte Nachrangdarlehen zu zeichnen, wobei diese zuerst für die Bevölkerung am Standort des Projekts verfügbar sind.

Das Eigenkapital für die Investitionen wird hier also nicht über die Anschlussnehmer bereitgestellt, sondern durch Mittel der Genossenschaft, das heißt aller Mitglieder. Von den erwirtschafteten Erträgen der Fernwärmeversorgung profitieren wiederum alle Genossenschaftsmitglieder und Anschlussnehmer dann, wenn sie selbst Mitglied der Genossenschaft sind.

Eine besondere Form der Energiegenossenschaft liegt vor, wenn diese nur der Wärmeversorgung der Mitglieder dient und an die Mitgliedschaft keine Gewinnerwartung geknüpft ist. In der konsequentesten Umsetzung ist jedes Mitglied Wärmeabnehmer und jeder Wärmeabnehmer Mitglied der Genossenschaft wie zum Beispiel beim Nahwärmenetz der Vener Energie e.G. [187].

Hier sind die Vorteile der Bürgerenergie am deutlichsten:

- Alle Mitglieder verfolgen die gleichen Interessen, das heißt eine preiswerte Wärmeversorgung.
- Da keine Gewinnerwartung besteht, genießt die Genossenschaft großes Vertrauen.
- Vertraglich sind keine Preisgleitklauseln notwendig, da allein die Hauptversammlung aller Mitglieder entscheidet, wie Preise, im vorgegebenen Rahmen eines nicht-defizitären Betriebs der Genossenschaft, angepasst werden.
- Bedenken und Konflikte hinsichtlich übermäßiger Preiserhöhungen zur Querfinanzierung anderer betrieblicher oder kommunaler Aufgaben bzw. zur

Ausschüttung von Dividenden an Kapitalgeber treten bei diesem Modell nicht auf. Dies schafft großes Vertrauen bei den potenziellen Wärmeabnehmern.

Auch bei Bürgerenergiegenossenschaften, deren Zweckbindung und Mitgliedschaftskriterien sich nicht allein auf eine günstige Wärmeversorgung eines Gebietes beschränken, ist durch die nicht ausschließlich kapitalrenditeorientierten Mitgliederziele zumindest teilweise sichergestellt, dass Preisgleitklauseln nicht übermäßig ausgeschöpft werden – insbesondere dann, wenn einige der Mitglieder auch Wärmeanschlussnehmer sind.

#### **Alternative Formen der Bürgerbeteiligung**

In Feldheim (Brandenburg) ist das Nahwärmenetz über eine GmbH & Co. KG organisiert, an der sich angeschlossene Haushalte als Kommanditisten beteiligen [188].

Kommunale Stadt- und Gemeindewerke in kommunalem Besitz betreiben ebenso Nahwärmenetze. Hier partizipieren alle Bürger\*innen direkt bzw. über ihre gewählten politischen kommunalen Vertreter\*innen, während bei Genossenschaften Stimmrechte und Gewinne auf die kapitalgebenden Mitglieder beschränkt sind.

Eine unter anderem von der Firma GP Joule GmbH favorisierte Form des Wärmenetzbetriebs ist die Gründung einer GmbH, in der ein privates Unternehmen Expertise, Kapital und Planungsleistung einbringt, aber die Kommune die Möglichkeit hat, sich an dem Unternehmen mehrheitlich zu beteiligen. Beispiele sind ProTherm Mertingen GmbH (55 Prozent Gemeindeanteil), Renergiewerke Gablingen (50 Prozent Gemeindeanteil) und Renergiewerke Buttenwiesen (55 Prozent Gemeindeanteil). Diese sind keine Bürgerenergiegesellschaften, aber erwirtschaften langfristig anteilig für die lokale Gemeinde entsprechende Erträge und erhöhen so die lokale Akzeptanz. Ebenso gibt es die Lösung, dass die GmbH zum Wärmenetzbetrieb aus den Gesellschaftern Kommune und Genossenschaft besteht.

#### **Herausforderungen bei Bürgerenergieprojekten**

Insbesondere kleine Energiegenossenschaften werden rein ehrenamtlich betrieben, was zu hohen Belastungen einzelner Mitglieder führen kann, aber auch ein wichtiges Gründungshemmnis darstellt.

Ausbau und Neubau von Wärmenetzen gehen mit hohen Investitionen einher. Gestiegene Zinssätze für Fremdkapital werden für Genossenschaften, aber auch für Stadtwerke zunehmend zum Problem. Das Bündnis Bürgerenergie e. V. fordert daher beispielsweise die Einführung eines bundesweiten Bürgerschaftsprogramms, wie es in Schleswig-Holstein mit einer 2 Mrd. Euro umfassenden Absicherung eingeführt wurde, mit expliziter Teilnahmemöglichkeit für Bürgerenergiegesellschaften [189].

Ohne dass die Kommunen (Rat und Verwaltung) die Projekte aktiv unterstützen, ist eine Umsetzung von Wärmeenergiegenossenschaften häufig schwierig. In [187] werden folgende idealtypischen Anforderungen an bzw. Aufgaben für die Kommune genannt:

- konkrete Ansprechperson im Rathaus,
- aktive Beteiligung an der Bauleitplanung,
- Verzicht auf Konzessionsabgaben,
- gegebenenfalls kommunale Vorfinanzierung der Planungen (Rückerstattung, sobald die Genossenschaft ausreichend hohe Erträge generiert),
- gegebenenfalls Betrieb der Geschäftsstelle der Genossenschaft,
- Bereitschaft, kommunale Gebäude als Hauptverbraucher anzuschließen,
- Beteiligung an Aufsichtsrat bzw. Vorstand,
- kommunale Bürgerschaft zur Finanzierung des Projekts,
- aktive Beteiligung der Genossenschaft an der Wärmeplanung.

Bisher ist die Bewertung der Rolle von sogenannten «Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften [...] oder anderer von den Verbrauchern ausgehender Initiativen» im Wärmeplanungsprozess der Kommunen nur ab 45.000 Einwohner\*innen verpflichtend (vgl. § 7 Absatz 3 und § 21 Wärmeplanungsgesetz [190]). Das Bündnis Bürgerenergie e.V. schlägt hingegen vor, die Prüfung der Rolle von Bürgerenergiegesellschaften generell verpflichtend in die Förderung für Kommunen und unabhängig von deren Größe (z. B. für kommunale Wärmeplanung, Machbarkeitsstudien) zu integrieren. Außerdem sollte ein Bonus für Kommunen eingeführt werden, die Bürgerenergiegesellschaften proaktiv an der Wärmeplanung beteiligen [189].

Bürgerenergie kann dort eine sinnvolle Handlungsoption für Bürger\*innen darstellen, wo die kommunalen Entscheidungsträger den Wärmenetzbau nicht oder nicht in ausreichender Geschwindigkeit über Stadt- und Gemeindewerke vorantreiben. Es kann aber ebenso eine sinnvolle Handlungsoption für Kommu-

nen darstellen, wenn das Vertrauen der Bürger\*innen in kommunale Träger gering ist oder wenn kommunales Eigenkapital fehlt. Insofern fördern Bürgerenergiegesellschaften die Dynamik des Ausbaus von Wärmenetzen.

#### **Vorteile von Nahwärme als Bürgerenergie:**

- Förderung der gesellschaftlichen Akzeptanz der Transformation des Energiesystems;
- Erhöhung der Transformationsgeschwindigkeit [191];
- regionale Wertschöpfung, Verteilung der Wertschöpfung auf eine Vielzahl an Bürger\*innen;
- positive soziale und gesellschaftliche Effekte: Wirksamkeitserfahrung, Partizipation, Möglichkeit, als Einzelne einen Beitrag leisten zu können, Stärkung von Gemeinschaft und Zusammenhalt, Identitätsstiftung, Stärkung der Verbindung zwischen Kommune und Bürger\*innen, Stärkung regionaler Verbundenheit;
- die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen ist stark abhängig von der Anschlussquote; gerade hier punkten Bürgerenergie-Betreibervarianten mit hoher Akzeptanz und großem Vertrauen in der Bevölkerung und können folglich hohe Netzananschlussquoten erreichen;
- PV- und Windparks, die Großwärmepumpen über Stromdirektleitungen maßgeblich mit Strom versorgen, erfahren, wenn sie als Bürgerenergiegesellschaft organisiert sind, eine bessere Akzeptanz und gehören sowieso seit jeher zum Portfolio vieler Energiegenossenschaften;
- offene Kommunikation und Beteiligungsmöglichkeiten verringern Konfliktpotenziale und schaffen soziotechnisch optimierte Lösungen;
- Beteiligung aller Mitglieder an Kosten und Renditen (insbesondere beim Genossenschaftsmodell);
- Möglichkeit einer – im Sinne niedriger Wärmepreise – rein kostendeckend wirtschaftenden Gesellschaft der Wärmeabnehmer.

## 5 ZUSAMMENFASSUNG

Die Integration von Großwärmepumpen in Wärmenetze stellt eine vielversprechende Strategie zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung dar. In Städten, die teilweise durch Fernwärmenetze versorgt werden, können Großwärmepumpen eingesetzt werden, um konventionelle, fossil betriebene Wärmeerzeuger zu substituieren. Darüber hinaus bieten Großwärmepumpen auch außerhalb von Ballungsräumen eine effiziente Lösung zur Wärmeversorgung, vor allem durch den Einsatz in Nahwärmenetzen. Trotz ihres großen Potenzials finden Großwärmepumpen im Freistaat Sachsen und im Bundesland Brandenburg nur begrenzt Anwendung. Da aktuell die Fernwärmeversorgung in großen Teilen dieser Regionen zudem in hohem Maße von Kohle abhängig ist, müssen diese Bundesländer die besonderen Herausforderungen durch den Kohleausstieg bewältigen und alternative, erneuerbare Lösungen in die bestehende Infrastruktur integrieren. Vor diesem Hintergrund beleuchtet die vorliegende Studie die Potenziale für den Einsatz von Großwärmepumpen mit Blick auf die leitungsgebundene Wärmeversorgung in Sachsen und Brandenburg.

Erfahrungen mit Großwärmepumpen in Wärmenetzen liegen vor allem aus nordeuropäischen Ländern vor, wo sie zur CO<sub>2</sub>-neutralen Wärmeversorgung beitragen. Diese Anlagen weisen thermische Leistungen bis in den zweistelligen Megawatt-Bereich auf. Die stärkere Verbreitung von Großwärmepumpen ist auf das niedrige Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen, aber auch auf günstige Rahmenbedingungen zurückzuführen, wie beispielsweise die kommunale Wärmeplanung in Dänemark. Auch in Deutschland gewinnen Großwärmepumpen zunehmend an Bedeutung. Durch die Einführung der gesetzlich verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung werden bundesweit die Weichen für den Ausbau einer möglichst kosten- und energieeffizienten, klimaneutralen, leitungsgebundenen Wärmeversorgung gestellt. Eine zentrale Rolle werden hierbei Großwärmepumpen und saisonale Wärmespeicher zur effizienten Nutzung der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen sowie unvermeidbarer Abwärme spielen. Es gibt bereits einige Großwärmepumpenanlagen, die Wärmenetze versorgen. Zudem befinden sich derzeit zahlreiche Projekte in der Planungs- oder Bauphase. Diese Projekte können als Beispiele für zukünftige Großwärmepumpenvorhaben in Brandenburg und Sachsen dienen. Für den Betrieb einer Großwärmepumpe bedarf es einer geeigneten Wärmequelle. Besonders vorteilhaft sind Wärmequellen, die konstant und mit einer möglichst hohen Temperatur zur Verfügung stehen. In Sachsen und Brandenburg existieren umfangreiche Potenziale bei den unterschiedlichen Wärmequellen.

Zu diesen zählen Oberflächengewässer, Abwasser, Geothermie, Umgebungsluft, industrielle Abwärme und Abwärme aus Rechenzentren. In Sachsen kommt zusätzlich Grubenwasser als potenzielle Wärmequelle infrage. Eine detaillierte Erfassung der Potenziale besteht aktuell nur für Oberflächengewässer, Abwasser und Abwärme in Brandenburg in Form des Wärmekatasters.

Die Einsatzgebiete von Wärmepumpen beschränken sich nicht nur auf den städtischen Raum mit gut ausgebauten Fernwärmenetzen, sie können auch im ländlichen Raum zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung beitragen. Durch die niedrigeren Vorlauftemperaturen im Vergleich zu Fernwärmenetzen können Großwärmepumpen in Nahwärmenetzen noch effizienter genutzt werden.

Neue Nahwärmenetze im ländlichen Raum setzen zunehmend auf Wärmepumpen als Wärmeerzeuger, vor allem dann, wenn erneuerbarer Strom über eine Direktleitung genutzt werden kann. Umgesetzte Projekte zeigen, dass die Wärmeversorgung durch ein Nahwärmenetz zu vergleichbaren oder auch geringeren Kosten für die Verbraucher\*innen möglich ist als bei den – ebenfalls attraktiven – dezentralen Versorgungslösungen auf Basis erneuerbarer Energien; außerdem kann das Investitionsrisiko für den einzelnen Gebäudebesitzer sinken. Partizipative Formen des Wärmepumpen- und Wärmenetzbetriebs, zum Beispiel als lokale Energiegenossenschaft, tragen zur Schaffung des notwendigen Vertrauens der Bürger\*innen in Wärmenetzlösungen bei und sind daher ein wichtiges Element für eine beschleunigte lokale Umsetzung der Wärmewende.

Für den Roll-out von Großwärmepumpen in Wärmenetzen bedarf es eines geeigneten Gesamtrahmens, der klare strategische Ziele mit konsistenten Preissignalen verbindet. Hierbei hat das Verhältnis zwischen Strom- und Gaspreisen einen maßgeblichen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit von Großwärmepumpen. Eine effektive und planbare CO<sub>2</sub>-Bepreisung für fossile Energieträger ist daher ein entscheidendes Instrument, um den Umstieg auf CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmeversorgungsoptionen zu fördern. Außerdem ist die Einführung eines geänderten Netzentgeltdesigns unerlässlich, um im zukünftig immer stärker auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem einen systemdienlichen Einsatz der Großwärmepumpen zu unterstützen.

Im Bereich der kommunalen Wärmeplanung ist eine rechtliche Klarstellung bei der Datenbeschaffung notwendig, um den Kommunen die Erhebung von detaillierten Daten für Wärmequellen- und Potenzialkataster zu ermöglichen. Um überdies die Umsetzung von Großwärmepumpenprojekten zu beschleunigen, sind

unter anderem ein schnellerer Stromnetzanschluss und die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren nötig, etwa für die Nutzung von Oberflächengewässern und Abwasser.

Für den Neu- und Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sind Bürgerschaftsprogramme notwendig, die kommunalen Stadtwerken und Bürgerenergiegesellschaften, ähnlich wie in Schleswig-Holstein, die Finanzierung von Wärmenetzlösungen ermöglichen bzw. vereinfachen. Für die Verbreitung genossenschaftlich betriebener Wär-

menetze benötigt es zudem die aktive Unterstützung und Mitarbeit der Kommunen und eine Verpflichtung für Kommunen, Bürgerenergiegesellschaften und -akteure bereits in die kommunale Wärmeplanung einzubeziehen. Durch Bonuszahlungen für Kommunen, in denen Nahwärmegenossenschaften entstehen, könnten Anreize für lokale Bürgerbeteiligung und die Bildung solcher Genossenschaften geschaffen sowie kommunale Initiative und entstehender Mehraufwand gewürdigt werden.

**Tabelle 3: Handlungsschwerpunkte für den verstärkten Einsatz von Großwärmepumpen für die Wärmeversorgung im Gebäudesektor**

<b>Gesamtrahmen</b>	– effiziente Energiepreise (Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen, effektive und planbare CO <sub>2</sub> -Bepreisung, zeitvariable Netzentgelte)
<b>Wärmenetze und Einbindung von Großwärmepumpen</b>	– Beschleunigung der Netzanbindung für Großwärmepumpen – Beschleunigung der Genehmigungsverfahren beispielsweise für die Nutzung von Oberflächengewässern, Abwasser und die Errichtung von Wärmespeichern
<b>Datenlage</b>	– Unterstützung (rechtliche Klarstellung) der Kommunen bei der Datenbeschaffung für die kommunalen Wärmepläne
<b>Bürgerenergie</b>	– Einführung eines Bürgerschaftsprogramms für kommunale Stadtwerke und Bürgerenergiegesellschaften zur Finanzierung von Wärmenetz-Lösungen – verpflichtende Einbindung von Bürgerenergiegesellschaften in die kommunale Wärmeplanung – Bonuszahlung für Kommunen, in denen Nahwärmegenossenschaften entstehen

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass es für die jeweiligen (wohn-)ortsabhängigen Rahmenbedingungen – wie Bausubstanz, Einwohnerdichte, Wärmequellenpotenziale, vorhandene Infrastruktur – und für die vielfältigen Bedürfnisse und finanziellen Möglichkeiten der Bürger\*innen verschiedene Möglichkeiten für die Dekarbonisierung der eigenen

Wärmeversorgung gibt. Die Wärmepumpentechnologie – und damit auch die der Großwärmepumpen –, ergänzt um Wärmespeicher und versorgt mit Strom aus erneuerbaren Energieanlagen, gehört dabei in den allermeisten Szenarien zu den bevorzugten Lösungsoptionen.

# ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

<b>AGFW</b>	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.)
<b>AVBFernwärme</b>	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
<b>BAFA</b>	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
<b>BDEW</b>	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
<b>BEG</b>	Bundesförderung für effiziente Gebäude
<b>BEHG</b>	Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen
<b>BEW</b>	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BMWK</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
<b>BWP</b>	Bundesverband Wärmepumpe e. V.
<b>COP</b>	Coefficient of Performance, Leistungszahl
<b>DeCarbSN</b>	DeCarbonisierung der Wärmeversorgung am Geothermie-Modellstandort Schwerin
<b>EE</b>	Erneuerbare Energie
<b>EEG</b>	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
<b>eG</b>	eingetragene Genossenschaft
<b>GEG</b>	Gebäudeenergiegesetz
<b>GWP</b>	Global Warming Potential
<b>HFKW</b>	teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
<b>HFO</b>	Hydrofluorolefin-Kältemittel
<b>HKW</b>	Heizkraftwerk
<b>IKT</b>	Informations- und Kommunikationstechnologien
<b>iKWK</b>	innovative Kraftwärmekopplung
<b>JAZ</b>	Jahresarbeitszahl
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LowEx</b>	Systeme, die Energie auf geringem Exergieniveau bereitstellen
<b>MVR</b>	Mechanical Vapor Recompression (mechanische Dampfnachverdichtung)
<b>NKI</b>	Nationale Klimaschutzinitiative
<b>PFAS</b>	Per- and polyfluoroalkyl substances (Per- und polyfluorierte Alkylverbindungen)
<b>PN</b>	Pressure Normal (Nenndruckstufe)
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement
<b>PtH</b>	Power to Heat
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>THG-Emissionen</b>	Treibhausgasemissionen
<b>UG</b>	Unternehmergesellschaft
<b>VDI</b>	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
<b>WHG</b>	Wasserhaushaltsgesetz
<b>WP</b>	Wärmepumpe
<b>WPG</b>	Wärmeplanungsgesetz

# ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch im Gebäudesektor im Jahr 2020	7
Abbildung 2: Energieträgereinsatz bezogen auf den Heizwert zur Fernwärmeerzeugung im Jahr 2020	7
Abbildung 3: Hauptmerkmale der jeweiligen Verdichterarten	9
Abbildung 4: COP für Großwärmepumpen in Wärmenetzen bei einem Gütegrad von 50 Prozent	10
Abbildung 5: Gegenüberstellung spezifischer Strombedarfe: wasserstoffbasiertes Heizwerk, Elektrodenkessel und Großwärmepumpe	10
Abbildung 6: 11-MW-Luftwärmepumpenanlage in Espoo	13
Abbildung 7: Turbokompressoren mit drehzahlvariablen Elektromotoren der 50-MW-Großwärmepumpe in Esbjerg	14
Abbildung 8: Die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans als rollierender Prozess	17
Abbildung 9: Sächsische Grubenwasserthermieranlagen und große Bergbaugebiete nach Hohlraumkarte	21
Abbildung 10: Im Bau befindlicher Erdbeckenspeicher in Bracht	24
Abbildung 11: Jahresmix der Erzeugertechnologien für Hoyerswerda, Weißwasser und Spremberg im Jahr 2030 (Prognose)	25
Abbildung 12: Bestehende und geplante Großwärmepumpenprojekte in Deutschland, Stand Januar 2024	26
Abbildung 13: Klärwasserwärmepumpe in Lemgo	27
Abbildung 14: Flusswasserwärmepumpe für die Fernwärmeversorgung in Lemgo	28
Abbildung 15: Großkraftwerk Mannheim	29
Abbildung 16: Schema der Geothermieanlage am Standort Schwerin-Lankow	30
Abbildung 17: Großwärmepumpe für mitteltiefe Geothermie in Schwerin	31
Abbildung 18: Energiezentrale auf dem Gelände der Molkerei Schwarzwaldmilch	32
Abbildung 19: Verlegung einer Nahwärmeleitung	33
Abbildung 20: Verlegung von Erdwärmekollektoren für Agrothermie	35
Abbildung 21: Förderfreier Solarpark in Zobersdorf (Brandenburg)	36
Abbildung 22: Solarpark Bundorf (Bayern)	36
Abbildung 23: Heizhaus Bundorf in der Bauphase	38
Abbildung 24: Nahwärmenetz Bundorf mit Heizzentrale und PV-Park	39
Abbildung 25: Technikcontainer mit Luft/Wasser-Wärmepumpe	39
Abbildung 26: Container mit Großwärmepumpe, PV-Feld und Speicher	40
Abbildung 27: Wärmepumpe, Speicher und PV-Feld in Mertingen	40
Abbildung 28: Luft/Wasser-Wärmepumpen, Windpark und Wärmespeicher Bosbüll	41
Abbildung 29: Versorgungskonzept Bosbüll	42
Abbildung 30: Wärmepumpen neben dem 84 m <sup>3</sup> großen Wärmespeicher in Bosbüll	42
Abbildung 31: Solarfeld mit Großwärmespeicher (Nordosten) und Heizhaus	43
Abbildung 32: Versorgungskonzept Bracht	43
Abbildung 33: Typische Kostenstruktur der jährlichen Vollkosten aus Sicht der Verbraucher*innen (Einfamilienhaus)	45
Abbildung 34: Jährliche Vollkosten der Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses (30 MWh/Jahr Wärmebedarf)	47
Abbildung 35: Bandbreiten der jährlichen Kosten der Wärmeversorgungsoptionen im Vergleich mit den drei Wärmenetzen	
Abbildung 36: Anzahl der Neugründungen von Energiegenossenschaften in Deutschland 2006–2022	50
Abbildung 37: Maximale Vorlauftemperaturen und Heizleistungen verfügbarer Großwärmepumpen	67

# TABELLENVERZEICHNIS

<b>Tabelle 1:</b> Eigenschaften aktuell eingesetzter Kältemittelklassen	8
<b>Tabelle 2:</b> Verlust an landwirtschaftlicher Nutzfläche für Strombezug bzw. Anbaufläche bei Biomasse zur Erzeugung von 1 MWh Wärme	11
<b>Tabelle 3:</b> Handlungsschwerpunkte für den verstärkten Einsatz von Großwärmepumpen für die Wärmeversorgung im Gebäudesektor	54
<b>Tabelle 4:</b> Einsatzbereiche und Umwelteigenschaften von Kältemitteln	67

# LITERATURVERZEICHNIS

- [1] **Bundesverband Wärmepumpe e. V.:** Großwärmepumpen, [www.waermepumpe.de/waermepumpe/grosswaermepumpen/](http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/grosswaermepumpen/) [Zugriff am 2.11.2023].
- [2] **Agora Energiewende, F.I.:** Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland, Ausgabe 2023.
- [3] **Luderer, G.; Kost, C.; Sörgel, D.:** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich, Ausgabe 2021.
- [4] **Deutsche Energie-Agentur GmbH:** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, 2021, [www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf) [Zugriff am 24.1.2024].
- [5] **Boston Consulting Group; Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.:** Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, 2021, <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> [Zugriff am 24.1.2024].
- [6] **Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu et al.:** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, <https://langfristszenarien.de/> [Zugriff am 24.1.2024].
- [7] **Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut:** Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021, [www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_231\\_KNDE2045\\_Langfassung\\_DE\\_WEB.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf) [Zugriff am 24.1.2024].
- [8] **Amt für Statistik Berlin-Brandenburg:** Statistischer Bericht – Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz Brandenburg 2020, 2023, [https://download.statistik-berlin-brandenburg.de/093d507cda43c683/a40fb1dbafdf/SB\\_E04-04-00\\_2020j01\\_BB.pdf](https://download.statistik-berlin-brandenburg.de/093d507cda43c683/a40fb1dbafdf/SB_E04-04-00_2020j01_BB.pdf) [Zugriff am 9.1.2024].
- [9] **Statistisches Landesamt des Freistaats Sachsen:** Energiebilanz 2020 des Freistaats Sachsen – Stand: 6.3.2023, [www.energie.sachsen.de/download/2020\\_Energiebilanz-2020-in-PJ.pdf](http://www.energie.sachsen.de/download/2020_Energiebilanz-2020-in-PJ.pdf) [Zugriff am 9.1.2024].
- [10] **Länderarbeitskreis Energiebilanzen:** Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2020, [www.lak-energiebilanzen.de/eingabe-statisch/?a=e400](http://www.lak-energiebilanzen.de/eingabe-statisch/?a=e400) [Zugriff am 5.1.2024].
- [11] **Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.:** Hauptbericht 2021, Ausgabe 2022.
- [12] **Stadler, I.; Kraft, A.; Bauer, T. et al.:** Wärmespeicher in NRW – Thermische Speicher in Wärmenetzen sowie in Gewerbe- und Industrieanwendungen, 2020, <https://enerko.de/wp-content/uploads/2020/08/EnergieAgentur.NRW-Waermespeicher-in-NRW.pdf>.
- [13] **ECHA:** REACH verstehen, <https://echa.europa.eu/de/regulations/reach/understanding-reach> [Zugriff am 26.2.2024].
- [14] **Böhm, J.:** Vergleich der Flächenenergieerträge verschiedener erneuerbarer Energien auf landwirtschaftlichen Flächen – für Strom, Wärme und Verkehr, 2023, <https://buel.bmel.de/index.php/buel/article/view/462/682>.
- [15] **Ea Energy Analyses; Viegand and Maagøe:** Erfahrungen mit der Wärmeplanung in Dänemark, 2019, [www.ke-a-bw.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Experience\\_with\\_heat\\_planning\\_in\\_Denmark\\_-\\_GermanSummary.pdf](http://www.ke-a-bw.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Experience_with_heat_planning_in_Denmark_-_GermanSummary.pdf) [Zugriff am 19.2.2024].
- [16] **Bundesverband Wärmepumpe e. V.:** Referenzobjekt Drammen – Norwegische Fernwärme, [www.waermepumpe.de/presse/referenzobjekte/bwp-datenbank/?tx\\_bwprefobjdb\\_house%5Baction%5D=show&tx\\_bwprefobjdb\\_house%5Bcontrol%5D=House&tx\\_bwprefobjdb\\_house%5Bdetailid%5D=68&cHash=122ffc5db847b85a-38928d3e8b55e6ef#content](http://www.waermepumpe.de/presse/referenzobjekte/bwp-datenbank/?tx_bwprefobjdb_house%5Baction%5D=show&tx_bwprefobjdb_house%5Bcontrol%5D=House&tx_bwprefobjdb_house%5Bdetailid%5D=68&cHash=122ffc5db847b85a-38928d3e8b55e6ef#content) [Zugriff am 18.1.2024].
- [17] **Star Renewable Energy:** The world's largest 90°C natural heat pump for district heating, 2011, [www.neatpumps.com/case-studies/drammen-district-heating-heatpumps/](http://www.neatpumps.com/case-studies/drammen-district-heating-heatpumps/) [Zugriff am 28.2.2024].
- [18] **Friotherm AG:** 5 Unitop® 50FY heat pump – chiller units simultaneously generate 90 MW heat energy and 60 MW chilled water, [www.friotherm.de/wp-content/uploads/sites/2/2017/11/katri\\_vala\\_e012\\_uk.pdf](http://www.friotherm.de/wp-content/uploads/sites/2/2017/11/katri_vala_e012_uk.pdf) [Zugriff am 18.1.2024].
- [19] **IEA HPT:** Heat pumps in combination with district heating increases energy efficiency at Hammarbyverket, <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/wp-content/uploads/sites/54/2018/12/annex-47hammarbyverket.pdf> [Zugriff am 18.1.2024].

- [20] **GEA:** E.ON macht mit GEA Wärmepumpentechnologie aus Abfall eine wertvolle Ressource, [www.gea.com/de/customer-cases/heat-pump-technology-eon-malmo.jsp](http://www.gea.com/de/customer-cases/heat-pump-technology-eon-malmo.jsp) [Zugriff am 18.1.2024].
- [21] **International district energy association:** 40 MW ammonia heat pump system installed in Malmö, 2018, [www.districtenergy.org/blogs/district-energy/2018/10/25/40-mw-ammonia-heat-pump-system-installed-in-malm](http://www.districtenergy.org/blogs/district-energy/2018/10/25/40-mw-ammonia-heat-pump-system-installed-in-malm) [Zugriff am 28.2.2024].
- [22] **Friotherm AG:** Energy from sewage water – District heating and district cooling in Sandvika, with 2 Unitop® 28C heat pump units, [www.friotherm.de/wp-content/uploads/sites/2/2017/11/sandvika\\_e005\\_uk.pdf](http://www.friotherm.de/wp-content/uploads/sites/2/2017/11/sandvika_e005_uk.pdf) [Zugriff am 18.1.2024].
- [23] **Fortum:** Spearheading Clean Heat, [www.fortum.com/products-and-services/heating-cooling/espoo-clean-heat](http://www.fortum.com/products-and-services/heating-cooling/espoo-clean-heat) [Zugriff am 3.11.2023].
- [24] **MAN Energy Solutions:** Esbjerg heat pump reference case, [www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/esbjerg-heat-pump-reference-case-eng.pdf?sfvrsn=45a29f76\\_0](http://www.man-es.com/docs/default-source/document-sync/esbjerg-heat-pump-reference-case-eng.pdf?sfvrsn=45a29f76_0) [Zugriff am 23.11.2023].
- [25] **European Heat Pump Association:** Large scale heat pumps in Europe – Real examples of heat pump applications in several industrial sectors, 2020, [www.ehpa.org/wp-content/uploads/2022/11/Large-heat-pumps-in-Europe-and-industrial-uses\\_2020.pdf](http://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2022/11/Large-heat-pumps-in-Europe-and-industrial-uses_2020.pdf) [Zugriff am 23.11.2023].
- [26] **Syri, S.; Makela, H.; Rinne, S. et al.:** Open district heating for Espoo city with marginal cost based pricing. In: 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE, Lisbon, Portugal, 2015, S. 1-5.
- [27] **Larmio, R.:** Waste heat utilization in Espoo's district heating network. Fortum, [www.aalto.fi/sites/g/files/flghsv161/files/2020-03/Risto%20-%20Fortum\\_WasteHeatEspoo%20Distrib.pdf](http://www.aalto.fi/sites/g/files/flghsv161/files/2020-03/Risto%20-%20Fortum_WasteHeatEspoo%20Distrib.pdf) [Zugriff am 14.11.2023].
- [28] **Fortum:** Fortum's vermo plant has started up, 2023, [www.fortum.fi/media/2023/06/fortumin-vermon-laitos-kaynnistynyt-lajissaan-suomen-suurin-tuottaa-kaukolampoa-ilmasta](http://www.fortum.fi/media/2023/06/fortumin-vermon-laitos-kaynnistynyt-lajissaan-suomen-suurin-tuottaa-kaukolampoa-ilmasta) [Zugriff am 22.11.2023].
- [29] **Oilon:** Oilons air-to-water heat pump system will replace coal energy in Espoo, 2020, <https://oilon.com/en-gb/oilons-air-to-water-heat-pump-system-will-replace-coal-energy-in-espoo-producing-hot-water-for-district-heating-of-almost-100-degrees-celsius-out-of-freezing-air/> [Zugriff am 22.11.2023].
- [30] **Cromatic:** Fortum – Ericsson, <https://coromatic.dk/case/fortum-ericsson/> [Zugriff am 8.7.2023].
- [31] **Fortum:** Waste heat from data centers for district heating, [www.fortum.fi/datakeskusten-hukkalampo-kaukolammoksi](http://www.fortum.fi/datakeskusten-hukkalampo-kaukolammoksi) [Zugriff am 22.11.2023].
- [32] **Fortum:** Fortum and Microsoft's data centre project advances climate targets, [www.fortum.com/data-centres-helsinki-region](http://www.fortum.com/data-centres-helsinki-region) [Zugriff am 23.11.2023].
- [33] **Coolingpost:** Data centre heat recovery with R1234ze heat pumps, 2023, [www.coolingpost.com/world-news/data-centre-heat-recovery-with-r1234ze-heat-pumps/](http://www.coolingpost.com/world-news/data-centre-heat-recovery-with-r1234ze-heat-pumps/) [Zugriff am 23.11.2023].
- [34] **Anner, N.:** One giant heat pump for a whole city. 2023, [www.man-es.com/discover/esbjerg-heat-pump](http://www.man-es.com/discover/esbjerg-heat-pump) [Zugriff am 2.11.2023].
- [35] **Dänisches Ministerium für Klima-, Energie- und Versorgungsbetriebe:** Regeringen vil udskyde lukning af tre kraftværker, 2022, <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->.
- [36] **Added Values:** Fascinating seawater heat pumps in Esbjerg, <https://en.addedvalues.eu/c/articles/fascinating-seawater-heat-pumps-in-esbjerg> [Zugriff am 23.11.2023].
- [37] **Wittrup, S.:** Nu begynder byggeriet: Flis-kedel og varmepumpe skal udgøre fremtidens fjernvarme i Esbjerg, 2020, <https://ing.dk/artikel/nu-begynder-byggeriet-flis-kedel-og-varmepumpe-skal-udgoere-fremtidens-fjernvarme-i-esbjerg> [Zugriff am 23.11.2023].
- [38] **Stausholm, T.:** Danish utility commissions massive 50 MW CO<sub>2</sub> heat pump solution to decarbonize heat supply, 2021, <https://accelerate24.news/regions/europe/danish-utility-commissions-massive-50mw-co2-heat-pump-solution-to-decarbonize-heat-supply/2021/#:~:text=Danish%20utility%20DIN%20Forsyning%20has,part%20of%20a%20decarbonization%20project> [Zugriff am 23.11.2023].
- [39] **en:former:** Dänisches Esbjerg setzt auf Großwärmepumpe, 2022, [www.en-former.com/daenisches-esbjerg-setzt-auf-waermepumpen/](http://www.en-former.com/daenisches-esbjerg-setzt-auf-waermepumpen/) [Zugriff am 23.11.2023].
- [40] **Sjællandske Nyheder:** Bild. CP-Kelco mit angrenzendem Wohngebiet, 2010, [www.sn.dk/danmark/cp-kelco-investerer-stort-i-ll-skensved/](http://www.sn.dk/danmark/cp-kelco-investerer-stort-i-ll-skensved/) [Zugriff am 28.11.2023].

- [41] **Viegand Maagøe**: Heat pump produces district heating with waste heat from CP Kelco, <https://viegandmaagoe.dk/en/case/heat-pump-produces-district-heating-with-waste-heat-from-cp-kelco/> [Zugriff am 27.11.2023].
- [42] **Schjødt Larsen, R.**: Surplus heat integrated into district heating, 2018, <https://goexplorer.org/surplus-heat-integrated-into-district-heating/> [Zugriff am 27.11.2023].
- [43] **World Population Review**: Koge Population 2023, 2023, <https://worldpopulationreview.com/world-cities/koge-population>.
- [44] **Elmegaard, B.; Arjomand Kermani, N.; Bühler, F. et al.**: Electrification of processes and technologies for Danish Industry: Elforsk project 350-038 – Final Report. Technical University of Denmark, 2021, <https://orbit.dtu.dk/en/publications/electrification-of-processes-and-technologies-for-danish-industry> [Zugriff am 27.11.2023].
- [45] **Annex 48**. Industrial Heat Pumps, Second Phase – Final Report, Ausgabe 2021.
- [46] **Deutsche Energie-Agentur GmbH**: Erste Schritte in der Kommunalen Wärmeplanung – Die Vorbereitungsphase, Berlin, Ausgabe dena, 2023.
- [47] **Peters, M.; Steidle, T.; Böhnisch, H.**: Kommunale Wärmeplanung – Handlungsleitfaden, Stuttgart, Ausgabe 2020.
- [48] **Kluge, U.**: Start in die Kommunale Wärmeplanung, Online, 2023.
- [49] **Pfluger, B.; Hanßke, A.; Ragwitz, M. et al.**: Wissenschaftliche Transformationsstudie zur Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung in der Region Spremberg, Hoyerswerda und Weißwasser bis 2050. Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG) im Auftrag der VBH GmbH, Ausgabe 2023.
- [50] **Clausen, J.**: Wärmepumpen in der Wärmeplanung (2023).
- [51] **Energieportal Brandenburg**: Wärmekataster (Bestands- und Potentialanalyse), 2022, <https://energieportal-brandenburg.de/cms/inhalte/tools/werkzeugkasten-kommunale-waermeplanung/waermekataster-bestands-und-potenzialanalyse> [Zugriff am 13.12.2023].
- [52] **Werner, T.**: Überseeinsel – Energiekonzept, 2023, [www.windenergiecluster-mv.de/export/sites/windenergiecluster-mv/dokumente/20201208\\_vortraege-gruene-waerme-und-ptn-in-mv/05\\_tobiaswerner\\_Ueberseeinsel\\_energiekonzept\\_uberseeinsel.pdf](http://www.windenergiecluster-mv.de/export/sites/windenergiecluster-mv/dokumente/20201208_vortraege-gruene-waerme-und-ptn-in-mv/05_tobiaswerner_Ueberseeinsel_energiekonzept_uberseeinsel.pdf) [Zugriff am 6.12.2023].
- [53] **AGFW**: Praxisleitfaden Großwärmepumpen. AGFW, Ausgabe 2023.
- [54] **Wittrowski, D.**: Fernwärmenetze werden Grün – Praxisbeispiel Wärmetransformation durch Flusswasser- und Klärwasser-Wärmepumpe, Wärmepumpe kommunal und urban 2023 – Nordrhein-Westfalen, 2023.
- [55] **Böttger, S.; Felgentreff, B.; Hesse, G. et al.**: Seethermie – Innovative Wärmeversorgung aus Tagebaurestseen, 2021, [www.innovationsregion-mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/07/20210723\\_Schlussbericht-Seethermie\\_Langfassung.pdf](http://www.innovationsregion-mitteldeutschland.com/wp-content/uploads/2021/07/20210723_Schlussbericht-Seethermie_Langfassung.pdf) [Zugriff am 6.12.2023].
- [56] **Fritzsche (Sächsische Energieagentur), A.**: Potentialstudie Gewässerthermie. E-Mail, 2024.
- [57] **Gunkel, M.; Gürtler, H.**: Abwasserwärmeatlas – Ein Tool für die Berliner Wärmeplanung. Berliner Wasserbetriebe, 2022.
- [58] **Deutsche Energie-Agentur GmbH; Uhrig Energie GmbH; Huber SE et al.**: Herstellergespräch, 2023, [www.kww-halle.de/veranstaltungen/detail/kww-spezial-technologien-abwasserwaermenutzung](http://www.kww-halle.de/veranstaltungen/detail/kww-spezial-technologien-abwasserwaermenutzung) [Zugriff am 19.12.2023].
- [59] **Fritz, S.; Pehnt, M.**: Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende? Institut für Energie- und Umweltforschung, Ausgabe September 2018.
- [60] **Deutsche Energie-Agentur GmbH; Uhrig Energie GmbH; Huber SE**: Video: Webinar. KWW-Spezial: Abwasserwärmenutzung, 2023, [www.kww-halle.de/veranstaltungen/detail/kww-spezial-technologien-abwasserwaermenutzung](http://www.kww-halle.de/veranstaltungen/detail/kww-spezial-technologien-abwasserwaermenutzung) [Zugriff am 19.12.2023].
- [61] **Berliner Wasserbetriebe**: Heizen und Kühlen mit Abwasser, 2023, [www.bwb.de/de/heizen-und-kuehlen-mit-abwasser.php](http://www.bwb.de/de/heizen-und-kuehlen-mit-abwasser.php) [Zugriff am 19.12.2023].
- [62] **Berliner Wasserbetriebe**: Abwasserwärme – Ein Leitfaden, 2022, [www.urbane-waermewende.de/fileadmin/urbane\\_waermewende/Publikationen\\_und\\_Vortr%C3%A4ge/BWB\\_2022\\_Leitfaden\\_Abwasserwaerme.pdf](http://www.urbane-waermewende.de/fileadmin/urbane_waermewende/Publikationen_und_Vortr%C3%A4ge/BWB_2022_Leitfaden_Abwasserwaerme.pdf) [Zugriff am 8.12.2023].
- [63] **Wenzke, B.; Ussath, M.; Grab, T. et al.**: Energetische Nutzung von Grubenwässern und der Einfluss der Wasserbeschaffenheit auf den Anlagenbetrieb, Ausgabe 2018.

- [64] **Wunderlich, T.; Oppelt, L.; Wenzel, T. et al.:** Energieversorgung von Gebäuden mit Grubenwasser – Chancen zur CO<sub>2</sub>-neutralen Wärmeversorgung. In: Bundesverband Geothermie e. V. (Hrsg.): Fachzeitschrift für geothermische Forschung und Anwendung in Deutschland, Österreich und der Schweiz, 2022.
- [65] **TU Bergakademie Freiberg:** Forschungsprojekt Grubenwasserpotentialstudie Sachsen, 2023, <https://tu-freiberg.de/professur-fuer-technische-thermodynamik/forschung/forschungsprojekte/forschungsprojekt> [Zugriff am 14.12.2023].
- [66] **Sächsisches Oberbergamt:** Hohlraumkarte, 2023, [www.oba.sachsen.de/hohlraumkarte-4918.html](http://www.oba.sachsen.de/hohlraumkarte-4918.html) [Zugriff am 14.12.2023].
- [67] **Enerko:** Planung & Umsetzung von Großwärmepumpenprojekten, 2023, [https://enerko.de/wp-content/uploads/2023/03/230302-Praesentation\\_Grosswaermepumpenprojekte.pdf](https://enerko.de/wp-content/uploads/2023/03/230302-Praesentation_Grosswaermepumpenprojekte.pdf) [Zugriff am 29.2.2024].
- [68] **Clausen, J.; Hintemann, R.; Hinterholzer, S.:** Wirtschaftlichkeit der Abwärmenutzung aus Rechenzentren in Deutschland – Hintergrundpapier, 2022, [www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/08/Abwaermenutzung\\_Rechenzentren\\_Update\\_2022.pdf](http://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2022/08/Abwaermenutzung_Rechenzentren_Update_2022.pdf) [Zugriff am 12.2.2024].
- [69] **Bitkom e. V.:** Rechenzentren in Deutschland – Aktuelle Marktentwicklungen – Update 2023, 2023, [www.bitkom.org/sites/main/files/2023-05/BitkomStudieRechenzentrenin-Deutschland2023.pdf](http://www.bitkom.org/sites/main/files/2023-05/BitkomStudieRechenzentrenin-Deutschland2023.pdf) [Zugriff am 20.12.2023].
- [70] **Wolf, S.:** Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme – Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung, Universität Stuttgart, 2017.
- [71] **Statistische Ämter des Bundes und der Länder:** Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder – Wirtschaft, [www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/wirtschaft-und-bevoelkerung/bipbws](http://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/wirtschaft-und-bevoelkerung/bipbws) [Zugriff am 13.12.2023].
- [72] **Bundesverband Geothermie e. V.:** Agrothermie, [www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/a/agrothermie](http://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/a/agrothermie) [Zugriff am 19.2.2024].
- [73] **Stackebrandt, W.; Pawlitzky, M.; Noack, V.:** Erdwärme. In: Stackebrandt, W.; Franke, D. (Hrsg.): Geologie von Brandenburg. Schweizerbart, Stuttgart 2015.
- [74] **Berger, H.-J., Felix, M., Görne, S., Koch, E., Krentz, O., Förster, A., Förster, H.-J., Konietzky, H., Lunow, C., Walter, K., Schütz, H., Stanek, K., Wagner:** Tiefengeothermie Sachsen – 1. Arbeitsetappe 09/2009 – 07/2020, <https://publikationen.sachsen.de/bdb/artikel/15145> [Zugriff am 15.2.2024].
- [75] **Franz, M.; Barth, G.; Zimmermann, J. et al.:** Geothermal resources of the North German Basin: exploration strategy, development examples and remaining opportunities in Mesozoic hydrothermal reservoirs. In: Geological Society, London, Special Publications 469 (2018), Heft 1, S. 193–222. <https://doi.org/10.1144/SP469.11>.
- [76] **Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg:** Geoportal LBGR Brandenburg, <https://geo.brandenburg.de/> [Zugriff am 13.2.2024].
- [77] **Franz, M.:** Remaining opportunities in hydrothermal reservoirs of the North German Basin – an exploration strategy for improved reservoir predictions and developments, TU Bergakademie Freiberg, Habilitationsschrift, 2019.
- [78] **Cacace, M.; Scheck-Wenderoth, M.; Noack, V. et al.:** Modelling the Surface Heat Flow Distribution in the Area of Brandenburg (Northern Germany). In: Energy Procedia 40 (2013), S. 545–553. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.063>.
- [79] **LfULG:** Geoportal LfULG Sachsen, 2024, [www.geologie.sachsen.de/index.html](http://www.geologie.sachsen.de/index.html) [Zugriff am 15.2.2024].
- [80] **Pälchen, W.; Walter, H.:** Geologischer Bau und Entwicklungsgeschichte – Mit 16 Tabellen, Geologie von Sachsen, hrsg. von Werner Pälchen, Heft 1, Schweizerbart Stuttgart, 2011.
- [81] **Stadtwerke Frankfurt Oder:** Modernisierung des Heizkraftwerks, [www.stadtwerke-ffo.de/energiewende/heizkraftwerk/](http://www.stadtwerke-ffo.de/energiewende/heizkraftwerk/) [Zugriff am 22.2.2024].
- [82] **Sifnaios, I.; Jensen, A.R.; Furbo, S. et al.:** Heat losses in water pit thermal energy storage systems in the presence of groundwater. In: Applied Thermal Engineering 235 (2023), S. 121–382. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121382>.
- [83] **Bolton, R.; Cameron, L.; Kerr, N. et al.:** Seasonal thermal energy storage as a complementary technology: Case study insights from Denmark and The Netherlands. In: Journal of Energy Storage 73 (2023), S. 109–249. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109249>.

- [84] *Solarwärme Bracht eG*: Korrespondenz zwischen Felix Panitz und Helgo Schulze, 15.4.2024.
- [85] **Rad, F.M.; Fung, A.S.**: Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage – Review of systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016), S. 1550-1561. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.025>.
- [86] **Solare Nahwärme Attenkirchen** (saisonaler Wärmespeicher), [www.kreis-freising.de/fileadmin/user\\_upload/Aemter/Energiewende/Startseite/Aktivitaeten/Ausstellung\\_Energieerzeugende\\_Anlagen\\_aus\\_dem\\_Landkreis\\_Freising/Solar/Solare\\_Nahwaerme\\_Attenkirchen.pdf](http://www.kreis-freising.de/fileadmin/user_upload/Aemter/Energiewende/Startseite/Aktivitaeten/Ausstellung_Energieerzeugende_Anlagen_aus_dem_Landkreis_Freising/Solar/Solare_Nahwaerme_Attenkirchen.pdf) [Zugriff am 28.2.2024].
- [87] **Stadtwerke Crailsheim**: Thermische Solaranlage Hirtenwiesen in Crailsheim, [www.stw-crailsheim.de/ueber-uns/projekt-solarthermie/](http://www.stw-crailsheim.de/ueber-uns/projekt-solarthermie/) [Zugriff am 28.2.2023].
- [88] **Nußbricker, J.; Mangold, D.; Heidemann, W. et al.**: Bau und Betrieb des Erdsonden-Wärmespeichers in Neckarsulm-Amorbach. In: 8. Geothermische Fachtagung, Landau/Pfalz, 2004.
- [89] **Fleuchaus, P.; Schüppler, S.; Stemmler, R. et al.**: Aquiferspeicher in Deutschland. In: *Grundwasser* 26 (2021), Heft 2, S. 123–134. <https://doi.org/10.1007/s00767-021-00478-y>.
- [90] **Stemmler, R.; Hammer, V.; Blum, P. et al.**: Potential of low-temperature aquifer thermal energy storage (LT-ATES) in Germany. In: *Geothermal Energy* 10 (2022), Heft 1. <https://doi.org/10.1186/s40517-022-00234-2>.
- [91] **Fraunhofer IEG**: Fernwärme: Groß-Wärmepumpe fit für die Wärmewende, 2023, <https://idw-online.de/de/news821212> [Zugriff am 13.2.2024].
- [92] **Morry, P.**: Wärme aus der Tiefe – BTB verfolgt Speicherprojekt zur nachhaltigeren Energieversorgung Berlins, 2023, [www.adlershof.de/news/waerme-aus-der-tiefe](http://www.adlershof.de/news/waerme-aus-der-tiefe) [Zugriff am 19.2.2024].
- [93] **Blockheizkraftwerks-Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin**: Projektstart für riesigen Wärmespeicher in Berlin-Adlershof, 2023, [www.adlershof.de/news/projektstart-fuer-riesigen-waermespeicher-in-berlin-adlershof](http://www.adlershof.de/news/projektstart-fuer-riesigen-waermespeicher-in-berlin-adlershof) [Zugriff am 19.2.2024].
- [94] **Witte-Humperdinck, N.; Nigbur, F.; Thommessen, C. et al.**: Großwärmepumpen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung [online] – Großwärmepumpe in Lemgo. In: *EURO HEAT&POWER – Wärme, Kälte, Kraft-Wärme-Kopplung*, 2021, [www.energie.de/euroheatpower/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/grosswaermepumpen-zur-dekarbonisierung-der-waermeversorgung/np/2](http://www.energie.de/euroheatpower/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/grosswaermepumpen-zur-dekarbonisierung-der-waermeversorgung/np/2) [Zugriff am 11.12.2023].
- [95] **Stadtwerke Lemgo**: Die Lemgoer Strom- und Wärmeerzeugung, 2022, [www.stadtwerke-lemgo.de/privatkundenbereich/ueber-uns/eigenerzeugung-strom-und-waerme/seite](http://www.stadtwerke-lemgo.de/privatkundenbereich/ueber-uns/eigenerzeugung-strom-und-waerme/seite) [Zugriff am 11.12.2023].
- [96] **Klimaneutraler historischer Stadtkern Lemgo**, [www.klimaschutz-lemgo.de/klimaschutz/klimaneutraler-historischer-stadtkern-lemgo/](http://www.klimaschutz-lemgo.de/klimaschutz/klimaneutraler-historischer-stadtkern-lemgo/) [Zugriff am 26.1.2024].
- [97] **energie.blog**: Wärmepumpe Calora als herausragende Lösung für nachhaltige Energieversorgung ausgezeichnet, 2022, <https://energie.blog/waermepumpe-calora-als-herausragende-loesung-fuer-nachhaltige-energieversorgung-ausgezeichnet/> [Zugriff am 26.1.2024].
- [98] **Weber, U.**: Fernwärme wird grün mit iKWK – Zeitreise von den Anfängen der Stromerzeugung über die Phasen I und II der aktuellen iKWK-Projekte sowie ein Ausblick auf den Transformationsplan bis 2028. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V., iKWK-Symposium der Stadtwerke Lemgo, Innovative Kraft-Wärme-Kopplung – Die Zukunft der Fernwärme ist zugleich erneuerbar und hocheffizient, Lemgo, 2023.
- [99] **MVV Energie AG**: R(h)ein mit der Wärme – MVV nimmt erste Flusswärmepumpe in Mannheim in Betrieb, 2023, [www.mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/mvv-flusswaermepumpe?category=0&question=](http://www.mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/aktuelle-projekte/mvv-flusswaermepumpe?category=0&question=).
- [100] **Reallabor der Energiewende GWP**: Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen, 2023, [www.energie-wendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen/](http://www.energie-wendebauen.de/projekt/neu-grosswaermepumpen-in-deutschen-fernwaermenetzen/) [Zugriff am 12.12.2023].
- [101] **Stadtwerke Schwerin GmbH**: Geothermie in Schwerin-Lankow – Das Projekt. Stadtwerke Schwerin GmbH, 2023, [www.stadtwerke-schwerin.de/home/ueber\\_uns/geothermie/Geothermie-in-Schwerin-Lankow-Das-Projekt,swsr\\_id,786,swsr\\_inhalt\\_id,2162.html](http://www.stadtwerke-schwerin.de/home/ueber_uns/geothermie/Geothermie-in-Schwerin-Lankow-Das-Projekt,swsr_id,786,swsr_inhalt_id,2162.html) [Zugriff am 21.12.2023].

- [102] **Augsten, E.:** Tiefe Geothermie für Wärmenetze. © Solarthemen Media GmbH, 2023, [www.solarserver.de/2023/11/06/tiefe-geothermie-fuer-waermenetze/](http://www.solarserver.de/2023/11/06/tiefe-geothermie-fuer-waermenetze/) [Zugriff am 19.12.2023].
- [103] **Stadtwerke Schwerin GmbH:** Geothermie in Schwerin: Wärmepumpen wurden geliefert, 2022, [www.pressebox.de/pressemitteilung/stadtwerke-schwerin-gmbh/geothermie-in-schwerin-waermepumpen-wurden-geliefert/boxid/1126438](http://www.pressebox.de/pressemitteilung/stadtwerke-schwerin-gmbh/geothermie-in-schwerin-waermepumpen-wurden-geliefert/boxid/1126438) [Zugriff am 19.12.2023].
- [104] **Tilsen, R.:** Geothermie Schwerin Lankow. Veranstaltung «Tiefe Geothermie: Große Potenziale – Wer kann sie nutzen?». Forschungsnetzwerke Energie, SW.aktiv, 2022.
- [105] **Stadtwerke Schwerin GmbH:** Forschungsprojekt zur Wärmewende – Schwerin wird Modellregion für die norddeutsche Wärmewende. Stadtwerke Schwerin GmbH, 2023, [www.stadtwerke-schwerin.de/home/ueber\\_uns/geothermie/Forschungsprojekt-zur-Waermewende,swsr\\_id,786,swsr\\_inhalt\\_id,2857.html](http://www.stadtwerke-schwerin.de/home/ueber_uns/geothermie/Forschungsprojekt-zur-Waermewende,swsr_id,786,swsr_inhalt_id,2857.html) [Zugriff am 21.12.2023].
- [106] **badenovaWÄRMEPLUS:** Wenn Milch ganze Stadtteile heizt. badenovaWÄRMEPLUS, 2023, [www.badenovawaermeplus.de/news/1102977\\_DE/wenn-milch-ganze-stadtteile-heizt](http://www.badenovawaermeplus.de/news/1102977_DE/wenn-milch-ganze-stadtteile-heizt) [Zugriff am 5.1.2024].
- [107] **GEF Ingenieur AG; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH; badenova-Gruppe:** Masterplan Wärme Freiburg 2030 – Projekt-Nr.: B-STFR-001. GEF Ingenieur AG; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH; badenova-Gruppe, Leimen, Ausgabe 2021.
- [108] **badenovaWÄRMEPLUS:** Wärmeverbund Freiburg-Süd. badenovaWÄRMEPLUS, [www.badenovawaermeplus.de/waermeversorgung/waermeverbund-freiburg-sued/?accordion\\_357483=1](http://www.badenovawaermeplus.de/waermeversorgung/waermeverbund-freiburg-sued/?accordion_357483=1) [Zugriff am 5.1.2024].
- [109] **Collmar, M.:** Schwarzwaldmilch liefert künftig Abwärme für Freiburg-Süd. Schwarzwaldmilch GmbH, 2022.
- [110] **Stadt+Werk:** Heizen mit Milch, 2023, [www.stadt-und-werk.de/meldung\\_42552\\_Heizen+mit+Milch.html](http://www.stadt-und-werk.de/meldung_42552_Heizen+mit+Milch.html) [Zugriff am 26.1.2024].
- [111] **Niederlausitz Aktuell:** Stadtwerke Cottbus – Energiekrise, steigende Preise, Gaskraftwerk und Seewasserwärmepumpe, 2022, [www.youtube.com/watch?v=tsATUGkUwCM](https://www.youtube.com/watch?v=tsATUGkUwCM) [Zugriff am 29.2.2024].
- [112] **Stadtverwaltung Cottbus:** Begründung zum Entwurf des Flächennutzungsplanes der Stadt Cottbus/Chóśebuz – Teil 1 – Erläuterungsbericht Stand 30.6.2023, 2023.
- [113] **Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH:** Praxisleitfaden Nahwärme – Erfahrungen aus der Praxis für die Praxis, Ausgabe 2023.
- [114] **FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.:** Übersicht der Bioenergiedörfer bzw. Bioenergie-Kommunen, <https://bioenergiedorf.fnr.de/bioenergiedoerfer/uebersicht-der-bioenergiedoerfer> [Zugriff am 12.1.2024].
- [115] **ENERPIPE:** ENERPIPE Wärmenetze in Deutschland. ENERPIPE, 2024, [www.enerpipe.de/projekte/uebersicht-karte](http://www.enerpipe.de/projekte/uebersicht-karte).
- [116] **Theuma:** Bioenergiedorf Theuma Datenblatt, [https://bioenergiedorf.fnr.de/fileadmin/bioenergiedorf/dateien/doerfer/bed\\_60.pdf](https://bioenergiedorf.fnr.de/fileadmin/bioenergiedorf/dateien/doerfer/bed_60.pdf).
- [117] **mdr.de:** Wie sich ein Dorf in der Oberlausitz unabhängig von Gas gemacht hat, 2023, [www.mdr.de/nachrichten/sachsen/bautzen/bautzen-hoyerswerda-kamenz/heizung-nahwaerme-holz-solarthermie-preise100.html](http://www.mdr.de/nachrichten/sachsen/bautzen/bautzen-hoyerswerda-kamenz/heizung-nahwaerme-holz-solarthermie-preise100.html).
- [118] **Klimaschutzmanagement Radibor:** Nahwärmenetz Radibor und Camina – Daten, Stand 2019. E-Mail.
- [119] **Energieagentur des Landkreises Bautzen:** Energiewende – Ausgewählte Praxisbeispiele im Landkreis Bautzen, Ausgabe 2012.
- [120] **Ullmann, R.:** Das schont die eigene Geldbörse – Die Dorfheizung Daubitz senkt – entgegen dem allgemeinen Trend – die Energiepreise für die Genossenschaftsmitglieder, Weißwasser, Ausgabe April 2019.
- [121] **Feldheim:** Bioenergiedorf Feldheim Datenblatt, [https://bioenergiedorf.fnr.de/fileadmin/bioenergiedorf/dateien/doerfer/bed\\_60.pdf](https://bioenergiedorf.fnr.de/fileadmin/bioenergiedorf/dateien/doerfer/bed_60.pdf).
- [122] **Wärmegenossenschaft Wahlsdorf,** 2024, [www.waermegenossenschaft-wahlsdorf.de/](http://www.waermegenossenschaft-wahlsdorf.de/).
- [123] **BDEW:** Wie heizt Deutschland 2023? – Studie zum Heizungsmarkt, Ausgabe November 2023.
- [124] **Bringt Agrothermie die Wärmewende? – Erdwärme vom Acker,** [www.vdi.de/news/detail/bringt-agrothermie-die-waermewende](http://www.vdi.de/news/detail/bringt-agrothermie-die-waermewende).
- [125] **Enkhardt, S.:** Förderfreie Photovoltaik-Anlagen mit etwa einem Gigawatt in Deutschland installiert, Ausgabe April 2022.
- [126] **Solarpark Weesow-Wilmersdorf** größtes Solarkraftwerk Deutschlands, [www.energie-experten.org/projekte/solarpark-weesow-wilmersdorf-groesstes-solarkraftwerk-deutschlands](http://www.energie-experten.org/projekte/solarpark-weesow-wilmersdorf-groesstes-solarkraftwerk-deutschlands).

- [127] **Diermann, R.:** Baywa re stellt förderfreien 21-Megawatt-Solarpark in Brandenburg fertig, 2022, pv magazine Deutschland (pv-magazine.de).
- [128] **dpa Sachsen:** Energiepark Witznitz geht im Herbst ans Netz, 2023, [www.zeit.de/news/2023-07/10/energiepark-witznitz-geht-im-herbst-ans-netz](http://www.zeit.de/news/2023-07/10/energiepark-witznitz-geht-im-herbst-ans-netz).
- [129] **Zeitung für kommunale Wirtschaft:** BayWa r.e. bringt weiteren förderfreien PV-Park ans Netz, 2022, [www.zfk.de/energie/strom/baywa-re-bringt-weiteren-foerderfreien-pv-park-ans-netz](http://www.zfk.de/energie/strom/baywa-re-bringt-weiteren-foerderfreien-pv-park-ans-netz).
- [130] **EnergieGenossenschaft Inn-Salzach eG:** EGIS Flyer A5 Bundorf, [www.buergersolarpark-bundorf.de/](http://www.buergersolarpark-bundorf.de/).
- [131] **Energie-Experten.org:** Photovoltaik macht Bundorf zu bayrischem Energiedorf, [www.energie-experten.org/projekte/photovoltaik-macht-bundorf-zu-bayerischem-energiedorf](http://www.energie-experten.org/projekte/photovoltaik-macht-bundorf-zu-bayerischem-energiedorf) [Zugriff am 1.11.2023].
- [132] **CARMEN e. V.:** Marktpreise Hackschnitzel, Ausgabe 2023.
- [133] **Deutsche Wirtschaftsnachrichten:** Netzentgelte werden 2024 drastisch steigen, 2023.
- [134] **Bundesnetzagentur:** Monitoringbericht 2022.
- [135] **Willuhn, M.:** Batterie-Fahrplan ermöglicht 800 Kilowattpeak Photovoltaik an 400 Kilowatt Netzanschluss, 2023.
- [136] **Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.:** Eckpunkte eines Energy Sharing-Modells – Positionspapier, Ausgabe April 2023.
- [137] **Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V.:** Energy Sharing System – Die Energiewende vor Ort einfach, unbürokratisch und skalierbar umsetzen. bne-Impulspapier, Ausgabe 2023.
- [138] **Huneke, F.:** Vor-Ort-Versorgung mit Erneuerbaren Energien – Policy Paper, Ausgabe Juni 2023.
- [139] **Wiesenthal, J.; Aretz, A.; Ouanes, N.; Petrick, K.:** Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse – Gemeinschaftlich Strom im Verteilnetz erzeugen und nutzen: Eine Studie zum Umsetzungsvorschlag im Rahmen von Artikel 22 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. Bündnis für Bürgerenergie e. V., Ausgabe Mai 2022.
- [140] **Kleis, K.; Schrader, T.S.; Schreck, S.:** Energy Sharing – Kurzpapier. Überblick und offene Fragen, Ausgabe November 2022.
- [141] **Becker Büttner Held:** Gesetzentwurf – Entwurf eines Gesetzes zur Förderung des «Energy Sharing», Ausgabe Juli 2023.
- [142] **Huneke, F.; Roussak F.:** Höhe einer Energy-Sharing-Prämie – Kostenbasierte Ermittlung einer Prämienhöhe für Wind- und Solaranlagen im Energy Sharing. Energy Brainpool, Ausgabe Juli 2023.
- [143] **EGIS e.G.:** Nachhaltige Wärmeversorgung für Bundorf – Pressemitteilung, [www.buergersolarpark-bundorf.de/nachhaltige-waermeversorgung-fuer-bundorf-egis-eg-testet-fernwaermesystem/](http://www.buergersolarpark-bundorf.de/nachhaltige-waermeversorgung-fuer-bundorf-egis-eg-testet-fernwaermesystem/) [Zugriff am 14.12.2013].
- [144] **Energie & Management Powernews:** Bundorf setzt auf emissionsfreies Fernwärmenetz: Maxsolar und Egis realisieren wegweisendes «zero emission concept, 2023, [www.bayern-innovativ.de/de/seite/genossenschaft-baut-fernwaermenetz-in-bundorf](http://www.bayern-innovativ.de/de/seite/genossenschaft-baut-fernwaermenetz-in-bundorf).
- [145] **Max Solar GmbH:** Spatenstich für Fernwärme, 2023, [www.maxsolar.com/news/detail/spatenstich-fuer-fernwaerme](http://www.maxsolar.com/news/detail/spatenstich-fuer-fernwaerme).
- [146] **Arnold, M.:** GP Joule baut in Mertingen Deutschlands größte Luft-Wärmepumpe mit PV-Strom, 2023, [www.b4bschwaben.de/b4b-nachrichten/donau-ries\\_artikel,-gp-joule-baut-in-mertingen-deutschlands-groesste-luftwaermepumpe-mit-pvstrom-\\_arid,270203.html](http://www.b4bschwaben.de/b4b-nachrichten/donau-ries_artikel,-gp-joule-baut-in-mertingen-deutschlands-groesste-luftwaermepumpe-mit-pvstrom-_arid,270203.html).
- [147] **solarserver.de:** Aus Solarstrom wird Fernwärme, [www.solarserver.de/2023/11/03/aus-solarstrom-wird-fernwaerme/#:~:text=Ungew%C3%B6hnlich%20an%20dem%20Solarpark%20ist,Bundorf%20mit%20Energie%20zu%20versorgen](http://www.solarserver.de/2023/11/03/aus-solarstrom-wird-fernwaerme/#:~:text=Ungew%C3%B6hnlich%20an%20dem%20Solarpark%20ist,Bundorf%20mit%20Energie%20zu%20versorgen).
- [148] **Widemann, W.:** In Mertingen steht Deutschlands erste Groß-Wärmepumpe, 2023, [www.augsburger-allgemeine.de/donauwoerth/gp-joule-deutschlands-erste-gross-waermepumpe-steht-in-mertingen-id68519181.html](http://www.augsburger-allgemeine.de/donauwoerth/gp-joule-deutschlands-erste-gross-waermepumpe-steht-in-mertingen-id68519181.html).
- [149] **BR24:** XXL-Wärmepumpe in Mertingen: Energiewende im großen Stil, 2023, [www.br.de/nachrichten/bayern/mertingen-mit-der-grosswaermepumpe-zur-heizwende,Ty9XBGJ](http://www.br.de/nachrichten/bayern/mertingen-mit-der-grosswaermepumpe-zur-heizwende,Ty9XBGJ).
- [150] **GP Joule:** Das Wärmenetz in Mertingen wächst weiter, 2023, [www.gp-joule.com/de/newsroom/detail/das-waermenetz-in-mertingen-waechst-weiter](http://www.gp-joule.com/de/newsroom/detail/das-waermenetz-in-mertingen-waechst-weiter).
- [151] **Kerler, M.:** Größte Luft-Wärmepumpe mit Ökostrom geht in der Region in Betrieb, [www.augsburger-allgemeine.de/wirtschaft/mertingen-deutschlands-groesste-luft-waermepumpe-mit-oekostrom-geht-in-betrieb-id68475706.html](http://www.augsburger-allgemeine.de/wirtschaft/mertingen-deutschlands-groesste-luft-waermepumpe-mit-oekostrom-geht-in-betrieb-id68475706.html).

- [152] **Heizungsjournal**: Ostsee-Wärmepumpe im Nordsee-Nahwärmenetz, 2022, [www.heizungsjournal.de/ostsee-waermepumpe-im-nordsee-nahwaermenetz\\_18184](http://www.heizungsjournal.de/ostsee-waermepumpe-im-nordsee-nahwaermenetz_18184).
- [153] **Erneuerbare Energien von Gentner**: Die Helden von Bosbüll: Wärme aus regionalem Windstrom, 2019, [www.erneuerbareenergien.de/transformation/netze/waermewende-die-helden-von-bosbuell-waerme-aus-regionalem-windstrom](http://www.erneuerbareenergien.de/transformation/netze/waermewende-die-helden-von-bosbuell-waerme-aus-regionalem-windstrom).
- [154] **SmartHeat Deutschland GmbH**: Ostsee-Wärmepumpe heizt Nordsee-Gemeinde ein. In: *Moderne Gebäudetechnik*, 18.8.2021, S. 135–137.
- [155] **Fraunhofer IEE**: Forschungsprojekt Optinetz Bosbüll, 2024, [www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2022/optinetz-bosbuell.html](http://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2022/optinetz-bosbuell.html).
- [156] **Hessenschau**: Solardorf Bracht: Wie ein Dorf in die Zukunft springt, 2023, [www.hessenschau.de/wirtschaft/energie-wende-in-eigenregie-wie-rauschenberg-bracht-in-die-zukunft-springt-v1,solardorf-bracht-104.html](http://www.hessenschau.de/wirtschaft/energie-wende-in-eigenregie-wie-rauschenberg-bracht-in-die-zukunft-springt-v1,solardorf-bracht-104.html).
- [157] **Entwicklung der Nahwärmeversorgung in Bracht** – Chronologischer Ablauf seit 2013 mit dem aktuellen Stand, Ausgabe 2023.
- [158] **Vajen, K.**: Solare Nahwärmeversorgung Bracht – Technisches Konzept. Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik, 2021.
- [159] **Bracht – Ein Projekt mit Zukunft**, Woche der Wärme 2023, 2023.
- [160] **Solarwärme Bracht eG**, [www.solarwaerme-bracht.de/](http://www.solarwaerme-bracht.de/).
- [161] **Mailach, B.O.**: BDEW-Heizkostenvergleich – Altbau 2021, Ausgabe April 2021.
- [162] **Meyer, R.; Fuchs, N.; Thomsen, J.; Herkel, S.; Kost, C.**: Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandswohngebäuden – Aktualisierung auf Basis der GEG-Novelle 2024. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Ausgabe Januar 2024.
- [163] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz**: Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) – BEG EM. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023.
- [164] **2067 Blatt 1**: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. VDI, Ausgabe September 2012.
- [165] **Agentur für Erneuerbare Energien e. V.**: Die dänische Wärmewende, Ausgabe August 2021.
- [166] **Wolff, D.; Teuber, P.; Budde, J.; Jagnow, K.**: Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gas-Brennwertkesseln – Abschlussbericht, Wolfenbüttel, Ausgabe April 2004.
- [167] **Grinewitschus, V. et al.**: BaltBest: Einfluss der Betriebsführung auf die Effizienz von Heizungsanlagen im Bestand – Abschlussbericht zum Vorhaben, Ausgabe 2022.
- [168] **Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH**: Wärmepumpe und Photovoltaik in Einfamilienhäusern – Wärmepumpen-Initiative Niedersachsen, Ausgabe Juli 2022.
- [169] **Tjaden, T.**: Techno-ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen mittels dynamischer Simulation 2013.
- [170] **Günther, D. et al.**: WPsmart im Bestand – Felduntersuchung optimal abgestimmter Wärmepumpenheizungssysteme in Bestandsgebäuden beim Betrieb im konventionellen sowie im intelligenten Stromnetz (Smart Grid), Ausgabe Juli 2020.
- [171] **International Energy Agency**: The future of heat pumps, 2022, [www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps](http://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps) [Zugriff am 28.2.2024].
- [172] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz**: Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – BEW. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022.
- [173] **Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz**: Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme – AVBFernwärmeV. Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz, 2022.
- [174] **Bundesministerium der Justiz**: Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 – EEG 2023. Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [175] **Bündnis Bürgerenergie e. V.**: Was ist Bürgerenergie?, [www.buendnis-buergerenergie.de/buergerenergie/was-ist-buergerenergie](http://www.buendnis-buergerenergie.de/buergerenergie/was-ist-buergerenergie) [Zugriff am 1.11.2023].
- [176] **Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz**: Gesetz betreffend die Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften (Genossenschaftsgesetz – GenG) – GenG. Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz, 2006.
- [177] **DGRV**: Energiegenossenschaften 2023 – Jahresumfrage des DGRV, Ausgabe 2023.

- [178] **DZ Bank:** Gründungsboom für nachhaltige Wirtschaft: 42 neue Energiegenossenschaften 2022/stärkster Zuwachs seit 2016, 2023, [www.dzbank.de/content/dzbank/de/home/die-dz-bank/presse/pressemitteilungen/2023/gruendungsboom-fuernachhaltigewirtschaft42neueenergiegenossensch.html](http://www.dzbank.de/content/dzbank/de/home/die-dz-bank/presse/pressemitteilungen/2023/gruendungsboom-fuernachhaltigewirtschaft42neueenergiegenossensch.html).
- [179] **DZ Bank:** Genossenschaftsbericht 2023: Energiegenossenschaften als Wachstumsmotor, 2023, [www.dzbank.de/content/dzbank/de/home/die-dz-bank/presse/pressemitteilungen/2023/genossenschaftsbericht-2023--energiegenossenschaften-als-wachstu.html](http://www.dzbank.de/content/dzbank/de/home/die-dz-bank/presse/pressemitteilungen/2023/genossenschaftsbericht-2023--energiegenossenschaften-als-wachstu.html).
- [180] **GENOVERBAND:** 32 Neugründungen in den Bereichen Energie, Wohnen und Nahversorgung bis September 2023, 2023, [www.genoverband.de/newsroom/presse/pressemitteilungen/32-neugruendungen-in-den-bereichen-energie-wohnen-und-nahversorgung-bis-september-2023/](http://www.genoverband.de/newsroom/presse/pressemitteilungen/32-neugruendungen-in-den-bereichen-energie-wohnen-und-nahversorgung-bis-september-2023/).
- [181] **Rentsch, A.; Kretschel, T.:** Wie Bürger genossenschaftlich ihren Strom selbst erzeugen, 2023, [www.saechsische.de/wirtschaft/energie/was-bringt-eigentlich-eine-buergerenergiegenossenschaft-buergerenergie-drebach-erzgebirge-photovoltaik-solarenergie-5941124-plus.html](http://www.saechsische.de/wirtschaft/energie/was-bringt-eigentlich-eine-buergerenergiegenossenschaft-buergerenergie-drebach-erzgebirge-photovoltaik-solarenergie-5941124-plus.html).
- [182] **Wärmegenossenschaft Wahlsdorf eG:** Website Wärmegenossenschaft Wahlsdorf eG, 2023, [www.waermegenossenschaft-wahlsdorf.de/](http://www.waermegenossenschaft-wahlsdorf.de/).
- [183] **Baitzer Heizer eG:** Website Baitzer Heizer, <https://baitzer-heizer.de/> [Zugriff am 24.1.2023].
- [184] **Solarwärme Bracht eG:** Satzung der Solarwärme Bracht eG. Solarwärme Bracht eG, 2021.
- [185] **EGIS e.G.:** Anlage 1 zum Vertrag zur Versorgung mit Fernwärme – Preisblatt 2023 – Stand 3.5.2023, Ausgabe Mai 2023.
- [186] **EGIS:** Satzung der EnergieGenossenschaft Inn-Salzach eG (EGIS). EGIS, 2021.
- [187] **Ellermann, R.:** Nahwärme in Venne – Vortrag zu Workshop «Wärme vor 12». Venner Energie e.G., Online-Workshop, 2024.
- [188] **Deutscher Städte- und Gemeindebund:** Energieautarkes Dorf Feldheim – Erneuerbare Energien, [www.dstgb.de/themen/klimaschutz-und-klimaanpassung/klimaschutz-vor-ort/energieautarkes-dorf-feldheim/](http://www.dstgb.de/themen/klimaschutz-und-klimaanpassung/klimaschutz-vor-ort/energieautarkes-dorf-feldheim/).
- [189] **Bündnis Bürgerenergie e. V.:** Bürgerenergiegesellschaften als zentrale Akteure der lokalen Wärmewende – Positionspapier, 19.9.2023.
- [190] **Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze,** 2023.
- [191] **Bündnis Bürgerenergie e. V.:** Bürgerenergie im erneuerbaren Energiesystem – Sommerbericht 2023, Ausgabe 2023.
- [192] **Arpagaus, C.:** Hochtemperatur-Wärmepumpen – Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. VDE VERLAG GMBH, Berlin, 2019.

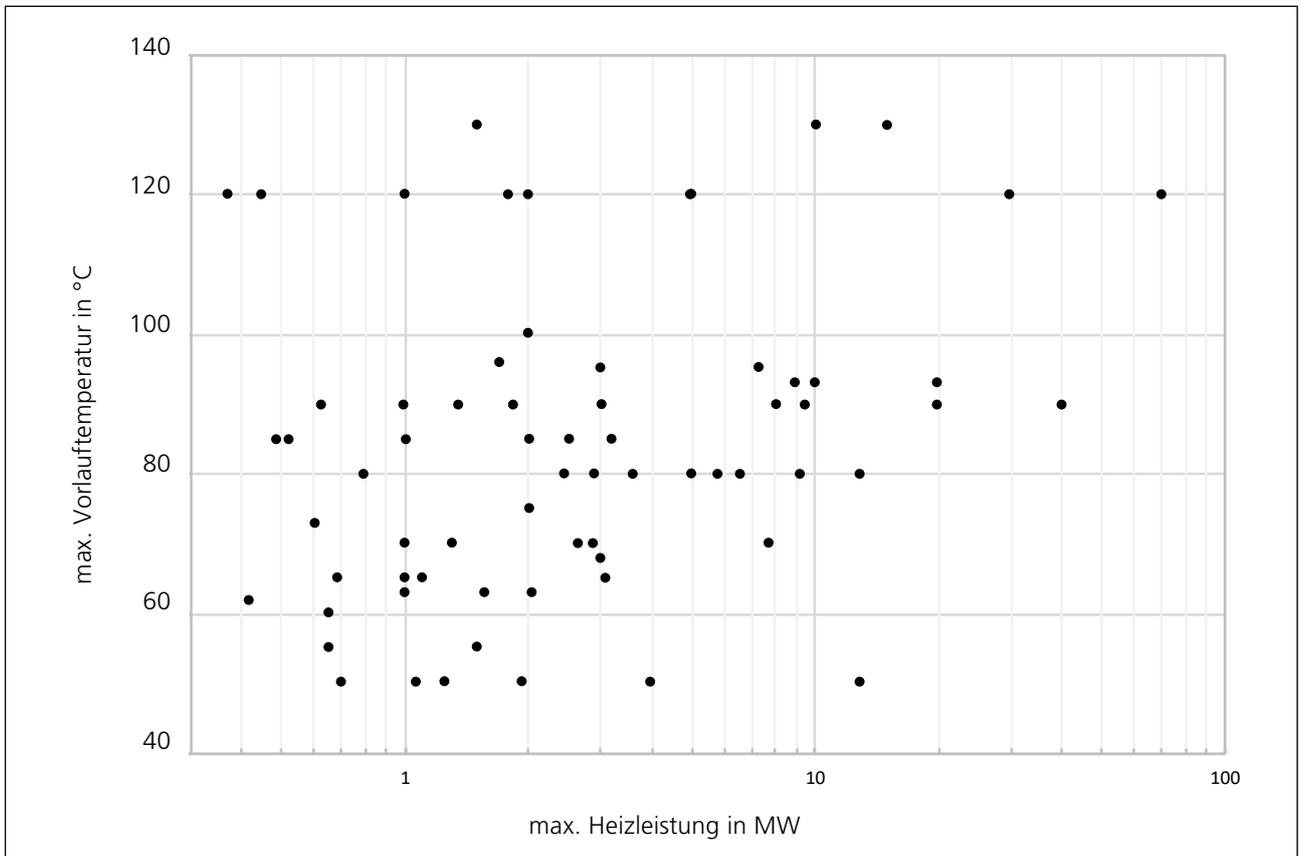
# A.1 ANHANG

Tabelle 4: Einsatzbereiche und Umwelteigenschaften von Kältemitteln

Klasse	Kältemittel	Temperaturbereich	GWP	Toxisch	Brennbarkeit
HFKW	R245fa	10 - 130	858	Ja	Nein
	R134a	-10 - 90	1.300	Nein	Nein
	R410a	-10 - 60	2.088	Nein	Nein
HFO	R1234ze (Z)	10 - 130	< 1	Nein	Ja
	R1233zd (E)	10 - 130	1	Nein	Nein
	R1336mzz (Z)	30 - 130	2	Nein	Nein
Natürliche Kältemittel	R717 (NH <sub>3</sub> )	-10 - 110	0	Ja	Ja
	R718 (H <sub>2</sub> O)	10 - 130	0,2	Nein	Nein
	R744 (CO <sub>2</sub> )	-10 - 110	1	Nein	Nein
	R290 (Propan)	-10 - 80	3	Nein	Ja
	R600 (Butan)	10 - 130	4	Nein	Ja
	R601 (Pentan)	30 - 130	5	Ja	Ja
	R600a (Isobutan)	-10 - 110	3	Nein	Ja
		-30 -10 10 30 50 70 90 110 130 150 Temperatur in °C			

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf [192]

Abbildung 37: Maximale Vorlauftemperaturen und Heizleistungen verfügbarer Großwärmepumpen



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf [2]

