Kommunaler Wärmeplan der Hansestadt Stralsund

Abschlussbericht



Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

NATIONALE KLIMASCHUTZ INITIATIVE

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

unesco
Historische Altstädte Stralsund und Wismar Welterbe seit 2002

Hansestadt Stralsund

Der Wärmeplan wurde in Zusammenarbeit zwischen der Hansestadt Stralsund den Stadtwerken Stralsund sowie mit den im Rahmen der Erarbeitung des Wärmeplans beauftragten Unternehmen prosio engineering GmbH, BLS Energieplan GmbH und MOSAIC GIS GmbH erstellt.

Auftraggeber:

Hansestadt Stralsund
Amt für Schule und Sport
Hafenstraße 20
18439 Stralsund

Auftragnehmer:

SWS Energie GmbH
Frankendamm 7
18439 Stralsund

prosio engineering GmbH
Bergstraße 6
91207 Lauf

BLS Energieplan GmbH
Gerbermühlstraße 11
60594 Frankfurt am Main

MOSAIC GIS GmbH
Sophie-Germain-Straße 12
90443 Nürnberg

Förderung:

KSI: Kommunale Wärmeplanung für die Hansestadt Stralsund
Projektträger: Z-U-G gGmbH
FKZ: 67K27339
Laufzeit: 01.03.2024 bis 30.11.2025
www.klimaschutz.de/kommunalrichtlinie

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages
NATIONALE KLIMASCHUTZ INITIATIVE

Stralsund, 27. Februar 2026

Titelbild: Luftaufnahme von Stralsund mit überlagerter Wärmebedarfsdichte entsprechend Abbildung 7, Seite 14

Zusammenfassung – zentrale Aussagen aus dem Wärmeplan

Der kommunale Wärmeplan der Hansestadt Stralsund ist ein strategisches Instrument, das als Grundlage für energie- und klimapolitische Entscheidungen aller Akteure dient. Er wird regelmäßig alle fünf Jahre fortgeschrieben und an neue technische, wirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen angepasst.

Trotz teilweise sehr alter Bausubstanz befindet sich der Gebäudebestand Stralsunds insgesamt in einem guten Sanierungszustand. Dies schafft günstige Voraussetzungen für die schrittweise Umstellung der Wärmeversorgung auf erneuerbare Energien.

Die Hansestadt Stralsund und die Stadtwerke Stralsund haben bereits frühzeitig Maßnahmen eingeleitet, um die Wärmeerzeugung nachhaltiger zu gestalten. Eine der größten Solarthermieanlagen Deutschlands hat 2025 ihren Betrieb aufgenommen und speist seitdem erneuerbare Wärme in das Fernwärmenetz ein. Darüber hinaus wird im Stadtgebiet Biogas erzeugt, das an mehreren Standorten in Wärme und Strom umgewandelt und in die Wärmenetze eingespeist wird.

Bereits heute versorgen vier Wärmenetze große Teile des Stadtgebiets – zum Teil schon mit erneuerbaren Energien. Die Fernwärme spielt für die zukünftige Wärmeversorgung eine zentrale Rolle, da sie es ermöglicht, erneuerbar erzeugte Wärme auch in dicht bebauten Stadtteilen bereitzustellen, in denen dezentrale Lösungen technisch oder wirtschaftlich kaum umsetzbar sind. Der weitere Ausbau der Netze erfolgt nach wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten, um die Versorgungskosten langfristig niedrig zu halten.

Gleichzeitig stehen Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien in Stralsund grundsätzlich zur Verfügung – etwa Solarthermie, Umweltwärme, Biomasse oder Biogas. Diese Potenziale sind jedoch aus wirtschaftlichen, kulturellen, sozialen und technischen Gründen begrenzt. Deshalb ist ein sorgfältiger, strategisch abgestimmter Umgang mit den verfügbaren Flächen und Ressourcen erforderlich.

In Einfamilienhäusern, Reihenhäusern, Doppelhaushälften und kleineren Mehrfamilienhäusern wird die Wärmeversorgung auch künftig überwiegend dezentral erfolgen. Besonders geeignet sind hier Wärmepumpen, ergänzt durch Solarthermieanlagen. Der Einsatz von fester Biomasse oder Biogas sowie anderer treibhausneutraler Gase wird aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und steigender Kosten als eher kritisch eingeschätzt. Wo es technisch und wirtschaftlich möglich ist, bietet die Wärmepumpe eine effiziente und nachhaltige Lösung zur Wärmebereitstellung.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung – zentrale Aussagen aus dem Wärmeplan 3
1 Einleitung 8
2 Bestandsanalyse 10
2.1 Gebäudebestand 10
2.2 Wärmebedarf 14
2.3 Aktuelle Versorgungsstruktur 17
2.3.1 Struktur dezentraler Feuerstätten 17
2.3.2 Wärmepumpen 18
2.3.3 Gasinfrastruktur 18
2.3.4 Wärme- und Kältenetze 20
2.3.5 Eingesetzte Energieträger zur Wärmeversorgung 22
2.3.6 Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung 25
2.4 Zwischenfazit Bestandsanalyse 28
3 Potenzialanalyse 32
3.1 Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien 32
3.1.1 Photovoltaik und Solarthermie 32
3.1.2 Potenzial für oberflächennahe Geothermie 36
3.1.3 Tiefengeothermisches Potenzial 39
3.1.4 Potenzial für oberflächennahe Gewässer 40
3.1.5 Potenzial für Luftwärme 42
3.1.6 Biomassepotenzial 42
3.1.7 Potenziale für Strom aus Wind 43
3.1.8 Potenzial für Strom aus Wasserkraft 44
3.2 Potenziale zur Nutzung von Abwärme 44
3.2.1 Abwärme aus dem Kanalsystem 44
3.2.2 Abwärme an Kläranlagen 45
3.2.3 Industrielle und gewerbliche Abwärme 45
3.3 Potenzial für thermische Speicher 46
3.3.1 Kurz- und mittelfristige Speicher 46
3.3.2 Saisonale Speicher 47
3.4 Zwischenfazit Potenzialanalyse 49
4 Zielszenario und voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete 51
4.1 Einteilung der Wärmenetzgebiete 51
4.2 Potenzial zur Bedarfsreduktion 54
4.2.1 Untersuchung nach zentralen und dezentralen Gebieten 54
4.2.2 Einfluss des Klimawandels auf den Wärmebedarf 55
4.2.3 Sanierungsprioritäten und Entwicklung des Wärmebedarfs 56
4.3 Gebiete mit leitungsgebundener Wärmeversorgung 57
4.3.1 Entwicklung der Fernwärmenetze 57
4.3.2 Konzepte für die Erzeugungsanlagen der zukünftigen Wärmenetze 60

4.4 Dezentrale Versorgungsgebiete 71
4.4.1 Methodisches Vorgehen zur Einteilung der dezentralen Gebiete 71
4.4.2 Methodisches Vorgehen zur Einteilung der dezentralen Gebiete 71
4.4.3 Technologien 72
4.4.4 Austausch der Heizungsanlagen 2030–2045 73
4.5 Ökologische und ökonomische Kennzahlen im Zielszenario 77
5 Umsetzungsstrategie und -Maßnahmen 79
5.1 Erste Maßnahmenpakete für die Fernwärmeversorgung bis 2030 79
5.1.1 Ziel der Maßnahme 79
5.1.2 Methodisches Vorgehen 79
5.1.3 Lokale Nachhaltigkeit 80
5.1.4 Akteure 80
5.1.5 Kosten 81
5.1.6 Zeitplan 81
5.2 Studie zur Nutzung von Meeresthermie 81
5.2.1 Ziel der Maßnahme 81
5.2.2 Methodisches Vorgehen 82
5.2.3 Lokale Nachhaltigkeit 82
5.2.4 Akteure 83
5.2.5 Kosten 83
5.2.6 Zeitplan 83
5.3 Anpassung des Stromnetzes 83
5.3.1 Ziel der Maßnahme 84
5.3.2 Methodisches Vorgehen 84
5.3.3 Lokale Nachhaltigkeit 85
5.3.4 Akteure 85
5.3.5 Kosten 85
5.3.6 Zeitplan 86
5.4 Transformationsplanung Bestandswärmenetz (Knieper/Grünhufe) 86
5.4.1 Ziel der Maßnahmen 86
5.4.2 Methodisches Vorgehen der Transformationsplanung bestehender Wärmenetze: 86
5.4.3 Lokale Nachhaltigkeit 86
5.4.4 Akteure 86
5.4.5 Kosten 86
5.4.6 Zeitplan 87
5.5 Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung zur Deckung des zukünftigen Strombedarfs 87
5.5.1 Ziel der Maßnahme 87
5.5.2 Methodisches Vorgehen 87
5.5.3 Lokale Nachhaltigkeit 88
5.5.4 Akteure 88
5.5.5 Kosten 88
5.5.6 Zeitplan 89

5.6 Umfragen in den Fokusgebieten 89
5.6.1 Ziel der Maßnahme 89
5.6.2 Methodisches Vorgehen 89
5.6.3 Lokale Nachhaltigkeit 89
5.6.4 Akteure 90
5.6.5 Zeitplan 90
5.6.6 Kosten 90
5.7 Wärmepumpen- und Energieeinsparungs-Contracting in geeigneten Gebieten 90
5.7.1 Ziel der Maßnahme 90
5.7.2 Methodisches Vorgehen 90
5.7.3 Lokale Nachhaltigkeit 90
5.7.4 Akteure 90
5.7.5 Zeitplan 91
5.7.6 Kosten 91
6 Controlling-Strategie und Umsetzungskontrolle 92
6.1 Zielsetzung und Strategische Grundlagen 92
6.2 Aufbau eines Controlling-Systems 92
6.3 Steuerung und Maßnahmen-Controlling 92
6.4 Einbindung relevanter Akteure 94
6.5 Digitalisierung und Datenmanagement 94
6.6 Evaluierung und Anpassung der Strategie 94
6.7 Finanzierung und Wirtschaftlichkeitscontrolling 94
7 Kommunikations- und Verstetigungsstrategie 96
7.1 Ziele und Vorgehensweise 96
7.2 Klimaschutzmanagement als Bindeglied der Stakeholder 96
7.3 Schaffung von Anreizen zur Umsetzung der KWP 96
7.3.1 Finanzielle Anreize (Förderprogramme): 96
7.3.2 Wärmepumpen Contracting in dezentral wärmeversorgten Gebieten 97
7.3.3 Rechtliche Anreize 97
7.4 Akteursbeteiligung 97
7.5 Öffentlichkeitsarbeit 98
8 Anhang 99
8.1 Anteil einzelner Endenergieträger am Endenergieverbrauch im gesamten Stadtgebiet 99
8.2 Anteil einzelner Endenergieträger am Endenergieverbrauch in den Quartieren 104
8.2.1 Hafenkante und Frankenvorstadt 104
8.2.2 Altstadt 108
8.2.3 Tribseer Vorstadt 112
8.2.4 Tribseer Siedlung 116

Abbildungsverzeichnis.....120
Tabellenverzeichnis.....124
Abkürzungsverzeichnis.....125
Verwendete Einheiten 126
Glossar.....127

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund des fortschreitenden Klimawandels hat sich Deutschland zum Ziel gesetzt, eine treibhausgasneutrale und zukunftsfähige Energieversorgung zu verwirklichen. Während der Anteil erneuerbarer Energien auf dem Stromsektor bereits seit Jahren sehr stark zunimmt und mittlerweile mehr als 50 % des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Quellen stammt, bleibt die Energiewende im Wärmesektor deutlich zurück.[1, 2] Hier wird nach wie vor hauptsächlich auf die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl zurückgegriffen.

Mit der kommunalen Wärmeplanung wurde bundesweit ein Instrument eingeführt, das eine systematische und zielgerichtete Steuerung der Wärmewende auf kommunaler Ebene ermöglicht. Dabei wird bewusst ein lokaler Ansatz verfolgt: Jede Kommune hat ihre eigenen Besonderheiten mit individuellen Verbrauchsstrukturen und unterschiedlichen Potenzialen für erneuerbare Energien. Daher muss jede Wärmeplanung an die örtlichen Gegebenheiten der jeweiligen Kommune angepasst werden. Nur so lassen sich praxisnahe und optimale Ergebnisse erzielen.

Aus diesem Grund wird im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung in der Bestandsanalyse – einer Bestandsaufnahme – zunächst genau erfasst, wie die aktuelle Wärmeversorgung vor Ort ausgestaltet ist (vgl. Abbildung 1). Die anschließende Potenzialanalyse – eine lokale Bewertung der Chancen und Möglichkeiten – zeigt auf, welche erneuerbaren Quellen zur Verfügung stehen und künftig genutzt werden können. Auf Basis dieser Informationen werden verschiedene Szenarien entwickelt und bewertet, um für jede Kommune eine geeignete klimaneutrale Wärmeversorgung bis spätestens 2045 zu realisieren. Konkrete Meilensteine, Umsetzungsmaßnahmen und Verstetigungskonzepte unterstützen die praktische Umsetzung der Planungen. Die stetige Einbindung der relevanten Akteure vor Ort stellt sicher, dass der Wärmeplan von allen Beteiligten mitgetragen und umgesetzt wird.

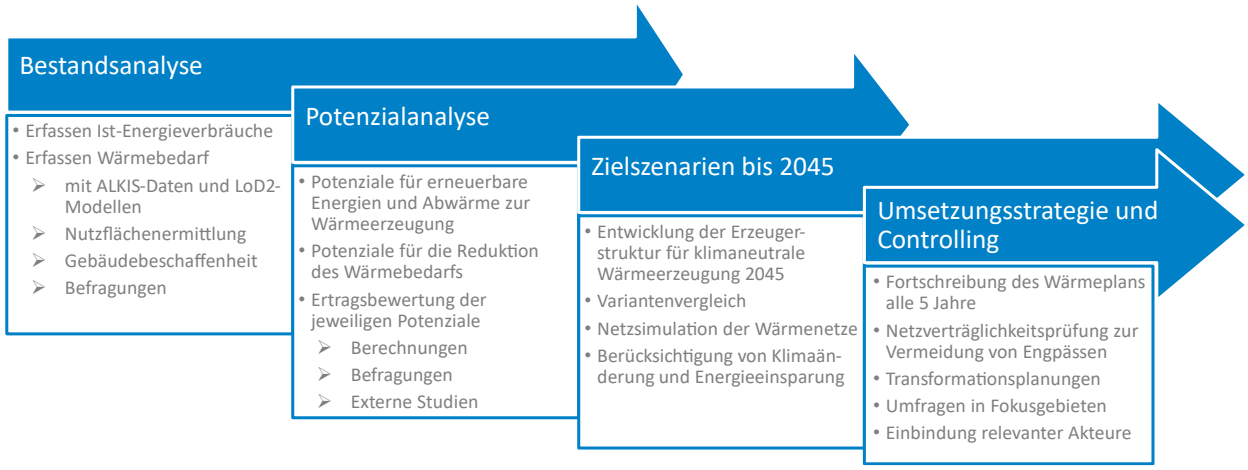


Abbildung 1: Schritte und Ablauf der kommunalen Wärmeplanung

Diesem Vorgehen folgt auch der vorliegende Bericht. Kapitel 2 beschreibt ab Seite 10 den Gebäudebestand, den Wärmeverbrauch, die eingesetzten Energieträger und den daraus resultierenden CO_2-Ausstoß. Kapitel 3 (Seite 32 ff.) zeigt die Potenziale vor Ort – von erneuerbaren Energien wie Sonne, Wind, Geothermie, Aquathermie und Biomasse bis hin zu Abwärme aus Industrie, Gewerbe oder der Kläranlage sowie Möglichkeiten zur Senkung des Verbrauchs.

[1] Umweltbundesamt: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland, online unter: www.umweltbundesamt.de/indikator-anteil-erneuerbare-am, 2025

[2] Umweltbundesamt: Erneuerbare Energien in Zahlen – Entwicklung der Anteile in Strom, Wärme und Verkehr, online unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen, 2025

In Kapitel 4 (Seite 51 ff.) werden Bedarf und Potenziale zusammengeführt. Dort werden Szenarien entwickelt, die aufzeigen, in welchen Gebieten eine Wärmenetzversorgung sinnvoll ist und wo dezentrale Lösungen wirtschaftlicher oder effizienter sind. Kapitel 5 konkretisiert ab Seite 79 die Szenarien mit Umsetzungsstrategien und Maßnahmen.

Kapitel 6 (Seite 92 ff.) und 7 (Seite 96 ff.) befassen sich abschließend mit der Erfolgskontrolle (Controlling), der Kommunikation und Verstetigung des Planungsprozesses für die langfristige Umsetzung.

Die kommunale Wärmeplanung in Stralsund wurde in einer Kooperation aus der Hansestadt Stralsund, den Stadtwerken Stralsund mit der prosio engineering GmbH, der BLS Energieplan GmbH und der MOSAIC GIS GmbH erstellt.

2 Bestandsanalyse

Das Ergebnis der Bestandsanalyse zeigt, wie die Wärmeversorgung in Stralsund heute (2023–2025) ausgestaltet ist. Dafür wurden die Gebäude nach Alter und Nutzung bewertet (vgl. Abschnitt 2.1), der Wärmeverbrauch in den einzelnen Bereichen ermittelt und entsprechende Kennzahlen daraus abgeleitet (Abschnitt 0). Zudem wurde untersucht, wie dieser Bedarf gedeckt wird – über leitungsgebundene Wärmeversorgung aus Wärmenetzen oder durch dezentrale Lösungen wie Erdgas-, Biomasse- und Ölheizungen sowie Wärmepumpen und Solarthermie (vgl. Abschnitt 2.3, Seite 17 ff.).

Die Ergebnisse der Bestandsanalyse dienen als Grundlage für die Entwicklung von Szenarien zur zukünftigen Wärmeversorgung. So lassen sich Handlungsbedarf und konkrete Maßnahmen ableiten. Alle Karten im Bericht arbeiten mit sogenannten „Baublöcken“. Hierbei handelt es sich um räumliche Einheiten (Siedlungsflächen) gemäß den Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes. Sie umfassen jeweils mindestens fünf Hausnummern und sind im Wesentlichen von Straßen umschlossen.

2.1 Gebäudebestand

Als Datenquelle für die Klassifizierung des Gebäudebestands nach Nutzungsart – Wohnen, Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie (GHDI), öffentliche Einrichtungen – und Gebäudealter dienten ALKIS- und LoD2-Daten, frei zugängliches Kartenmaterial, von Stadt und Stadtwerken bereitgestellte Informationen sowie Bebauungspläne.

Der Sektor Wohnen umfasst alle Wohngebäude im Gemarkungsgebiet von Stralsund. Zum Sektor GHDI zählen beispielsweise landwirtschaftlich genutzte Gebäude, Restaurants, Bürogebäude, Kinos, produzierendes Gewerbe und Ladengeschäfte. Auch Mischnutzungen, wie beispielsweise Gebäude mit anteiligem Wohn- und Gewerbeteil werden dem Sektor GHDI zugeordnet, da die gewerbliche Nutzung für mögliche Wärmekonzepte besonders relevant ist. Im Sektor öffentliche Einrichtungen sind unter anderem Bildungseinrichtungen, das Rathaus, Feuerwehr, Stadtwerke, Klärwerke zusammengefasst.

Abbildung 2 zeigt die Verteilung der Gebäude auf die einzelnen Sektoren. Von den insgesamt 12 809 Gebäuden entfällt der Großteil auf die Wohnnutzung (70 %). Weitere 27 % der Gebäude werden für Gewerbezwecke, Industrie oder Mischnutzungen verwendet. Bei lediglich 3 % der Gebäude handelt es sich um öffentliche Einrichtungen.

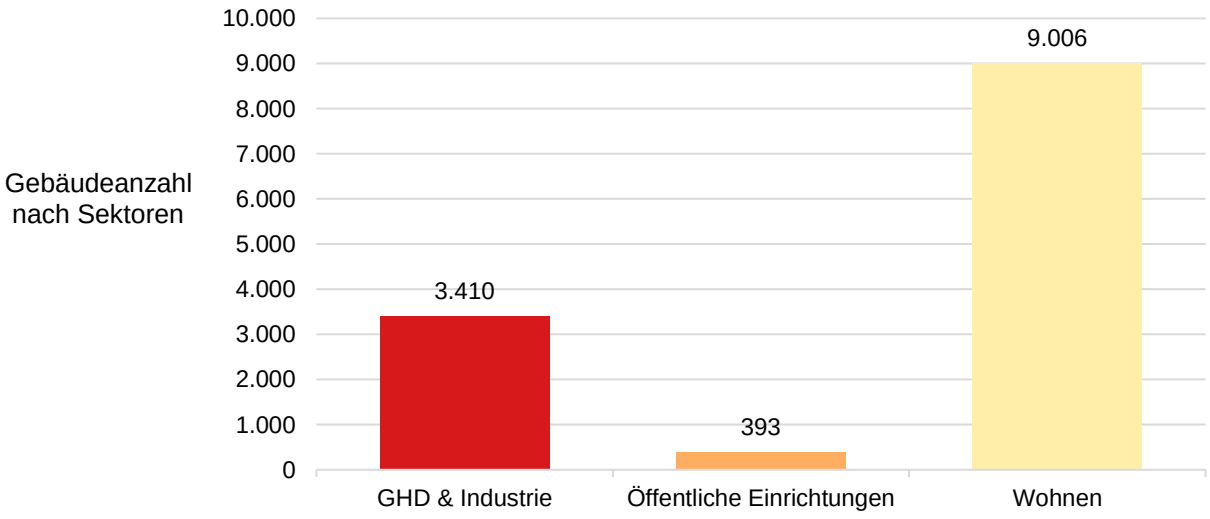


Abbildung 2: Verteilung des Gebäudetyps nach Sektoren

Der Sektor GHDI konzentriert sich in Stralsund auf die Gewerbegebiete Grünhufe, Lüdershagen, ehemalige Ölspaltanlage (Franken) und Franzenshöhe sowie auf einzelne Objekte an der Stadtkoppel und in Andershof. Auch auf dem Dänholm sowie rund um den Hauptbahnhof sind vermehrt Gewerbebetriebe angesiedelt. Weitere einzelne Gebiete außerhalb des Stadtkerns weisen Anteile von GHDI-Anteile auf, beispielsweise durch landwirtschaftliche Betriebe. Abbildung 3 zeigt die vorwiegenden Gebäudetypen Stralsunds nach Sektoren, gebündelt dargestellt in einzelnen Baublöcken. Die Darstellung in Abbildung 4 zeigt den vorherrschenden Typ in ähnlicher Weise speziell für den Sektor Wohnen.

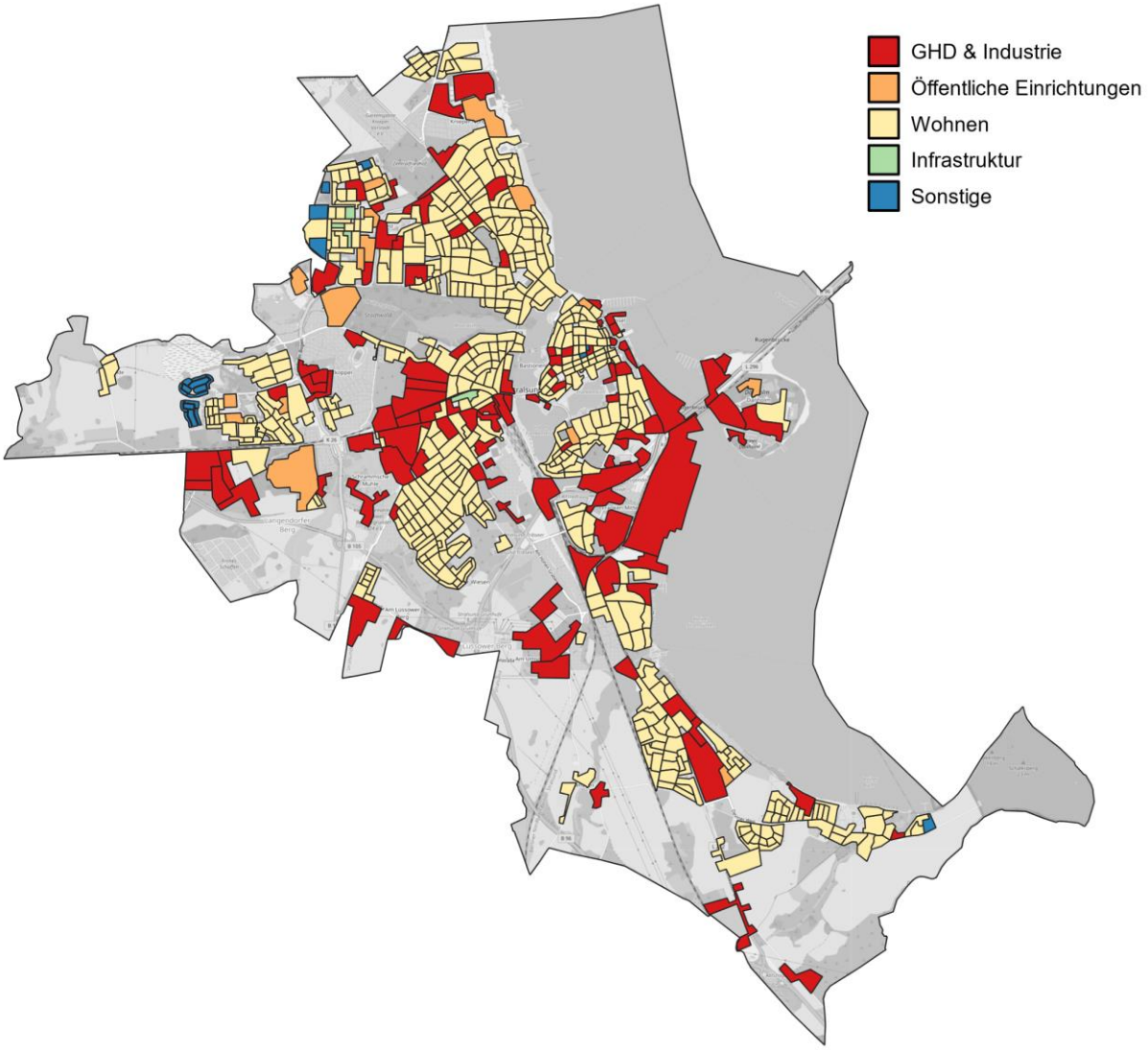


Abbildung 3: Vorwiegender Gebäudetyp nach Sektoren in den Quartieren. In Stralsund überwiegt der Sektor Wohnen: Doppel- und Reihenhäuser (36 %), Einfamilienhäuser (30 %), Mehrfamilienhäuser mit weniger als sieben Wohneinheiten (12 %) sowie große Mehrfamilienhäuser mit sieben oder mehr Wohneinheiten (22 %). Zum Vergleich: In Stralsund liegt der Anteil der Mehrfamilienhäuser bei 34 %, im Bundesdurchschnitt bei rund 17 % (ca. 3 Mio. [3] von ca. 20 Mio. [4] Wohngebäuden).

[3] Deutsche Energie-Agentur (dena): Gebäudereport 2024 – So wohnt Deutschland und so beeinflusst es die Sektorziele. In: Vaillant – 21 Grad Magazin, www.vaillant.de/21-grad/partner-beitraege/so-wohnt-deutschland-und-so-beeinflusst-es-die-sektorziele, 2024

[4] Statistisches Bundesamt (Destatis): Mehr als die Hälfte der Wohnungen in Deutschland liegt in Mehrfamilienhäusern. Pressemitteilung Nr. 297 vom 18. Juli 2023, destatis.de

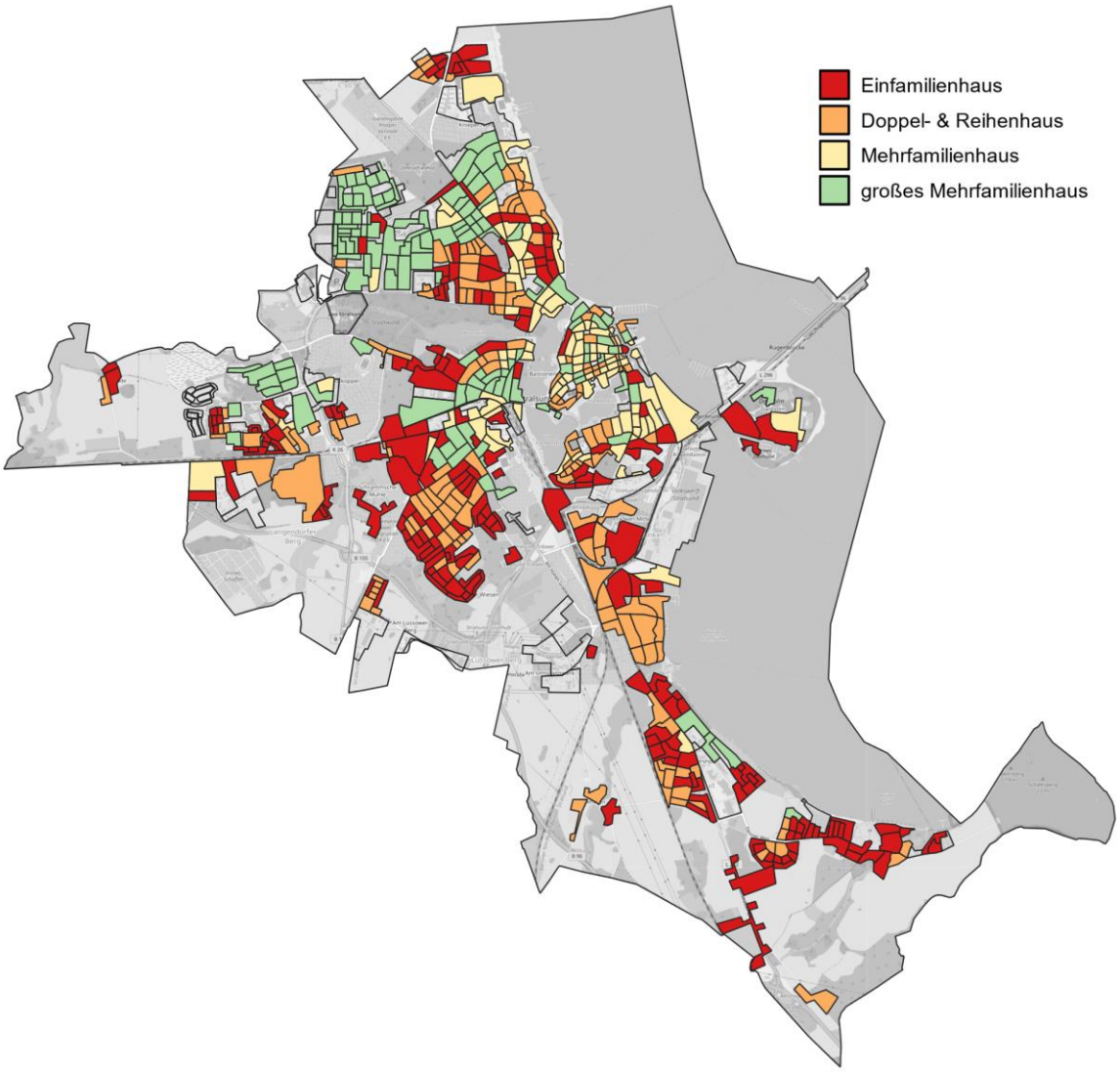


Abbildung 4: Vorwiegender Gebäudetyp der Wohngebäude in den Quartieren

Von den insgesamt 9 006 Wohngebäuden wurden etwa 52 % vor 1979 errichtet – also überwiegend noch vor der wirksamen Umsetzung der ersten Wärmeschutzverordnung von 1977 (in den alten Bundesländern), mit der erstmals verbindliche Vorgaben zum Wärmeschutz festgelegt wurden. Die meisten stammen aus den Jahren 1949 bis 1978 (vgl. Abbildung 5). Diese Gebäude weisen im unsanierten Zustand einen hohen Wärmebedarf auf und besitzen daher das größte Einsparpotenzial. Denkmal- oder Ensembleschutz spielt hier meist nur eine untergeordnete Rolle. Viele dieser Häuser wurden seit den 1990er-Jahren bereits energetisch saniert, sodass sich ein stetiger Sanierungsfortschritt feststellen lässt.

Die 2 686 Wohngebäude mit einem Baujahr vor 1948 (30 % der Wohngebäude) weisen den höchsten spezifischen Wärmebedarf auf, sofern noch unsaniert, wodurch hier ebenfalls großes Potenzial zur Energieeinsparung besteht. Hier müssen jedoch gegebenenfalls bestehende Einschränkungen durch den Denkmalschutz berücksichtigt werden. Dies erfordert im Einzelfall individuelle, auf das einzelne Gebäude abgestimmte Lösungen.

Gebäude, die vor 1919 errichtet wurden, befinden sich vor allem in der Altstadt von Stralsund, die seit 2002 auf der Welterbeliste der UNESCO steht. Für die Wärmewende bedeutet dies, dass bei Sanierungen besondere Auflagen gelten, die auch die Nutzung erneuerbarer Heiztechnologien einschränken können.

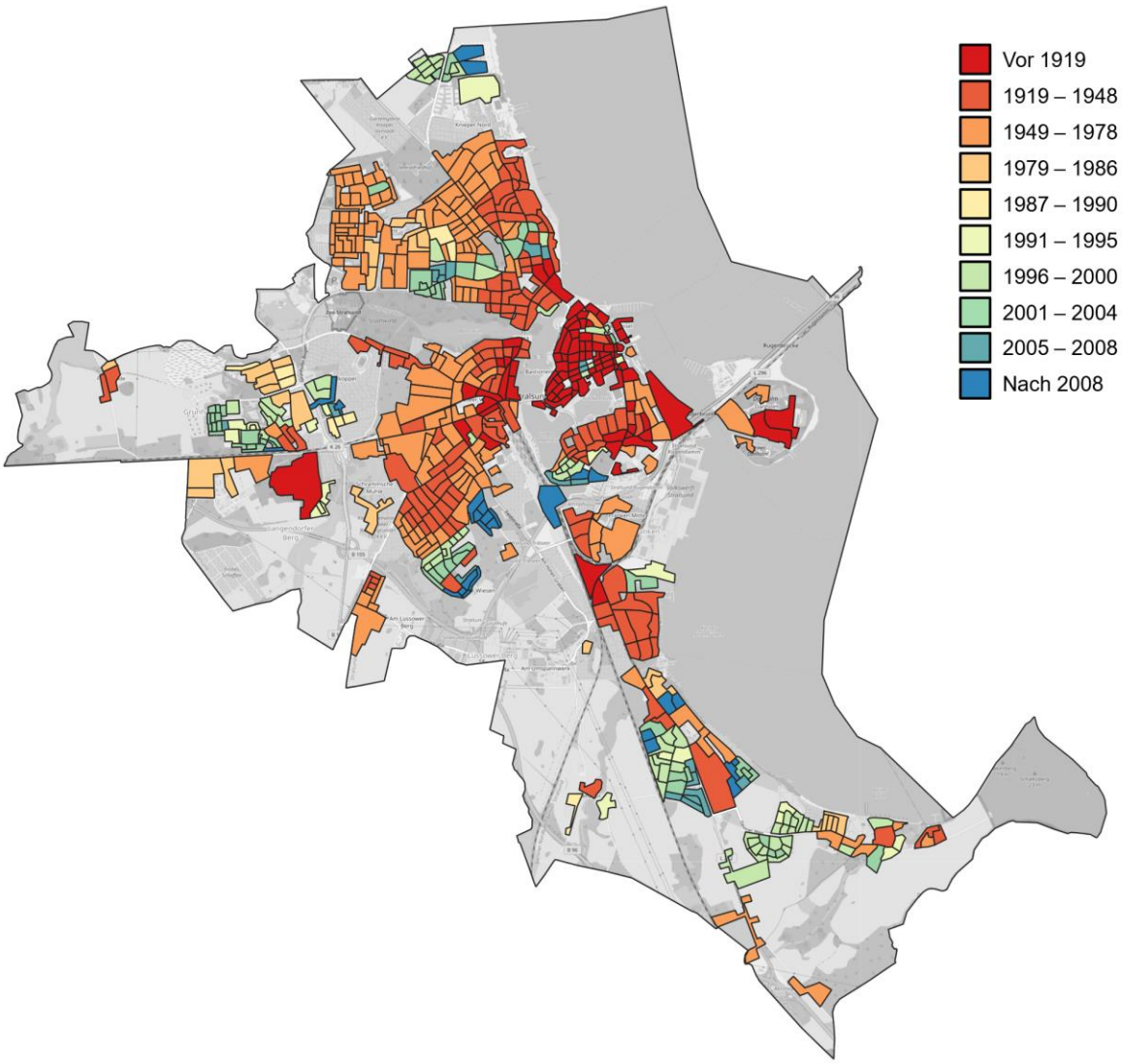


Abbildung 5: Vorwiegende Baualtersklasse der Wohngebäude in den Quartieren. Insbesondere in den Stadtgebieten Knieper, Grünhufe und in Teilen der Tribseer Vorstadt überwiegen Wohngebäude der Baualtersklasse zwischen 1949 und 1978, die zu einem großen Teil bereits saniert sind.

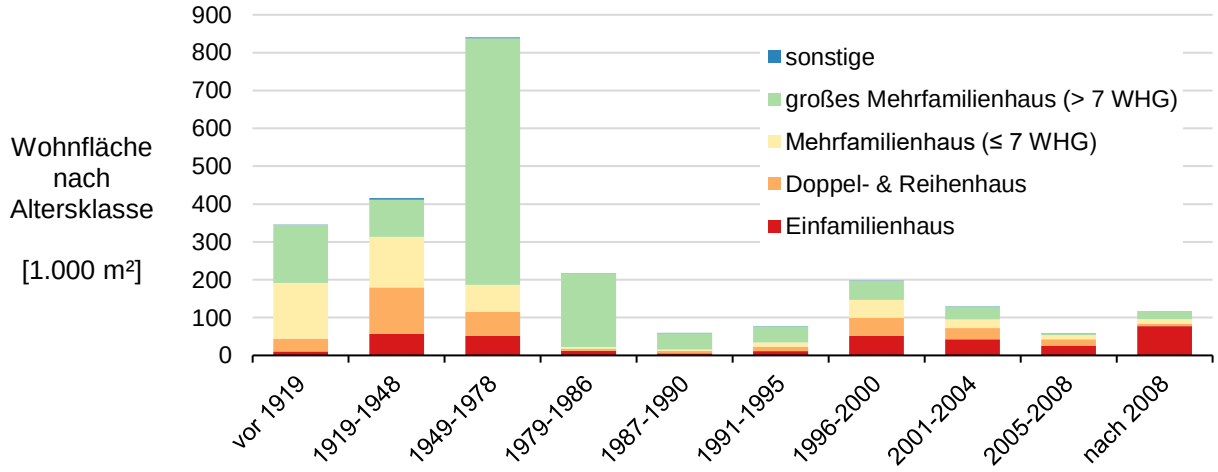


Abbildung 6: Verteilung der Gebäudealtersklassen von Wohngebäuden untergliedert nach dem Wohngebäudetyp

2.2 Wärmebedarf

Auf Grundlage der Gebäudedaten wurde der tatsächliche Wärmebedarf (Nutzenergiebedarf) berechnet – also die Wärme, die in den Gebäuden tatsächlich genutzt wird. Dafür wurde zweistufig vorgegangen: Zunächst wurde aus der Gebäudegeometrie, der Gebäudealtersklasse, aus Nutzungsinformationen und weiterer Parameter ein Wärmebedarf für jedes Gebäude simuliert. Hierfür wurden ALKIS- und LoD2-Daten, Zensusdaten sowie frei zugängliches Kartenmaterial genutzt.

Im zweiten Schritt wurde der Wärmebedarf mithilfe zusätzlicher Daten präzisiert. In Stralsund lagen dafür größtenteils Verbrauchsdaten des Energieversorgers und Netzbetreibers vor. Um den Wärmebedarf der Industrie besser einzuschätzen, wurden außerdem Gespräche geführt und Betriebe direkt befragt. Dabei ging es unter anderem um die benötigte Temperatur für Prozesswärme, den Einsatz von Erdgas oder Heizöl oder anderen nicht leitungsgebundenen Energieträgern sowie um geplante Effizienz- und Umstellungsmaßnahmen.

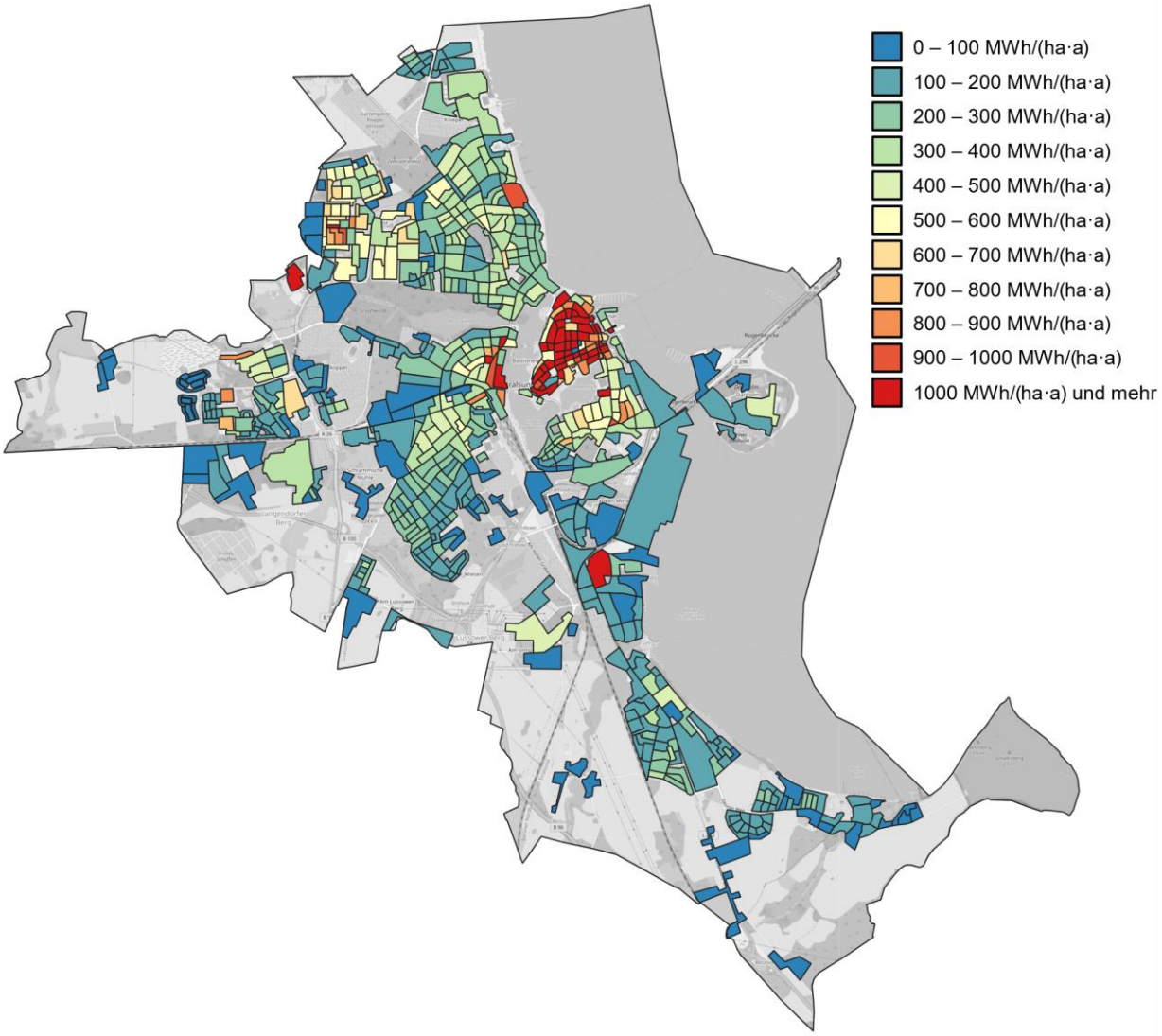


Abbildung 7: Spezifische Wärmebedarfsdichte in den Quartieren in MWh/(ha a). Gebiete mit vorwiegend Einfamilienhäusern, Reihenhäusern und Doppelhaushälften weisen sehr geringe spezifische Wärmebedarfsdichten auf. In Gebieten mit mehrgeschossigem Wohnungsbau liegt sie deutlich höher. Insbesondere in der Altstadt Stralsund, wo die Bebauungsdichte besonders hoch ist, erreicht auch der Wärmebedarf pro Baublockfläche hohe Werte.

Heute liegt der jährliche Wärmebedarf in Stralsund bei rund 422 GWh[5]. Der größte Teil (62 %) entfällt auf den Wohnsektor, weitere 24 % auf Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie sowie 14 % auf öffentliche Einrichtungen. Im Sektor GHDI wird ein großer Teil der Wärme für Raumheizung und Warmwasser genutzt.

Der spezifische Prozesswärmebedarf liegt bei etwa 17 GWh pro Jahr. Um diese Prozesswärme – oft in Form von Dampf – bereitzustellen, werden rund 21 GWh Erdgas eingesetzt. Für diese Werte wurden die Industriebetriebe direkt befragt und die Verbrauchsdaten gemeinsam ausgewertet.



Abbildung 8: Spezifischer Wärmebedarf je Gebäudenutzfläche für alle Wohngebäude. Ein niedriger Wert entspricht einer hohen Wärmeenergieeffizienz oder einem sparsamen Umgang mit Wärme.

[5] Dieser Wert wurde aus Verbrauchsdaten, durchschnittlichen Wirkungsgraden, Kehrbucheinträgen sowie Simulationsdaten bestimmt. Eine detaillierte Aufstellung nach Energieträgern ist in Abschnitt 2.3.5 zu finden. Die wesentlichen Annahmen sind:

- Erdgasversorgte Gebäude: Verbrauchsdaten Netzbetreiber, Jahresnutzungsgrad 85 %
- Fernwärmeversorgte Gebäude: Verbrauchsdaten Netzbetreiber
- Wärmepumpenversorgte Gebäude: Verbrauchsdaten Netzbetreiber, Jahresarbeitszahl 3
- Nicht leitungsgebunden versorgte Gebäude (z. B. Biomasse, Heizöl, sonstige Fossile): Bedarfssimulationen auf Basis von Gebäudekubatur und -Nutzung aus LOD2-Daten, Gebäudealter aus Zensus-Daten sowie spezifischen Bedarfswerten
- Dezentrale Einzelraumfeuerungen (z. B. Kachelöfen): installierte Leistung aus Schornsteinfegerdaten; 250 Volllaststunden

Abbildung 7 zeigt den Wärmebedarf (nicht den Wärmeverbrauch) je Baublock, also die sogenannte spezifische Wärmebedarfsdichte. Diese Darstellung hilft, Gebiete mit besonders hohem Bedarf zu erkennen – dort kann ein Wärmenetz sinnvoll oder sogar notwendig sein. In Stralsund treten hohe Wärmedichten vor allem in der Altstadt auf. Auch die Stadtteile Knieper, Grünhufe, Frankenvorstadt und Tribseer Vorstadt weisen erhöhte Werte auf, da hier überwiegend mehrgeschossige Wohnhäuser stehen. Eine Besonderheit stellt der Bereich um die Störtebeker Braumanufaktur dar, da der hohe Wärmebedarf hier überwiegend aus Prozesswärme resultiert.

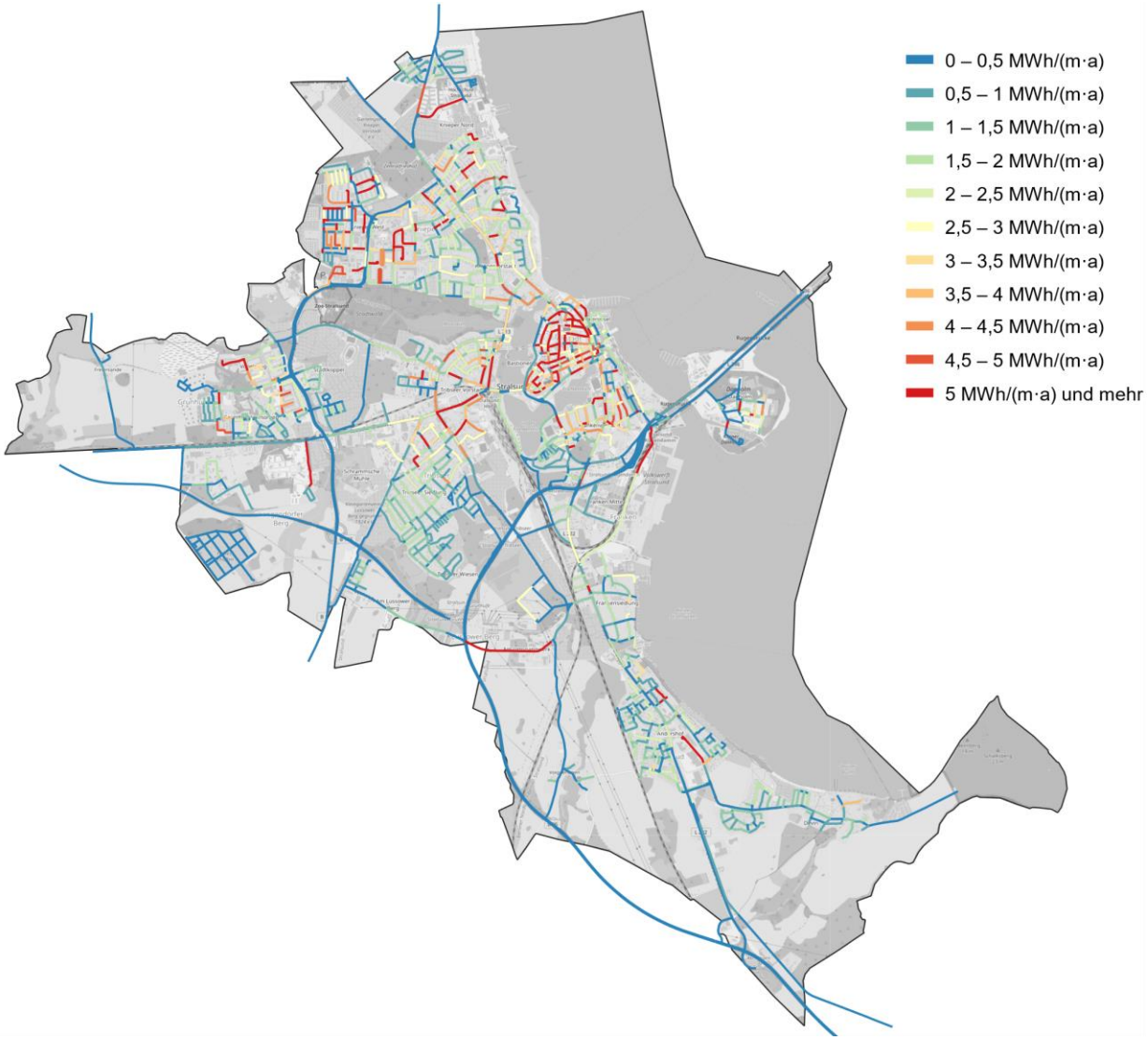


Abbildung 9: Wärmeliniendichte der Straßenzüge in MWh/(m a). Der spezifische Wärmebedarf der Gebäude wird sich in den kommenden Jahren erwartbar reduzieren. Durch die energetische Modernisierung von Gebäuden – etwa durch bessere Dämmung von Wand-, Fenster oder Dachflächen – lässt sich der Energieverbrauch deutlich senken. Zusätzlich werden steigende Temperaturen und mildere Winter den Wärmebedarf reduzieren. Das Potenzial zur Bedarfsreduktion wird in Abschnitt 4.2 bewertet und quantifiziert.

Der Wärmebedarf kann nicht nur auf die Fläche eines Baublocks, sondern auch auf die gesamte Wohnfläche der darin befindlichen Gebäude bezogen werden (vgl. Abbildung 8). Dafür wurde der Wärmebedarf aller Wohngebäude eines Quartiers zusammengefasst und durch deren gesamte Wohnfläche geteilt.[6]

So lässt sich der spezifische Wärmebedarf der Gebäude bestimmen. Er gibt Aufschluss über den energetischen Zustand: Ein niedriger Wert weist auf gut gedämmte, effizient beheizte Gebäude und/oder einen sparsamen Umgang mit Wärme hin.

In der Altstadt steht zwar der älteste Gebäudebestand, der höchste spezifische Wärmebedarf je Gebäudenutzfläche findet sich jedoch in anderen Stadtteilen. Das zeigt, dass in der Altstadt bereits viele Gebäude energetisch saniert wurden. Ein besonders hoher Wärmebedarf besteht in der Tribseer Vorstadt, rund um den Tribseer Damm, in der Frankenvorstadt und in der Frankensiedlung. Dort könnten weitere Sanierungen besonders hohe Energieeinsparungen erzielen. In den Stadtteilen Knieper und in Teilen von Grünhufe, in denen viele mehrgeschossige Wohnhäuser stehen, ist der spezifische Wärmebedarf dagegen vergleichsweise gering.

Abbildung 9 zeigt den Wärmebedarf entlang der Straßenabschnitte, an denen sich die Gebäude befinden – die sogenannte Wärmeliniendichte. Sie beschreibt, wie viel Wärmebedarf pro Meter Straße entsteht. Besonders hohe Werte finden sich in der Altstadt sowie in den Stadtteilen Knieper, Grünhufe, Tribseer Vorstadt und Frankenvorstadt. Diese Darstellung hilft, Gebiete zu erkennen, in denen sich ein Wärmenetz wirtschaftlich betreiben lässt.

Da die Baukosten einer Leitung weitgehend unabhängig von der angeschlossenen Wärmemenge sind, sinken die spezifischen Kosten der Wärmebereitstellung, je mehr Wärme über die Leitung verteilt wird. In der Praxis werden Gebiete mit einer Wärmeliniendichte ab etwa 2,5 MWh/(m a) – bezogen auf die Versorgungsleitung (ohne Hausanschlüsse) – genauer geprüft, also wenn pro Meter Leitungslänge 2 500 und mehr Kilowattstunden Wärme pro Jahr verbraucht werden.

2.3 Aktuelle Versorgungsstruktur

Nach der Analyse des Gebäudebestands und des Wärmebedarfs wurde untersucht, durch welche Versorgungssysteme dieser Bedarf derzeit gedeckt wird. Betrachtet wurden dabei sowohl leitungsgebundene Systeme wie die Fernwärme als auch dezentrale Heizungen, die mit Erdgas, fester Biomasse oder Heizöl betrieben werden, sowie Wärmepumpen.

2.3.1 Struktur dezentraler Feuerstätten

Für die Analyse der dezentralen Wärmeerzeugung wurden die Kehrbücher ausgewertet. Die Schornsteinfeger stellten die Daten dafür in zusammengefasster und anonymisierter Form (aggregiert) bereit.

In Stralsund wurden insgesamt 14 365 Feuerstätten ausgewertet. Etwa 74 % davon sind Zentralfeuerstätten, also zentrale Heizungsanlagen, und 26 % sind Einzelfeuerstätten wie Kamin- oder Kachelöfen. Von den 10 087 Zentralfeuerstätten nutzen 9 489 (94 %) Erdgas, rund 350 (3 %) Heizöl. Andere Energieträger spielen kaum eine Rolle (vgl. Abbildung 10).

Im Vergleich zum Bundesdurchschnitt ist der Anteil an Erdgasheizungen in Stralsund überdurchschnittlich hoch. Laut Zensus 2022[7] wird in Deutschland der größte Teil der Zentralheizungen im

[6] Der gebäudescharfe Wärmebedarf stammt, wie oben beschrieben, aus Verbrauchsdaten, durchschnittlichen Wirkungsgraden, Kehrbucheinträgen sowie Simulationsdaten. Die Wohnflächen wurden durch Simulationen auf Basis der Gebäudenutzung und -kubatur bestimmt und in Teilen durch Daten der Wohnungsbaugesellschaften ergänzt.

[7] Statistisches Bundesamt (Destatis): Zensus 2022 – Gebäude und Wohnungen in Deutschland: Heizungssysteme und Energieträger. Wiesbaden, destatis.de, 2024

Wohnsektor mit Erdgas betrieben (64 %). Weitere 29 % nutzen Heizöl, etwa 7 % Holz oder Holzpellets. Bei den Einzelfeuerstätten dominiert die Holzfeuerung: Von insgesamt 3 600 von den Schornsteinfegern erfassten Anlagen werden 3 141 (87 %) mit Biomasse betrieben, fast ausschließlich (> 99 %) mit Scheitholz.

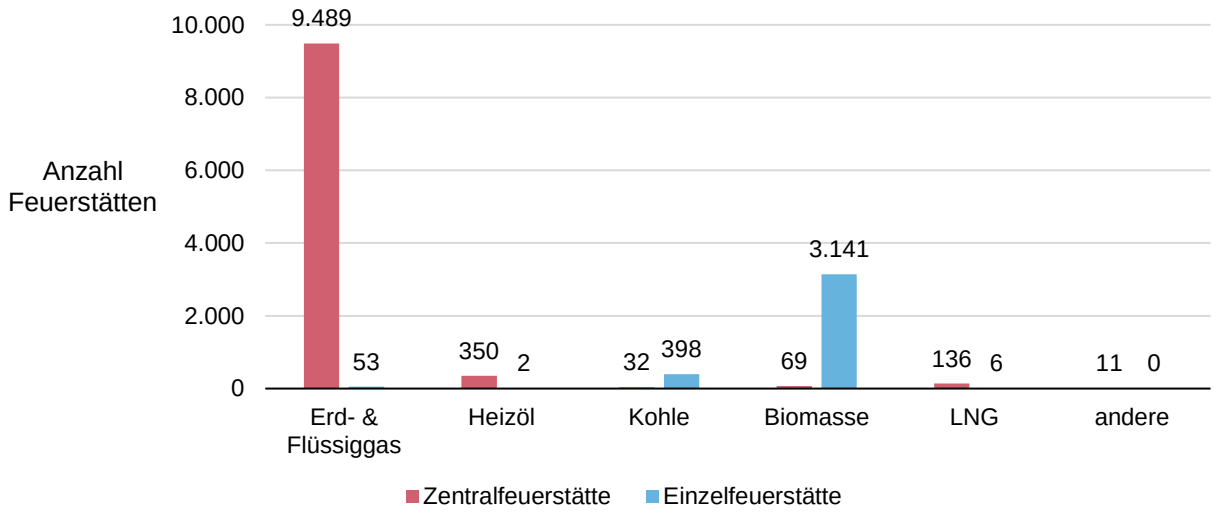


Abbildung 10: Dezentrale Wärmeerzeugung – Anzahl der Zentral- und Einzelfeuerstätten und deren eingesetzte Brennstoffe. Zentralfeuerstätten sind keine Anlagen der Fernwärmeversorgung, sondern zentrale Heizungen innerhalb eines Gebäudes, die Wärme über ein Rohrsystem an mehrere Räume verteilen. Einzelfeuerstätten wie Kamine oder Öfen stehen dagegen direkt im beheizten Raum.

In Stralsund sind außerdem 398 Kohleöfen registriert, die überwiegend mit Braunkohlenbriketts betrieben werden. Ob diese Öfen noch regelmäßig genutzt werden oder nur als Zusatzheizung dienen, ist nicht bekannt, da der tatsächliche Brennstoffverbrauch nicht erfasst wird. Abbildung 10 zeigt die Anzahl der Zentral- und Einzelfeuerstätten, aufgeteilt nach den verwendeten Brennstoffen.

Erdgasheizungen sind in Stralsund im Durchschnitt 18 Jahre alt, Biomasseanlagen 17 Jahre. Heizöl- und Kohleheizungen liegen mit rund 29 beziehungsweise 28 Jahren deutlich darüber. Etwa 27 % der Erdgasheizungen sind bereits 30 Jahre oder älter. Angesichts der üblichen Lebensdauer von Heizungsanlagen besteht in den kommenden Jahren erheblicher Erneuerungsbedarf.

2.3.2 Wärmepumpen

Für die Auswertung der installierten Wärmepumpen stellten die Stadtwerke Stralsund entsprechende Anschlussdaten zur Verfügung. Zum Zeitpunkt der Datenerhebung waren im Stadtgebiet insgesamt 198 Wärmepumpen registriert. Es ist wahrscheinlich, dass es darüber hinaus weitere Anlagen gibt, die ohne spezielle Wärmepumpentarife betrieben werden und daher nicht erfasst sind. Viele Wärmepumpen befinden sich in neueren Wohngebieten, etwa am Antonie-Biel-Ring, Wilhelm-Brücke-Ring und in der Straße Am Stausee in Andershof. Sie dienen überwiegend der Beheizung kleinerer Wohnhäuser, vereinzelt aber auch größerer Gebäude, etwa der Grundschule Andershof oder dem Schulzentrum am Sund.

2.3.3 Gasinfrastruktur

Für die Analyse der Gasinfrastruktur wurden Netzpläne und Daten der Stadtwerke Stralsund ausgewertet. Im Stadtgebiet sind rund 416 km Erdgasleitungen verlegt. Über etwa 11 800 Anschlüsse werden rund 7 300 Gebäude versorgt. Dabei wird Gas nicht überall für Heizzwecke ein-

gesetzt – ein Teil der Anschlüsse dient ausschließlich der Warmwasserbereitung über Durchlauferhitzer oder dem Kochen, während die Raumwärme über Fernwärme bereitgestellt wird. Insgesamt verfügt Stralsund in weiten Teilen über ein gut ausgebautes Gasnetz (vgl. Abbildung 11).

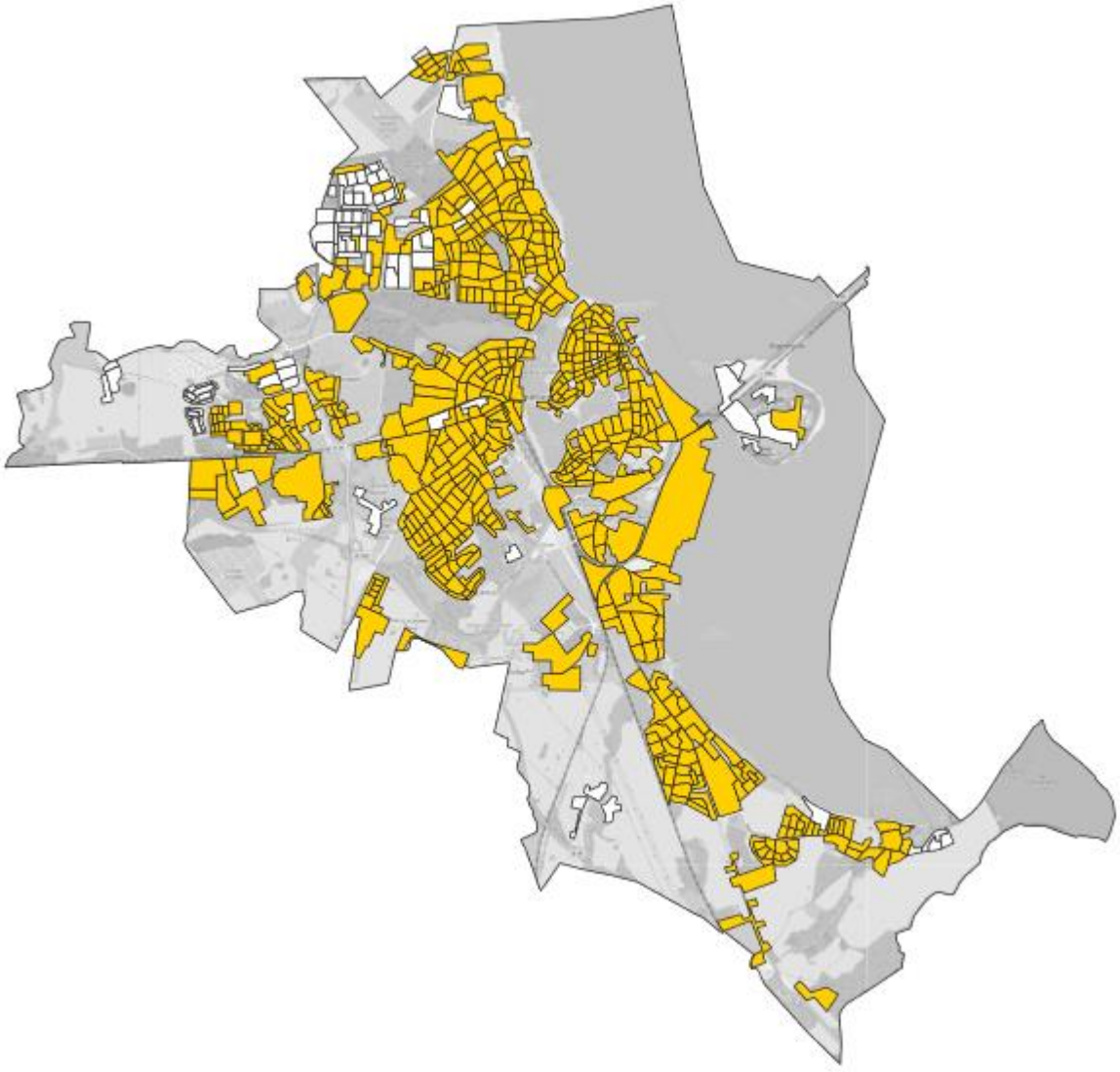


Abbildung 11: Gasversorgung über weite Teile Stralsunds

Ohne zentrale Gasversorgung sind nur wenige Bereiche Stralsunds, darunter Teile von Knieper West, der Dänholm, Vogelsang, Voigdehagen, Freienlande und die Bungalowsiedlung Devin. Ob künftig ausreichend treibhausgasneutral produzierter Wasserstoff überregional verfügbar sein wird, um eine mögliche Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff vornehmen zu können, ist nach aktuellem Stand der Forschung ungewiss. Studien weisen darauf hin, dass die inländische Produktion voraussichtlich nicht ausreichen wird und erhebliche Importmengen erforderlich sein dürften.[8]

[8] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Berlin, www.bmwk.de, 2023

Zwar wird die Nachfrage – insbesondere aus Industrie und Verkehr – stark steigen, das Angebot bleibt aber vorerst begrenzt. Daher sind auch langfristig hohe Preise zu erwarten. Im Wärmesektor dürfte grüner Wasserstoff folglich nur in wenigen, besonders spezialisierten Anwendungen zum Einsatz kommen.

2.3.4 Wärme- und Kältenetze

In Stralsund besteht bereits in großem Umfang eine Versorgung über Wärmenetze. Für die Analyse stellten die Stadtwerke Stralsund Daten zu Netzverlauf, Verbrauch und Erzeugung bereit.

Abbildung 12 zeigt die bestehenden Absatzgebiete für Fernwärme im Stadtgebiet von Stralsund. Das größte Netz befindet sich in den Stadtteilen Knieper und Grünhufe. Es umfasst rund 40 km Trassenlänge und versorgt etwa 510 Anschlüsse. Der Fernwärmeerschließungsgrad ist hier bereits hoch. Auf dem Dänholm betreiben die Stadtwerke Stralsund ein weiteres Netz mit etwa 3 Kilometern Länge und 24 Anschlüssen, das einen noch höheren Versorgungsanteil aufweist.

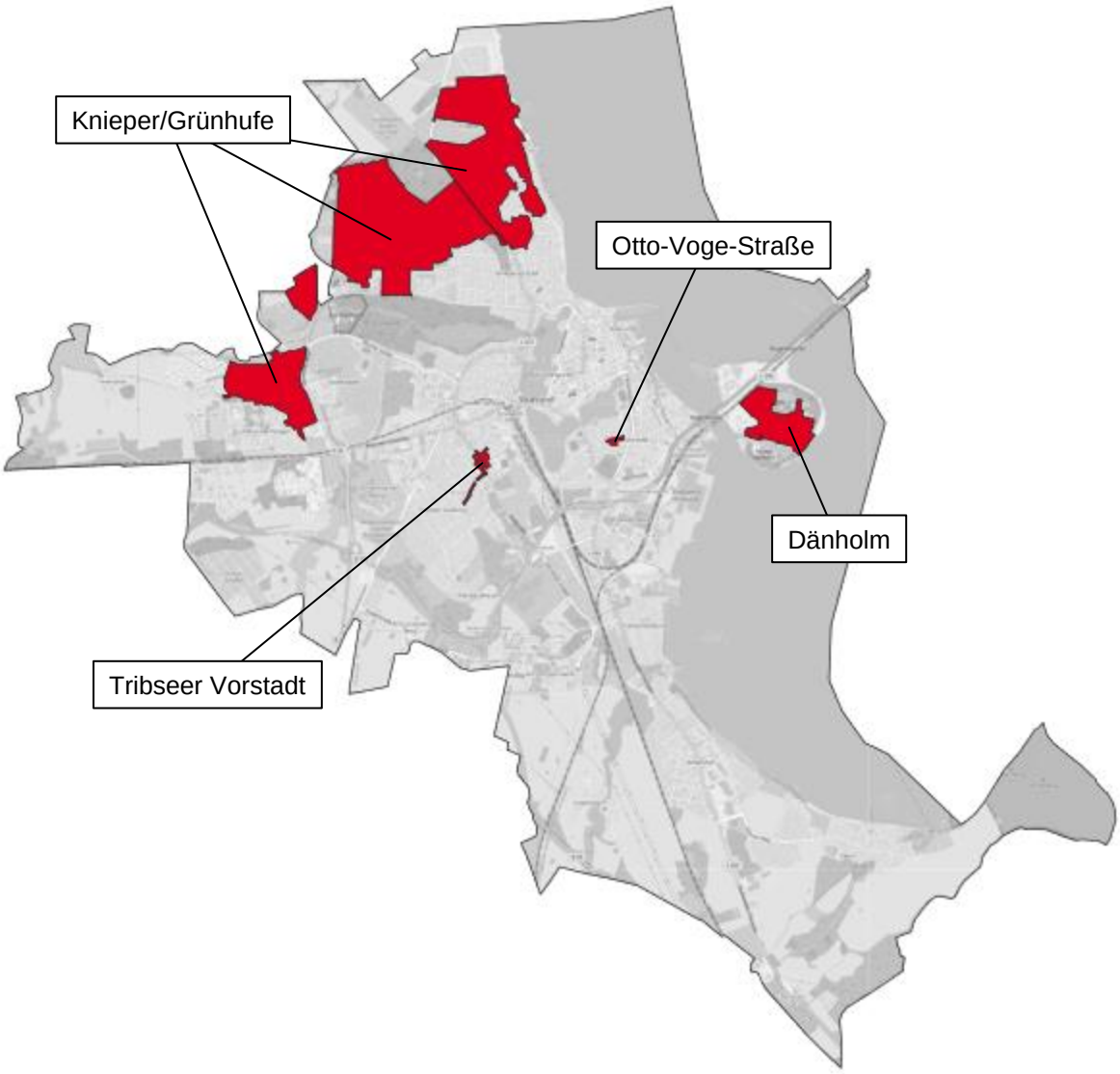


Abbildung 12: Bestandswärmenetze in Stralsund. Das bisherige Wärmenetz in der Otto-Voge-Straße (Frankenvorstadt) wird in das entstehende Fernwärmenetz „Hafenkante/Frankenvorstadt“ eingebunden. Im Netz „Tribseer Vorstadt“ befindet sich der Ausbau ebenfalls in Umsetzung.

Die kleineren Bestandsnetze in der Tribseer Vorstadt und in der Frankenvorstadt werden derzeit deutlich erweitert. Das Netz „Tribseer Vorstadt“ (ca. 3 km, 15 Anschlüsse) versorgt Teile des Carl-

Heydemann-Rings, den Damaschkeweg, den Heuweg sowie An der Kupfermühle. Das bisher eigenständige Netz „Otto-Voge-Straße“ (ca. 500 m, vier Anschlüsse) stellte bisher die Wärmeversorgung in Teilen der Franz-Wessel-Straße und der Fährhofstraße sicher und wird derzeit in das Fernwärmenetz „Hafenkante/Frankenvorstadt“ eingebunden.

In der Alten Richtenberger Straße versorgt eine Heizzentrale drei Wohnblöcke über ein Nahwärmenetz. Für die Wärmenetze „Tribseer Vorstadt“ und „Hafenkante/Frankenvorstadt“ liegen bereits Machbarkeitsstudien vor. Der Ausbau befindet sich in Planung und Umsetzung.

Der Standort HELIOS-Hanseklinikum Stralsund – Krankenhaus West wird über ein eigenes Wärmenetz mit Wärme aus einem Blockheizkraftwerk (BHKW) und einem Erdgaskessel versorgt.

Die Fernwärme in Stralsund wird überwiegend mit Erdgas erzeugt (vgl. Abbildung 13). Im Jahr 2023 stammten rund 81 % der eingesetzten Energie aus Erdgas, die übrigen 19 % aus Biomethan. Dieses wird bilanziell in den Anlagen eingesetzt und in der stadtwerkeeigenen Biomethananlage produziert. Seit Juli 2025 speist das BHKW der Biogasanlage Wärme in das Fernwärmenetz der Tribseer Vorstadt ein. Besonders in den Sommermonaten steht dort viel Abwärme zur Verfügung.

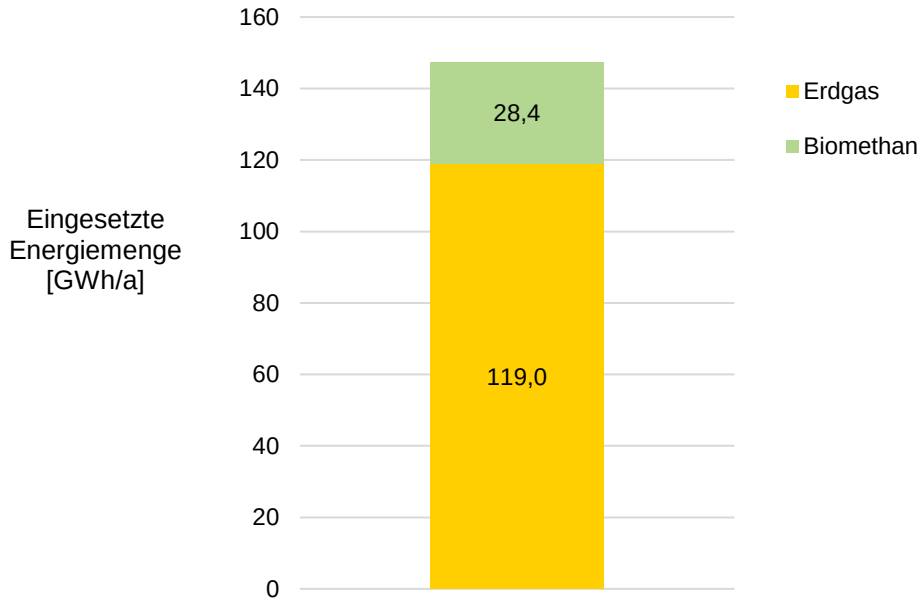


Abbildung 13: Anteil von Energieträgern für die Fernwärmeerzeugung im Jahre 2023 (ohne Solarthermie)

Im Fernwärmenetz Knieper/Grünhufe ist zusätzlich eine Power-to-Heat-Anlage (PtH) installiert, deren Beitrag zur Wärmeerzeugung derzeit noch unter 1 % liegt. Seit Juli 2025 ist in der Nähe des Strelaparks eine der größten Freiflächen-Solarthermieanlagen Deutschlands mit einer Fläche von 6 ha in Betrieb. Sie speist Wärme in das Fernwärmenetz Knieper/Grünhufe ein und ermöglicht in den sonnenreichen Monaten eine weitgehend erneuerbare Warmwasserbereitstellung. Im Jahresverlauf wird die Anlage insgesamt rund 10 % des Bedarfs abdecken.

Insgesamt werden für den Betrieb der Wärmenetze etwa 119 GWh Erdgas und 28 GWh Biomethan pro Jahr eingesetzt.[9] Diese Werte beziehen sich ausschließlich auf die Wärmeerzeugung und umfassen nicht den Gasverbrauch für den gleichzeitig erzeugten Strom im KWK-Prozess.

[9] Die Mengenangaben beziehen sich allein auf den Anteil der Wärmeerzeugung. Der Stromerzeugungsanteil wurde abgezogen.

Zwischen den einzelnen Netzen bestehen deutliche Unterschiede: Auf dem Dänholm wurden 2023 etwa 83 % Biomethan eingesetzt, im Netz Knieper/Grünhufe rund 18 %. In den übrigen Netzen kam zum Zeitpunkt der Datenerhebung ausschließlich Erdgas zum Einsatz.[10]

Neben Wärmenetzen wird in Stralsund auch ein kleineres Kältenetz betrieben. Dieses Netz versorgt die Gebäude der Deutschen Rentenversicherung im Norden Stralsunds. Zusätzlich versorgt eine dezentrale Kälteanlage das Ozeaneum mit Kälte. In beiden Fällen kommen Kompressionskälteanlagen zum Einsatz.

2.3.5 Eingesetzte Energieträger zur Wärmeversorgung

Auf Grundlage der 2023 bestehenden Wärmeinfrastruktur wurde der aktuelle Wärmemix für Stralsund ermittelt. Dafür wurde der in Abschnitt 0 beschriebene Wärmebedarf mit verschiedenen Datensätzen kombiniert – darunter Angaben des Gasnetzbetreibers zu Anschlüssen und Verbräuchen, Informationen des Wärmenetzbetreibers, Stromzählerdaten zu Wärmepumpen, Rückmeldungen von Industriebetrieben sowie Kehrbuchdaten.

Während im vorherigen Abschnitt (vgl. Abbildung 13) die zur Speisung der Wärmenetze eingesetzten Energieträger dargestellt sind, zeigt Abbildung 14 die Verteilung der Energieträger am Ort der tatsächlichen Wärmenutzung im gesamten Stadtgebiet Stralsunds. Von den insgesamt 422 GWh Wärmebedarf wurden im Jahr 2023 rund 271 GWh (64 %) durch Erdgasheizungen gedeckt. Weitere 115 GWh (27 %) entfielen auf Fernwärme. Heizöl trug mit etwa 12 GWh (3 %) und sonstige fossile Energieträger wie Kohle mit 2 GWh (< 1 %) bei.

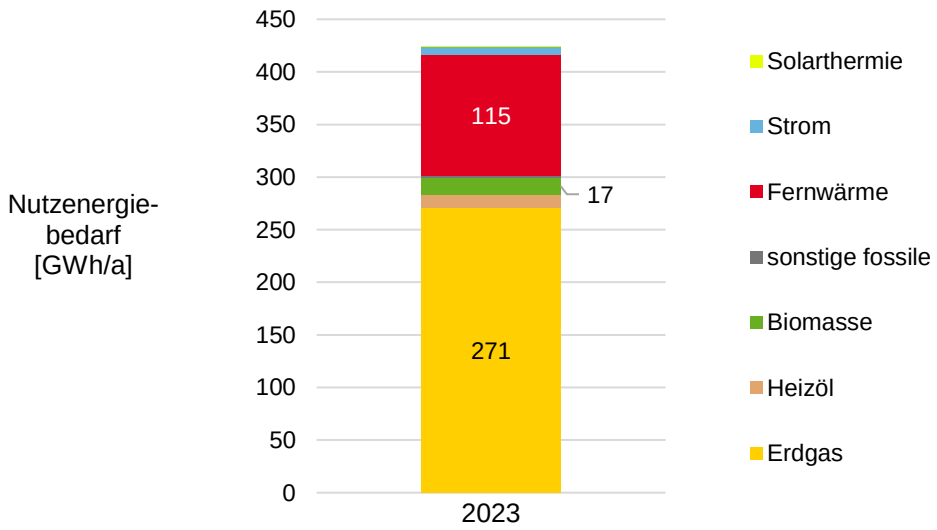


Abbildung 14: Wärmebedarf der Gebäude in Stralsund nach Energieträgern im Jahr 2023

Dezentrale erneuerbare Energien machen einen wachsenden Anteil aus: Rund 17 GWh (4 %) stammen aus Biomasse, die vor allem in Einzelfeuerstätten genutzt wird. Zusätzlich sind in Stralsund etwa 791 m² Solarthermieanlagen installiert, die jährlich rund 0,25 GWh (< 1 %) Wärme liefern. Die 198 gemeldeten Wärmepumpen tragen mit rund 8 GWh (2 %) zur Wärmeversorgung bei – durch Nutzung von Umweltwärme, gegebenenfalls unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen.

[10] Am Standort Krankenhaus West wurde eine geringe Menge Heizöl für die Wärmeversorgung verwendet, jedoch überwiegend Erdgas.

Um den jährlichen Wärmebedarf von 422 GWh in den Gebäuden Stralsunds zu decken, werden rund 489 GWh Endenergie benötigt. Der Endenergiebedarf beschreibt, wie viel Energie in Form von Erdgas, Heizöl, Fernwärme, Strom oder Biomasse eingesetzt werden muss, um die erforderliche Wärme zu erzeugen. Dabei werden auch die Wirkungsgrade und Jahresarbeitszahlen berücksichtigt. Für eine Kilowattstunde Wärme werden etwa 1,1 bis 1,2 kWh Erdgas benötigt. Eine Wärmepumpe erreicht dieselbe Wärmemenge bereits mit etwa 0,25 bis 0,3 kWh Strom.

Der Endenergiebedarf für Wärme und Warmwasser (vgl. Abbildung 15) liegt in Stralsund mit rund 8,2 MWh pro Person[11] und Jahr deutlich unter dem bundesweiten Durchschnitt.

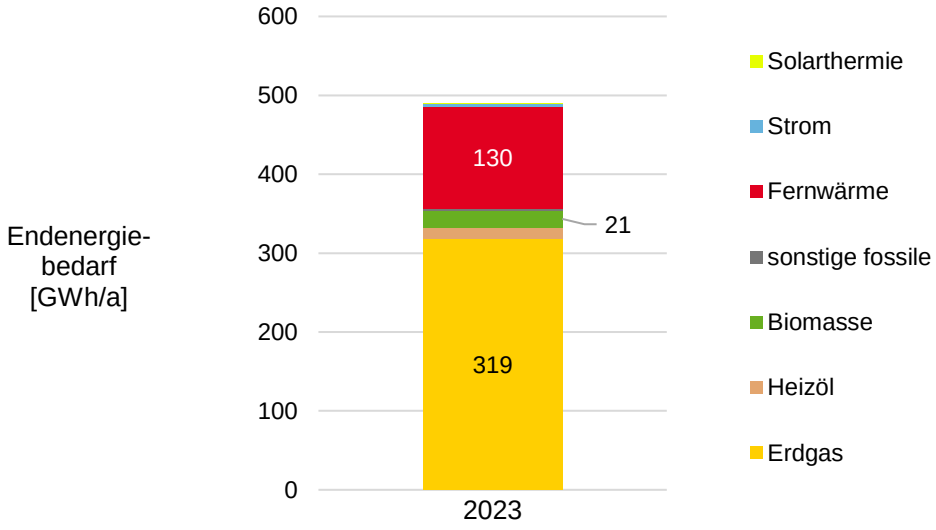


Abbildung 15: Heutiger Endenergiebedarf nach Energieträgern

Laut Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) entfallen in Deutschland etwa 35 % des gesamten Endenergieverbrauchs auf den Gebäudesektor – das entspricht im Mittel rund 10 MWh Wärmebedarf pro Kopf und Jahr. Unter Einbeziehung der Wärmeverbräuche industrieller und gewerblicher Gebäude ergibt sich für Deutschland insgesamt ein durchschnittlicher Wärmeverbrauch von rund 13–15 MWh pro Person und Jahr, sodass Stralsund aufgrund seiner geringen Industrie- und Gewerbeanteile unter dem bundesweiten Niveau liegt.[12]

In der bestehenden Wärmeversorgung dominieren fossile Energieträger. Im Jahr 2023 wurden 319 GWh Erdgas (65 %), 14 GWh Heizöl (3 %) und 2 GWh Kohle (< 1 %) eingesetzt. Erneuerbare Energien trugen mit 21 GWh Biomasse (4 %) und 3 GWh Strom (< 1 %) bei. Die Fernwärme deckte insgesamt 130 GWh (27 %) des Endenergieverbrauchs ab (vgl. Abbildung 13).[13]

Abbildung 16 zeigt die Verteilung der Endenergieträger auf die einzelnen Sektoren. Im Jahr 2023 lag der Endenergieverbrauch im Wohnsektor bei rund 317 GWh, in öffentlichen Einrichtungen bei 64 GWh und im Sektor GHDI bei 108 GWh. Bezogen auf die gesamte Wohnfläche entspricht dies

[11] 60 496 Einwohner zum Zeitpunkt der Datenerhebung

[12] Berechnung auf Basis von:

- BMWK: Energieeffizienz in Gebäuden – Zahlen und Fakten, bmwk.de, 2023
- Umweltbundesamt: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren in Deutschland, umweltbundesamt.de, 2024
- Statistisches Bundesamt (Destatis): Energieverbrauch der privaten Haushalte, Fachserie 17, Reihe 2, 2022

[13] Der Endenergieverbrauch für Fernwärme bezieht sich per Definition auf die in das Netz eingespeiste Wärmemenge, nicht auf die für die Wärmeerzeugung eingesetzten Primärenergiemengen.

im Wohnsektor einem Verbrauch von etwa 132 kWh/m². Damit liegen die Wohngebäude im Bereich der Energieeffizienzklasse E (an der Grenze zu D, vgl. Abschnitt 4.2) und somit besser als Wohngebäude im bundesweiten Durchschnitt mit 153 kWh/m².

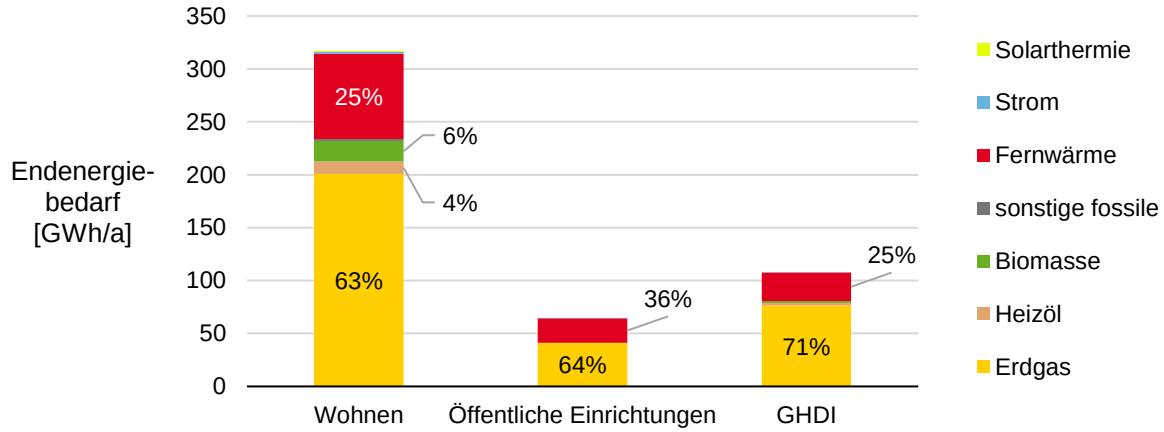


Abbildung 16: Endenergiebedarf je Energieträger und Verbrauchssektor

Die tatsächlichen Wohnflächen liegen nur für einen Teil der Gebäude vor. Für die übrigen Gebäude wurden sie nach anerkannten Berechnungsverfahren geschätzt, wodurch eine gewisse Unsicherheit in den Ergebnissen verbleibt.

Unter der Annahme, dass die Hälfte des in Wärmepumpen genutzten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammt, ergibt sich ein Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme von rund 10,5 % bzw. 51 GWh pro Jahr am gesamten Endenergieeinsatz. Durch den schrittweisen Ausbau der Fernwärmenetze und die Einbindung zusätzlicher erneuerbarer Wärme- und Abwärmequellen wird dieser Anteil in Zukunft deutlich steigen.

Die Verteilung der Energieträger unterscheidet sich im Stadtgebiet deutlich (vgl. Abbildung 17). In Knieper West, Grünhufe, auf dem Dänholm und in Teilen der Tribseer Vorstadt dominiert die Fernwärmeversorgung. Das zeigt die bereits heute hohe Anschlussquote an bestehende Wärmenetze. In den übrigen Stadtteilen wird die Wärme überwiegend mit Erdgas – in kleineren Bereichen auch mit Flüssiggas – erzeugt. Einzelne Baublöcke in Voigdehagen, auf dem Dänholm, in der Tribseer Vorstadt und in Grünthal nutzen vorrangig Heizöl.[14] Neben der Zuordnung der jeweils dominanten Energieträger wurden auch deren Anteile am gesamten Endenergieverbrauch analysiert. Die Ergebnisse sind im Anhang (Abschnitt 8.1) kartografisch dargestellt.

[14] Die Abbildung stellt den Endenergieverbrauch, also die Menge der zur Wärmegewinnung eingesetzten Energieträger, dar. Aufgrund des hohen Wirkungsgrads werden Wärmepumpen in dieser Darstellungsweise unterrepräsentiert, da für die gleiche Wärmemenge wesentlich weniger Energie aufgewendet werden muss als beispielsweise bei Einsatz von Gas oder Fernwärme.

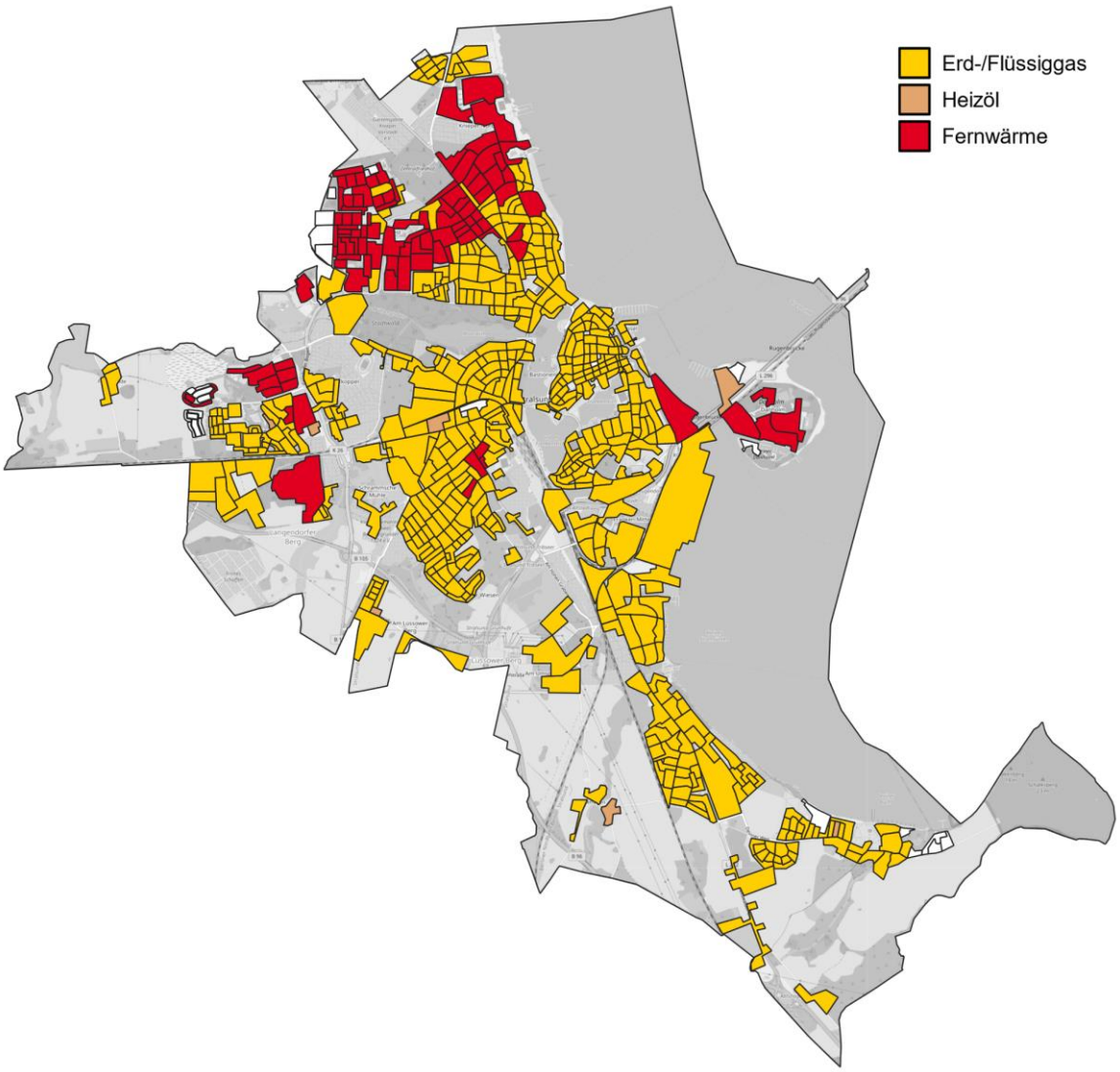


Abbildung 17: Dominanter Energieträger zur Wärmeversorgung in den Quartieren. Die Baublöcke sind in der Farbe des Endenergieträgers eingefärbt, der den größten Endenergieanteil aufweist. In der Regel kommen pro Baublock mehrere Endenergieträger zum Einsatz. Die Dominanz verbrennungsbasierter Energieträger lässt sich einerseits auf den im Jahr 2023 noch geringen Verbreitungsgrad von Wärmepumpen zurückführen. Andererseits wird die Dominanz anderer Energieträger durch die hohe Effizienz der Wärmepumpen begünstigt: Zur Bereitstellung einer Kilowattstunde Nutzwärme benötigen Wärmepumpen lediglich 0,25–0,3 kWh Strom, während bei Erdgas rund 1,1–1,2 kWh Endenergie erforderlich sind. In einigen Neubaugebieten scheint der Wärmebedarf trotz eines hohen Wärmepumpenanteils überwiegend durch Gas gedeckt zu werden.

2.3.6 Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung

Die hohe Abhängigkeit der Wärmeversorgung von fossilen Energieträgern führt zu erheblichen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). In Stralsund werden derzeit rund 114 900 Tonnen CO_2-eq pro Jahr für Wärmezwecke ausgestoßen. Das entspricht etwa 1,9 t_{CO2eq} pro Person und Jahr – im Vergleich zum Bundesdurchschnitt von rund 2,2 t_{CO2eq} pro Person und Jahr [15].

[15] DIW Berlin: DIW Wochenbericht 27/2024, Berlin, 2024

Abbildung 18 zeigt, dass Erdgas mit Abstand den größten Anteil an den Emissionen hat: Rund 105 000 Tonnen CO_2-eq pro Jahr – etwa 92 % der gesamten THG-Emissionen aus der Wärmeversorgung – entstehen durch seine Nutzung in Heizungen und Fernwärmeanlagen[16]. Heizöl verursacht etwa 4 400 Tonnen (4 %), Biomethan rund 2 600 Tonnen (2 %). Der Beitrag von sonstigen fossilen Energieträgern (900 t, < 1 %), Biomasse (400 t, < 1 %) und Strom (1 500 t, 1 %) fällt dagegen deutlich geringer aus.

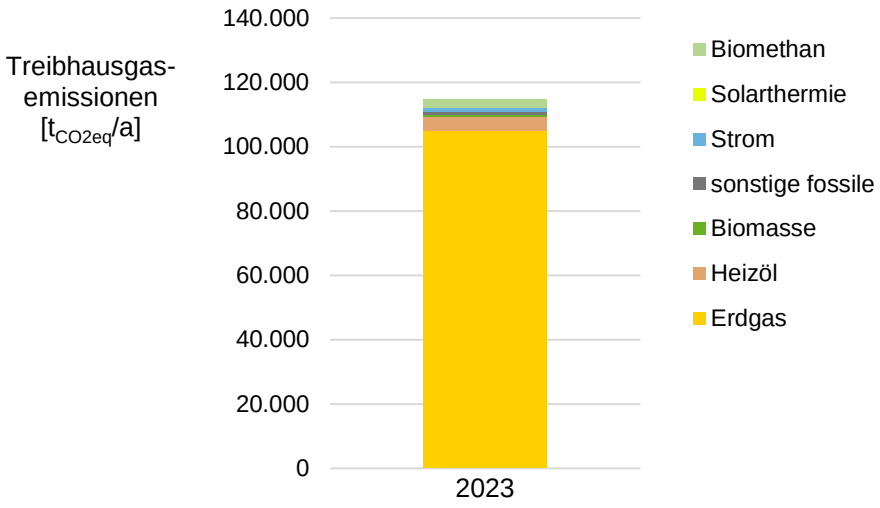


Abbildung 18: Jährliche Treibhausgasemissionen je Energieträger

Die unterschiedliche Verteilung der Emissionen auf die einzelnen Energieträger hängt einerseits mit den stark variierenden Verbrauchsmengen zur Wärmeerzeugung zusammen, andererseits mit den unterschiedlichen Emissionsfaktoren der Energieträger (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Heizwertbezogene Emissionsfaktoren[17] der wesentlichen Energieträger in t_{CO2eq}/MWh

Energieträger	**Emissionsfaktor [t_{CO2eq}/MWh]**
Erdgas	0,233
Heizöl	0,311
Biomasse	0,022
Strom	0,485
Solarthermie	0,013
Biomethan	0,090
Industrielle Abwärme	0,040

[16] Für die Bilanzierung von Emissionen aus Kraft-Wärme-Kopplung existieren unterschiedliche Ansätze. Die Emissionen der Fernwärme werden den Empfehlungen des Technikkatalogs des BMWK folgend mithilfe der exergetischen Methode (Carnot-Methode) bilanziert. Stromgutschriften durch Kraft-Wärme-Kopplung wurden entsprechend der Methodik nicht berücksichtigt.

[17] KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH: „Technikkatalog zur kommunalen Wärmeplanung in Baden-Württemberg“, Karlsruhe, 2023.

Fossile Brennstoffe verursachen besonders hohe spezifische Emissionen – der Einsatz von Heizöl hat dabei im Vergleich eine höhere klimaschädliche Wirkung als Erdgas. Erneuerbare Energien stoßen dagegen nur einen Bruchteil davon aus: So verursacht Holz lediglich rund 7 % der THG-Emissionen von Heizöl. Dennoch gilt Holz nicht als vollständig klimaneutral, da bei Transport und Verarbeitung weiterhin THG-Emissionen entstehen.

Abbildung 19 zeigt, dass der größte Teil der THG-Emissionen aus dem Wohnsektor stammt. Die dortige Wärmeerzeugung verursacht jährlich rund 73 700 t_{CO2eq} – etwa 64 % der gesamten Emissionen. Damit wird die zentrale Bedeutung des Wohnsektors für die Wärmewende deutlich. Der Sektor GHDI trägt mit rund 25 600 t_{CO2eq} (22 %) bei, während öffentliche Einrichtungen etwa 15 500 t_{CO2eq} (13 %) verursachen.

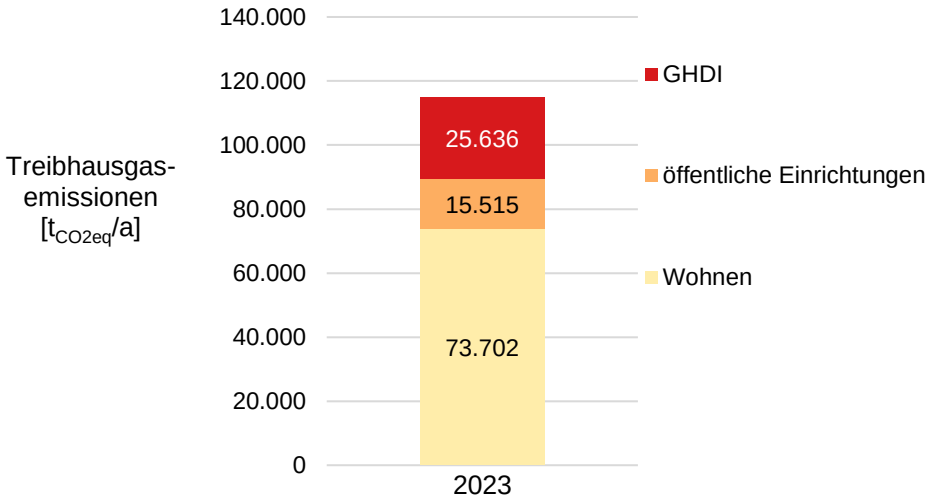


Abbildung 19: Jährliche Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung je Sektor

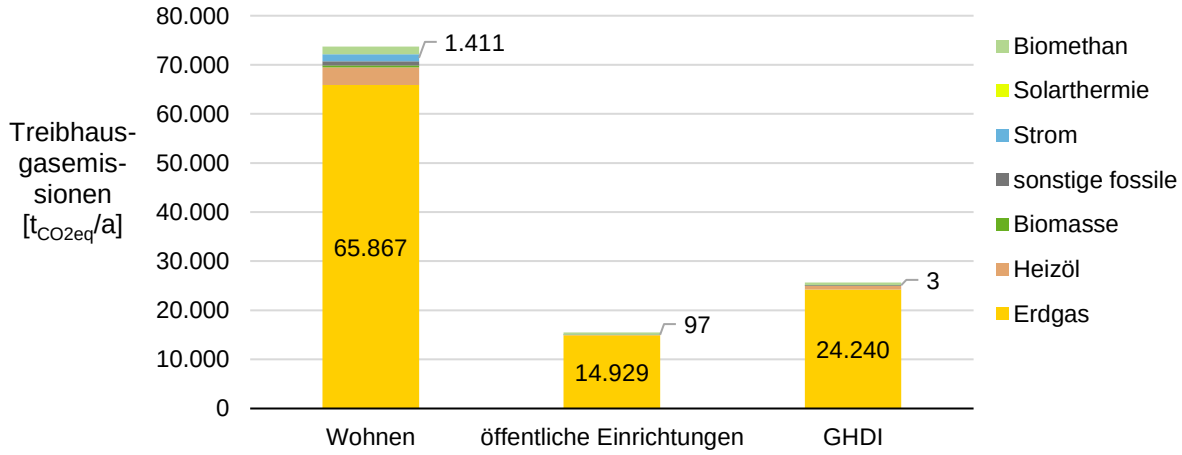


Abbildung 20: Jährliche Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung nach Sektoren und Energieträgern. Erdgas und Strom sind durch Zahlenwerte hervorgehoben.

Der hohe Anteil des Wohnsektors an den THG-Emissionen wird nicht nur durch seinen insgesamt größten Energieverbrauch verursacht. Hinzu kommt, dass in Stralsund im Wohnbereich etwas mehr Gebäude mit Heizöl beheizt werden als in den anderen Sektoren (vgl. Abbildung 20). Im Wohnsektor beträgt der Anteil rund 5 %, im Bereich GHDI etwa 3 %, während er bei den öffentlichen Gebäuden nahezu null ist. Da Heizöl – wie in Tabelle 1 gezeigt – einen deutlich höheren

Emissionsfaktor als Erdgas aufweist, wirkt sich dieser Unterschied spürbar auf die Gesamtemissionen aus.

2.4 Zwischenfazit Bestandsanalyse

Die Ergebnisse der Bestandsanalyse zeigen den Stand der Wärmeversorgung in Stralsund für das Jahr 2023. Grundlage dafür sind Daten aus zahlreichen Quellen – darunter Angaben von Energieversorgern, Netzbetreibern und Schornsteinfegern, Ergebnisse aus Fragebögen und Vor-Ort-Begehungen, Gebäudebasisdaten sowie statistische Kennzahlen. Die zusammengefassten Ergebnisse sind in den Tabellen 2 bis 4 dargestellt.

Die Auswertung dieser Informationen verdeutlicht die Herausforderungen, die mit der Umsetzung der Wärmewende verbunden sind:

- **Gut zwei Drittel der Gebäude in Stralsund sind Wohngebäude.** Davon entfallen etwa 35 % auf Doppel- und Reihenhäuser, 29 % auf Einfamilienhäuser und 21 % auf große Mehrfamilienhäuser. Rund die Hälfte der Wohngebäude wurde vor 1979 errichtet – also überwiegend noch vor der wirksamen Umsetzung der ersten Wärmeschutzverordnung von 1977, die Mindeststandards für die Wärmedämmung einführte. Dies könnte auf einen hohen Sanierungsbedarf hinweisen und zugleich großes Einsparpotenzial bieten. Viele dieser Häuser wurden seit den 1990er-Jahren bereits energetisch saniert.

- **Insgesamt beträgt der Wärmebedarf in Stralsund rund 422 GWh pro Jahr.** Mit einem Anteil von 62 % entfällt der Großteil auf den Wohnsektor. Der Sektor GHDI verursacht weitere 24 %, etwa 14 % entfallen auf öffentliche Einrichtungen. Der höchste Wärmebedarf tritt insbesondere in der Altstadt, in den Stadtteilen Knieper und Grünhufe sowie in Teilen der Tribseer Vorstadt und der Frankenvorstadt auf. Wesentlich geringeren Wärmebedarf zeigen sich unter anderem in Andershof, Devin und den Tribseer Wiesen.

- **Die dezentrale Wärmebereitstellung wird in Stralsund überwiegend durch Erdgas gedeckt.** Von insgesamt 10 087 Zentralfeuerstätten werden 9 489 (94 %) mit Erdgas betrieben. Heizöl macht 3 % aus, andere Energieträger spielen nur eine geringe Rolle. Die Erdgasfeuerungen sind im Schnitt 18 Jahre alt. 27 % der installierten Anlagen sind bereits 30 Jahre oder älter. Heizölkessel erreichen mit durchschnittlich 29 Jahren nahezu das technische und in § 72 GEG festgelegte Betriebsende – hier besteht besonders hoher Handlungsbedarf.

Tabelle 2: Bestandsanalyse – Zahlen und Fakten

		Stralsund	Bundesdurchschnitt
Gebäudestruktur	Anzahl der Gebäude (Wohngebäude)	12 809 (9 006)	
	Anteil der Mehrfamilienhäuser	34 %	17 % (mit ca. 53 % aller WE)[18]
Wärmebedarf nach Sektoren	Öffentliche Einrichtungen	58 GWh/a	
	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen/Industrie	102 GWh/a	
	Wohnen	263 GWh/a	
	Gesamt	**422 GWh/a**	
Dezentrale Wärmeversorgung (Zentralheizungen)	Erdgas	94,10 %	64 %
	Heizöl	3,50 %	29 %
	Kohle	0,30 %	
	Holz/Holzpellets	0,70 %	7 %
	Flüssiggas	1,30 %	
	Wärmepumpen	0,10 %	5 %
Sonstige Vergleichswerte	THG-Emissionen (Stralsund gesamt)	114 900 t/a CO_2-Äquivalent	
	Sanierungsstand/Endenergieverbrauch	132 kWh/m²	153 kWh/m²
	Erdgasanteil gesamt (Fernwärme und dezentral)	65 %	44–54 %
	Anteil erneuerbarer Energien für die Wärmeversorgung	11 %	18 %

[18] Statistisches Bundesamt (2023): Mehrfamilienhäuser stellen über die Hälfte aller Wohnungen in Wohngebäuden. Pressemitteilung Nr. 297, 25.07.2023, online: destatis.de, vgl. Fußnote 4

Tabelle 3: Bestehende Fernwärmenetze

Fernwärmenetze	Trassenlänge	Anschlüsse	Wärmelieferung
Knieper/Grünhufe	46 km	510	113 GWh/a
Dänholm	3,4 km	24	5,6 GWh/a
Tribseer Vorstadt	4 km	15	2,7 GWh/a
Frankenvorstadt	2,9 km	4	0,7 GWh/a
Krankenhaus West	1,7 km	1	7,5 GWh/a
Gesamt	**58 km**	**554**	**129 GWh/a**

- **In den letzten Jahren wurden bereits zahlreiche Maßnahmen zur Wärmewende in Stralsund umgesetzt.** Dazu gehören der kontinuierliche Ausbau der Fernwärmenetze sowie die Errichtung und Einbindung moderner Erzeugungsanlagen. Beispiele sind die Solarthermieanlage im Fernwärmenetz Knieper/Grünhufe, eine Wärmepumpe zur effizienten Abwärmenutzung aus der KWK-Anlage am Heizwerk 1, die PtH-Anlage in der Heinrich-Mann-Straße sowie die Netzerweiterung in der Tribseer Vorstadt bis zur Biogasanlage zur Einspeisung von Abwärme. Auch auf privater Ebene zeigt sich eine Entwicklung – etwa am steigenden Anteil an Wärmepumpen und dem überdurchschnittlichen Sanierungsstand.

- **Die zentrale Fernwärmeversorgung deckt derzeit einen Bedarf von rund 115 GWh pro Jahr.** Etwa 19 % der Fernwärme in Stralsund stammen aus erneuerbaren Quellen – ausschließlich Biomethan. Der verbleibende Anteil (81 %) wird durch Erdgas gedeckt. Seit Juli 2025 speist die Freiflächen-Solarthermieanlage in der Nähe des Strelaparks erneuerbare Wärme ins Fernwärmenetz Knieper/Grünhufe ein.

- **Für die Wärmeerzeugung werden jährlich rund 489 GWh Endenergie benötigt.** Davon entfallen 65 % auf Erdgas, 3 % auf Heizöl und weniger als 1 % auf weitere fossile Energieträger. Erneuerbare Energien stammen hauptsächlich aus Biomasse (4 %) und Solarthermie (< 1 %). Insgesamt sind (Stand 2023) in Stralsund 198 Wärmepumpen beim Stromnetzbetreiber gemeldet. Ihr Stromverbrauch liegt bei unter 1 % des Endenergieverbrauchs. Fernwärmenetze tragen mit 27 % zum Endenergieverbrauch bei.

- **Die Wärmeerzeugung in Stralsund verursacht jährlich aktuell rund 114 900 Tonnen CO_2-Äquivalente (CO_2-eq).** Hauptverursacher ist Erdgas. Etwa zwei Drittel der Emissionen entfallen auf den Wohnsektor. Die Berechnung basiert auf der exergetischen Methode (Carnot-Methode).

Tabelle 4: Energieträger in den Stralsunder Fernwärmenetzen

Energieträger	Energieeinsatz	Anteil
Erdgas	119 GWh/a	81 %
Biogas	28 GWh/a	19 %
Power-to-Heat	0,2 GWh/a	0,10 %
Gesamt	**148 GWh/a**	

Bis 2045 muss die Wärmeerzeugung in Deutschland klimaneutral sein, wie es im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) festgelegt ist. Die Bestandsanalyse bildet dafür die Grundlage: Sie zeigt die lokalen Herausforderungen, liefert eine fundierte Datengrundlage und dient als Ausgangspunkt für die weiteren Planungsschritte.

Im Vergleich zum Bundesdurchschnitt ergeben sich für Stralsund folgende Besonderheiten:

- **Der Sanierungsstand ist überdurchschnittlich gut.** Der durchschnittliche Endenergieverbrauch pro Wohngebäude liegt in Stralsund bei etwa 132 kWh/m², verglichen mit 153 kWh/m² im Bundesdurchschnitt. Daraus wird deutlich, dass im Stadtgebiet bereits umfangreiche Sanierungsmaßnahmen umgesetzt wurden.

- **Der Erdgasanteil ist mit 65 % deutlich höher als im Bundesmittel.** Zum Vergleich: In Freiburg liegt der Anteil bei 54 % (Stand 2020), in Rostock bei 44 % (Stand 2019).

- **In Stralsund liegt der Anteil erneuerbarer Energien (10,5 %) unter dem Bundesdurchschnitt von rund 18 %.** Dieser Wert bezieht sich auf den Endenergieeinsatz. Ursache hierfür ist in erster Linie die städtische Struktur: Feste Biomasse – bundesweit ein Hauptträger erneuerbarer Wärme – wird vor allem in ländlichen Regionen und kleinstädtischen Strukturen genutzt. Zum Vergleich: Freiburg weist einen Anteil von nur 7 % (Stand 2020) erneuerbarer Wärme auf.

- **Der Fernwärmeanteil liegt in Stralsund mit 27 % über dem Bundesdurchschnitt.** Benachbarte Städte in Mecklenburg-Vorpommern haben historisch bedingt einen noch höheren Fernwärmeanteil (Rostock: 44 % (Stand 2019), Greifswald: 70 %).

3 Potenzialanalyse

In der Potenzialanalyse wurden die örtlichen Möglichkeiten für eine klimaneutrale Wärmeversorgung systematisch untersucht. Im Mittelpunkt stehen erneuerbare Energien (Abschnitt 3.1), Abwärmequellen (Abschnitt 3.2) sowie Energieeinsparung (Abschnitt 4.2) und Prozesseffizienz.

Die dargestellten Potenziale beziehen sich überwiegend auf technische Möglichkeiten – also darauf, welche Wärmemengen mit üblichen Anlagen auf den verfügbaren Flächen erzeugt werden können. Rechtliche und technologische Rahmenbedingungen wurden berücksichtigt, wirtschaftliche Faktoren wie Erschließungs- oder Investitionskosten jedoch nicht. Ob ein Potenzial wirtschaftlich umsetzbar ist, muss im Einzelfall in späteren Planungsphasen geprüft werden.

3.1 Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien

Zur Ermittlung der Potenziale erneuerbarer Energien wurde ein Indikatorenmodell verwendet. Dabei wurden allen Baublöcken im Stadtgebiet bestimmte Eigenschaften zugeordnet, um zu bewerten, wo eine Nutzung grundsätzlich möglich ist. So eignen sich etwa Flächen entlang von Autobahnen oder Bahnstrecken sowie benachteiligte Gebiete nach der PV-Förderkulisse für Photovoltaikanlagen.

Von diesen Flächen wurden anschließend jene ausgeschlossen, auf denen eine energetische Nutzung nicht zulässig oder technisch ungeeignet ist – zum Beispiel Gewässer, Wälder, Hochwassergebiete oder steile Hänge. Diese sogenannten Restriktionskriterien werden in zwei Gruppen unterschieden:

- Harte Kriterien schließen eine Nutzung vollständig aus,
- Weiche Kriterien schränken sie nur ein.

Es wird daher zwischen bedingt geeigneten Flächen (Ausschluss von Flächen mit harten Kriterien) und geeigneten Flächen (auch Flächen mit weichen Restriktionskriterien ausgeschlossen) unterschieden. Die so ermittelten Flächen wurden anschließend mit technologiespezifischen Faktoren in energetische Potenziale umgerechnet.

3.1.1 Photovoltaik und Solarthermie

Zur Nutzung der Solarenergie kommen zwei Technologien infrage: Photovoltaikanlagen (PV), die Sonnenlicht in Strom umwandeln – beispielsweise zur Versorgung von Wärmepumpen – und Solarthermieanlagen, die direkt Wärme erzeugen. Letztere erreichen Temperaturen von etwa 50 bis 150 °C, abhängig vom Kollektortyp. Beide Systeme können auf Gebäudedächern oder als Freiflächenanlagen installiert werden.

Für die Abschätzung des Potenzials wurden geeignete und bedingt geeignete Flächen im Stadtgebiet ermittelt. Als geeignet gelten Seitenstreifen bis 110 m entlang von Autobahnen, Bundesstraßen und Bahnstrecken mit Bodenwerten unter 50.[19] Bedingt geeignet sind Seitenstreifen bis 200 m Breite ohne Berücksichtigung der Bodenwerte sowie Ackerflächen mit Bodenpunkten unter 35.[20]

Aus diesen Flächen wurden anschließend Restriktionsflächen ausgeschlossen, etwa Gewässer, Wälder, Überschwemmungsgebiete, bestehende Anlagen, Küsten- und Gewässerschutzzonen sowie Flächen mit starker Hangneigung. Auch sehr kleine Flächen unter 500 m² wurden nicht

[19] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung; Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin, 2016

[20] Regionale Raumentwicklungsprogramme Vorpommern – RREP Vorpommern

berücksichtigt, da dort kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Für Solarthermie galt zusätzlich ein maximaler Abstand von 500 m zur nächsten Siedlung.

3.1.1.1 Freiflächen-Photovoltaik

Für Freiflächen-PV wurden in Stralsund insgesamt rund 188 ha geeignete und 248 ha bedingt geeignete Flächen identifiziert. Unter Annahme eines mittleren Flächenbedarfs von 14 m²/kWp und eines spezifischen Jahresertrags von 1 070 kWh/kWp [21] ergibt sich daraus ein technisch nutzbares Potenzial von 134 MWp bzw. etwa 144 GWh/a (vgl. Tabelle 5). Die Verteilung dieser Flächen ist in Abbildung 21 dargestellt.

Tabelle 5: Übersicht geeigneter und bedingt geeigneter Flächen für die Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen

	Fläche [ha]	Installierbare Leistung [MWp]	Jährlicher Stromertrag [GWh/a]
Geeignetes Potenzial	188	134	144
Bedingt geeignetes Potenzial	248	177	190
Summe	**436**	**312**	**333**

Ein Teil dieses Potenzials wird bereits heute genutzt. Stand Juli 2024 sind in Stralsund mehrere Freiflächen-PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 22,1 MWp in Betrieb – unter anderem auf der Deponie in Devin, in der Bauhofstraße sowie entlang der Bahnstrecke am Voigdehäger Weg. Damit sind rund 17 % des technisch möglichen Potenzials bereits realisiert.

Die Anlage in der Bauhofstraße versorgt über eine Direktleitung den Maritimen Gewerbepark Volkswerft Stralsund. An der Anlage am Voigdehäger Weg ist zusätzlich ein Batteriespeicher mit 3,8 MW Entladeleistung und 9 MWh Kapazität installiert.

3.1.1.2 Freiflächen-Solarthermie

Die Analyse des Potenzials für Freiflächen-Solarthermie ergab rund 183 ha geeignete und 214 ha bedingt geeignete Flächen (vgl. Abbildung 21)

Unter Annahme üblicher Belegungsdichten und Aufständerungen könnte dort eine gesamte Kollektorfläche von etwa 1,6 Mio. m² (1,6 km²) installiert werden. Bei einem praxisüblichen Jahresnutzungsgrad von 40 % und einer mittleren Globalstrahlung[22] von 1 055 kWh/(m² a) [21] ergibt sich daraus ein technisches Potenzial von rund 669 GWh Wärme pro Jahr – ohne wirtschaftliche Bewertung (vgl. Tabelle 6).

Im Juli 2025 wurde in Stralsund nahe dem Strelapark in Vogelsang eine Freiflächen-Solarthermieanlage auf 6 ha Fläche in Betrieb genommen. Sie speist mit bis zu 15 MW Wärmeleistung in das Fernwärmenetz Knieper/Grünhufe ein und deckt damit etwa 11 GWh Wärme pro Jahr, also rund 10 % des dortigen Wärmebedarfs. Damit nutzt die Anlage etwa 3,3 % des ermittelten geeigneten Potenzials im Stadtgebiet.

[21] Global Solar Atlas

[22] globalsolaratlas.info/map?c=54.308512,13.08197,11&s=54.299297,13.081284&m=site

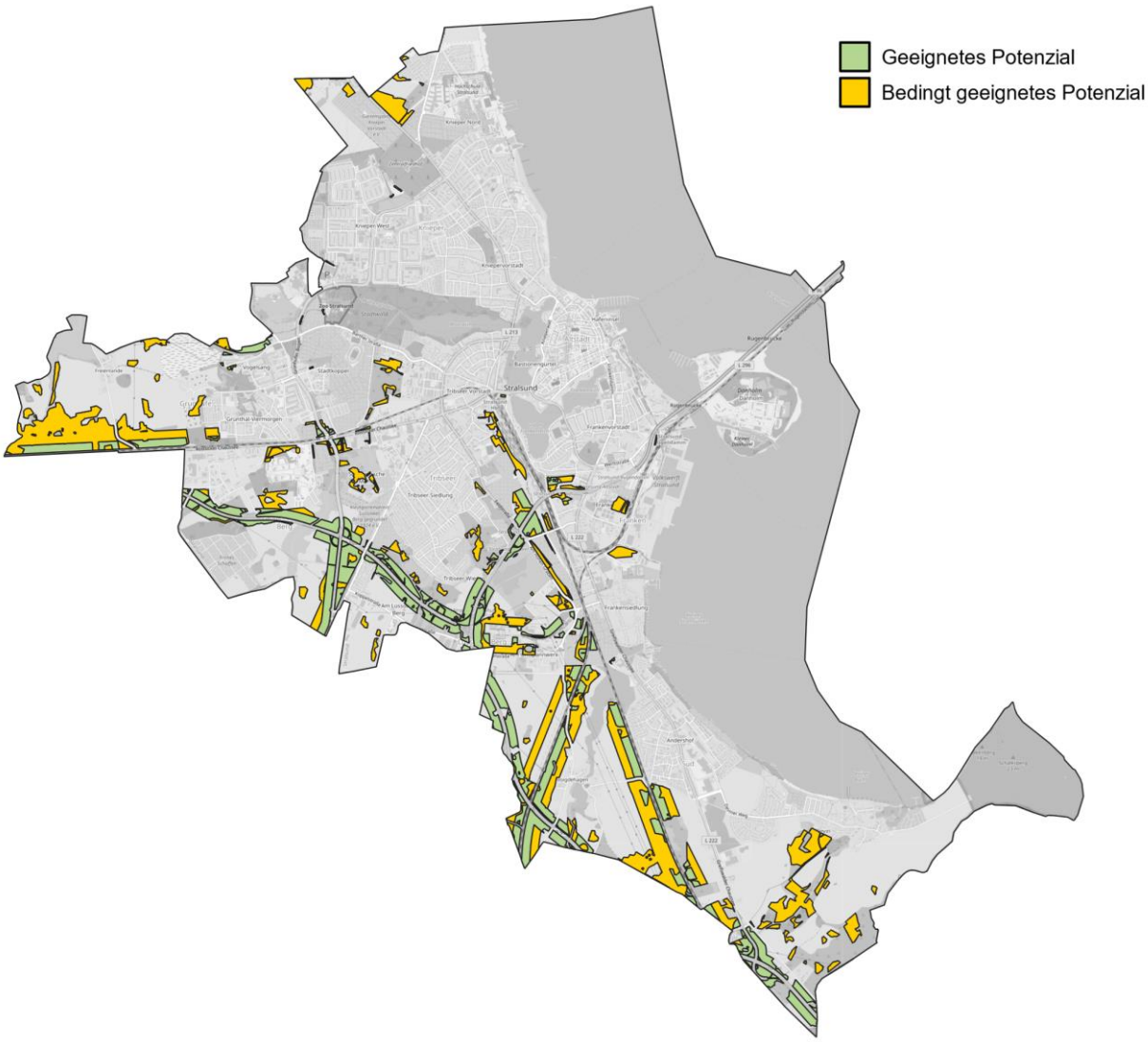


Abbildung 21: Geeignete und bedingt geeignete Potenzialflächen für die Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen und Freiflächen-Solarthermieanlagen. Insbesondere die Flächen im Stadtzentrum ergeben sich zwar als Potenzial durch Ausschluss der Restriktionsflächen, die Nutzung dieser Flächen für Freiflächenanlagen ist jedoch aus anderen Gründen nicht praktikabel oder ausgeschlossen.

Tabelle 6: Übersicht geeigneter und bedingt geeigneter Flächen für die Errichtung von Freiflächen-Solarthermieanlagen

	Fläche [ha]	**Installierbare Kollektorfläche [m²]**	**Jährlicher Wärmeertrag [GWh/a]**
Geeignetes Potenzial	183	730 763	308
Bedingt geeignetes Potenzial	214	855 422	361
Summe	**397**	**1 586 185**	**669**

3.1.1.3 Aufdach-Photovoltaik

Neben den Freiflächen-PV-Anlagen wurden auch geeignete Dachflächen für Photovoltaik ermittelt. Diese Analyse zeigt das grundsätzliche Potenzial einer dezentralen Wärmeversorgung mit Wärmepumpen, die Strom aus erneuerbaren Quellen nutzen. Grundlage war der vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) entwickelte Solaratlas „EO Solar“ (vgl. Abbildung 22).

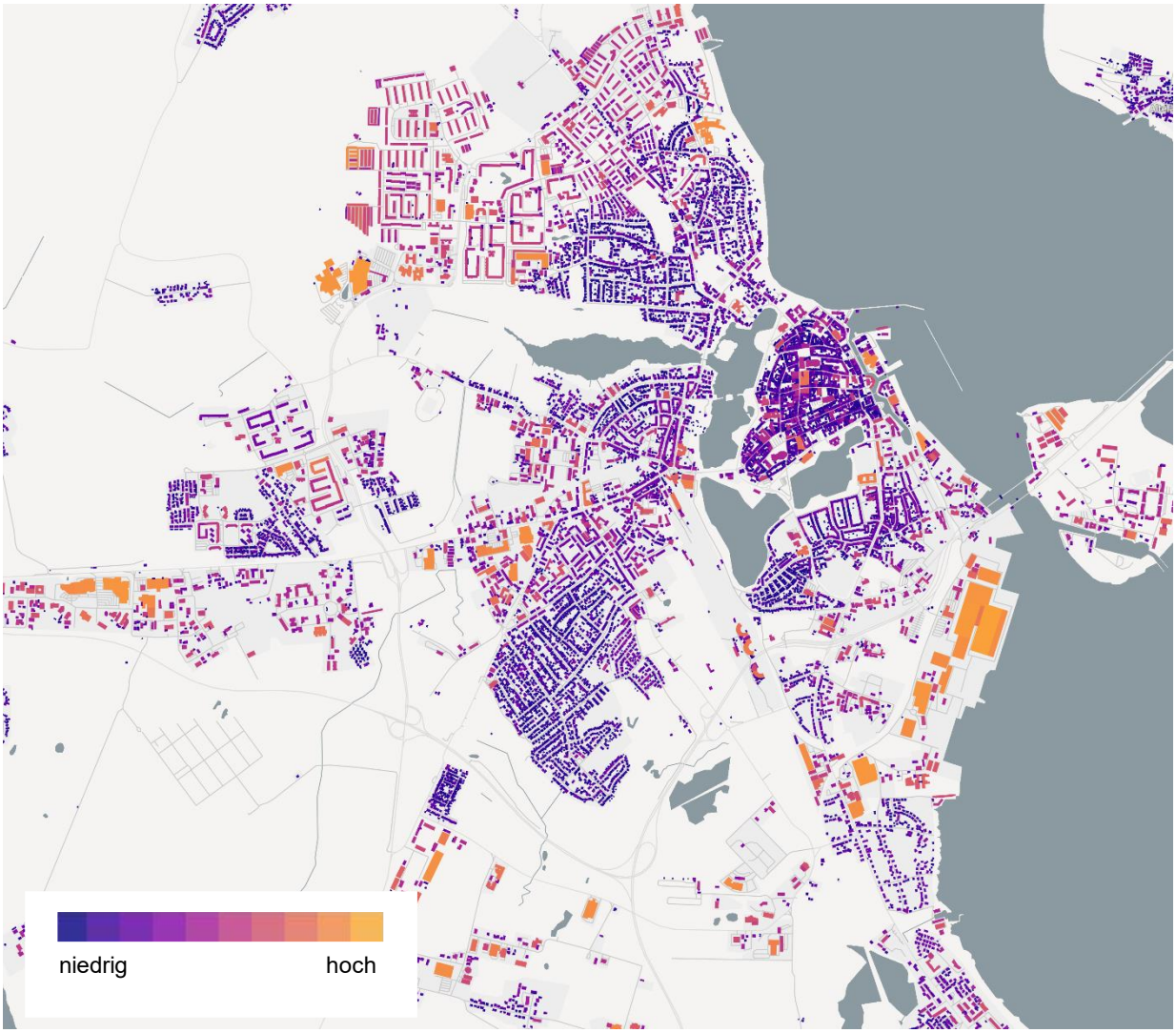


Abbildung 22: Aufdach-PV-Potenzial im „EO Solar“-Atlas

Der Solaratlas basiert auf digitalisierten Oberflächenmodellen (DOM), die sowohl Gebäudeformen als auch Geländestrukturen und Bepflanzung erfassen. Dadurch können Verschattungen realistisch berücksichtigt und das nutzbare Solarpotenzial präzise berechnet werden.

Zur Ermittlung geeigneter Dachflächen und zur Berechnung des Solarenergiepotenzials nutzt der Solaratlas die Software *ArcGisPro*. In die Berechnung der verfügbaren Solarstrahlung fließen unter anderem die tägliche Sonnenscheindauer, die geografische Lage sowie die Neigung und Ausrichtung der Dächer ein. Diese Parameter werden auf Grundlage der DOM-Daten ermittelt. Konstruktive Merkmale wie Dachaufbauten oder die statische Tragfähigkeit der Gebäude bleiben dabei unberücksichtigt.

Das gesamte Solardachpotenzial für Stralsund beträgt rund 237,6 GWh/a pro Jahr. Durch den Abgleich mit dem Marktstammdatenregister ließ sich daraus das aktuelle Ausbaupotenzial ableiten. Derzeit sind auf etwa 4,8 % der Gebäude Photovoltaikanlagen installiert. Damit sind bisher erst rund 6,1 % des gesamten Solardachpotenzials ausgeschöpft[23].

Beispiele hierfür sind die Aufdachanlage der Wert GmbH mit einer Fläche von rund 2 000 m² und 400 kWp Leistung sowie die Anlage auf dem Gelände der Störtebeker Braumanufaktur mit etwa 749 kWp. Abbildung 22 zeigt das gebäudescharfe Solardachpotenzial für das Stadtgebiet; die Gebäude sind dabei entsprechend ihres geschätzten Potenzials farblich gekennzeichnet.

3.1.1.4 Aufdach-Solarthermie

Auch Solarthermieanlagen können auf Dachflächen installiert werden. Grundsätzlich eignen sich dieselben Dächer wie für Photovoltaikanlagen – beide Technologien stehen daher in direkter Konkurrenz zueinander. Im Einzelfall muss entschieden werden, ob sich eine reine Solarthermie-, eine Photovoltaik- oder eine kombinierte Lösung anbietet.

Die kommunale Wärmeplanung sieht keine detaillierte Erhebung der Solarthermiepotenziale auf allen Dächern vor. Auf Grundlage des ermittelten Aufdach-PV-Potenzials lässt sich jedoch eine Abschätzung treffen: Würden alle für Photovoltaik geeigneten Dachflächen für Solarthermie genutzt, ergäbe sich bei einem durchschnittlichen Jahresertrag von etwa 350 kWh Wärme pro Quadratmeter ein technisches Gesamtpotenzial von rund 466 GWh_{th} pro Jahr.

Da PV-Anlagen in der Regel wirtschaftlich günstiger sind, ist davon auszugehen, dass künftig der größte Teil der Dachflächen für PV genutzt wird. Realistisch wäre jedoch ein Szenario, in dem rund 50 % des Warmwasserbedarfs dezentral versorgter Haushalte über Aufdach-Solarthermieanlagen gedeckt werden.

Bei einer gesamten Wohnfläche von 2,41 Mio. m² [24] und einem spezifischen Energiebedarf von 12,5 kWh_{th} pro Quadratmeter und Jahr ergibt sich ein jährlicher Warmwasserbedarf von rund 30,1 GWh. Um die Hälfte davon solar zu decken, wäre eine Kollektorfläche von etwa 43 000 m² erforderlich – das entspricht rund 3 % der für solare Nutzung geeigneten Dachflächen in Stralsund.

3.1.2 Potenzial für oberflächennahe Geothermie

Erdwärme stellt eine mögliche erneuerbare Energiequelle dar. Dabei wird zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden (siehe Abschnitt 3.1.3, S 39ff). Die oberflächennahe Geothermie umfasst den Bereich bis etwa 400 m Tiefe. Die dort vorhandene Wärme wird über Wärmepumpen auf ein für die Wärmeversorgung nutzbares Temperaturniveau angehoben.

Wärmepumpen können dabei ein Vielfaches der eingesetzten elektrischen Energie als Wärme aus der Umwelt gewinnen. Die im Erdreich gespeicherte Energie wird über Erdwärmeübertrager aufgenommen und den Wärmepumpen zugeführt. Je nach Bauart werden Erdwärmeübertrager in **Erdwärmesonden** (vertikale Systeme) und **Erdwärmekollektoren** (horizontale Systeme) unterschieden.

3.1.2.1 Erdwärmesonden

Erdwärmesonden werden vertikal oder schräg in den Boden eingebracht und erschließen tiefere Schichten mit höheren und konstanteren Temperaturen als an der Oberfläche. Dadurch erreichen

[23] eosolar.dlr.de

[24] Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern

Wärmepumpen höhere Leistungsfaktoren bei geringeren Flächenbedarf als Kollektoren (vgl. Abschnitt 3.1.2.2, Seite 39 f.). Die erforderlichen Bohrarbeiten machen ihre Errichtung jedoch kostenintensiver.

Die Restriktionskriterien für die grundsätzlichen Eignung von Erdwärmesonden betreffen insbesondere Gewässerschutz und geologische Rahmenbedingungen. Das Geothermische Informationssystem GeotIS[25] stellt hierzu in Form einer Ampelkarte Informationen zur Standorteignung bereit. In Wasserschutzgebieten der Zonen I und II sowie in Naturschutzgebieten ist der Einsatz von Erdwärmesonden ausgeschlossen. Flächenhafte Einschränkungen können in Wasserschutzgebieten der Zone III, in Küsten- und Gewässerschutzgebieten sowie in Bereichen mit artesischen Grundwasserleitern auftreten.

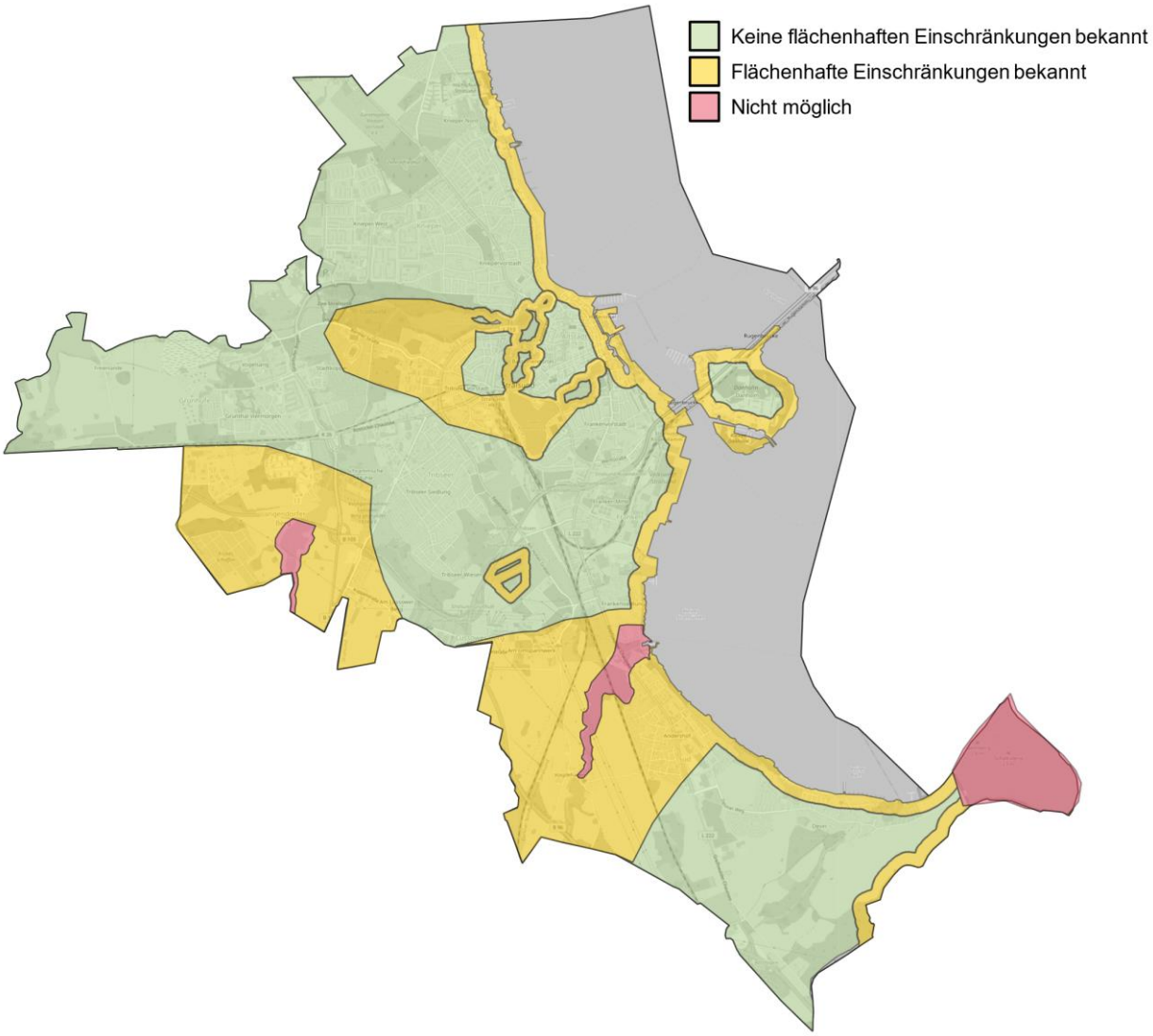


Abbildung 23: Grundsätzliche Eignungs- und Ausschlussgebiete für die Nutzung von Erdwärmesonden

In diesen Fällen sind Einzelfallprüfungen auf Grundlage (hydro-)geologischer Standortbeurteilungen erforderlich[26]. Bohrungen in Schutzzonen können den sogenannten Grundwasserstauer (Aquiclude) durchdringen und dadurch die Schutzfunktion der darüber- und darunterliegenden

[25] www.geotis.de

[26] Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern (LUNG): Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren in Mecklenburg-Vorpommern – Leitfaden zur geothermischen Nutzung des oberflächennahen Untergrundes, 2015

Trinkwasserleiter beeinträchtigen. Infolge einer solchen Perforation kann Wasser aus unterschiedlichen Schichten vertikal in die Trinkwasserleiter eindringen und deren Qualität mindern. Oberflächennahe Wässer können beispielsweise durch landwirtschaftliche Nutzung, Straßenabwässer oder kontaminierte Bodenschichten belastet sein, während tiefere Grundwasserhorizonte zur Versalzung der Trinkwasservorkommen führen können.

Grundsätzlich ist die Nutzung von Erdwärmesonden in Stralsund möglich (vgl. Abbildung 23). Mehrere Ausschlussgebiete schränken die tatsächliche Anwendung jedoch ein, etwa am Andershofer Teich (Wasserschutzgebiet Andershof), südlich des Langendorfer Bergs (Teil des Wasserschutzgebiets Lüssow) sowie rund um den Schalksberg auf der Halbinsel Devin.

Die oberflächennahe Geothermie außerhalb von Siedlungsgebieten stellt grundsätzlich eine attraktive Option für Wärmenetzkonzepte dar. Sie wurde im Rahmen dieser kommunalen Wärmeplanung jedoch nicht explizit als Potenzial ausgewiesen. Entsprechende Untersuchungen müssen im Rahmen der jeweiligen Wärmenetzkonzepte separat erfolgen. Abbildung 24 zeigt die potenziellen Flächen für Erdwärmesonden. Im Vergleich zu den Potenzialflächen für Erdwärmekollektoren (vgl. Abbildung 24) unterliegt der Einsatz der technisch invasiveren Erdwärmesonden noch stärkeren Einschränkungen.

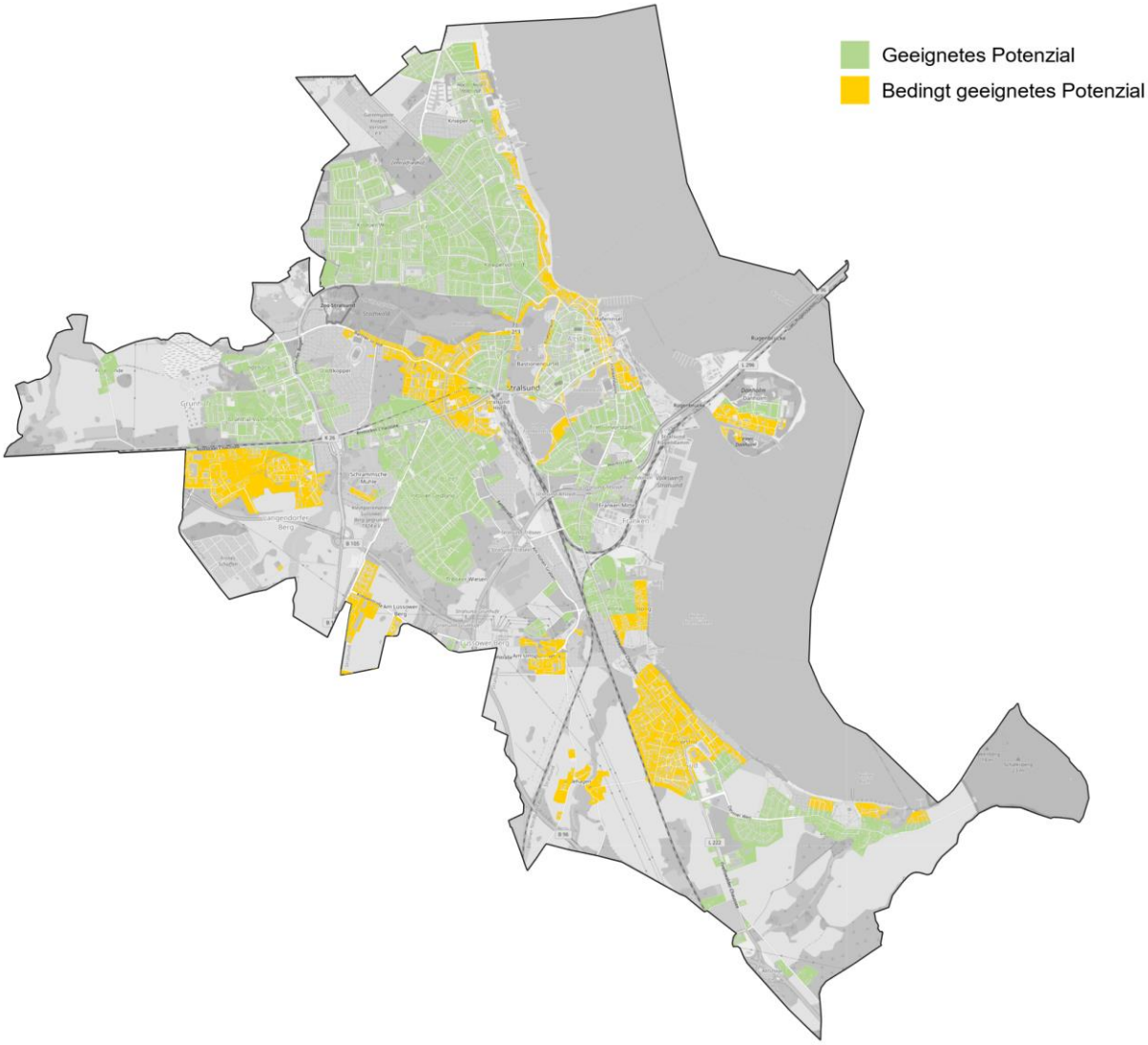


Abbildung 24: Geeignete und bedingt geeignete Potenzialflächen für die Errichtung von dezentralen oberflächennahen Erdwärmesonden

Eine Prognose des Gesamtpotenzials für Stralsund ist auf Basis einer einfachen Hochrechnung nicht möglich. Sowohl die Bohrbedingungen als auch die tatsächlich installierbare Anzahl von Sonden hängen stark von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten ab, zum Beispiel vom Baumbestand und der Zugänglichkeit der Flächen. Zudem variieren die erzielbare Entzugsleistung und Wärmemenge je nach Standort, etwa durch unterschiedliche geologische Bedingungen oder gegenseitige Beeinflussungen mehrerer Sondenfelder, die zu einer Abkühlung des Erdreichs führen können. Für die Errichtung einer Erdwärmesonde ist außerdem eine wasserrechtliche Genehmigung erforderlich. Bei Bohrtiefen über 100 m kommt zusätzlich eine bergbaurechtliche Genehmigung bzw. Anzeige beim zuständigen Bergamt hinzu.

Auf eine flächendeckende Potenzialprognose wird daher verzichtet. Zur Veranschaulichung dient das vorhandene Erdsondenfeld am Schulzentrum am Sund. Es umfasst 42 Sonden mit einer durchschnittlichen Bohrtiefe von 120 m. Unter Annahme von 1 800 Volllaststunden pro Jahr ergibt sich daraus eine spezifische Entzugsleistung von rund 17 W/m.

3.1.2.2 Erdwärmekollektoren

Im Gegensatz zu Erdwärmesonden werden Erdwärmekollektoren typischerweise in einer Tiefe von etwa 1 bis 3 m horizontal verlegt. Dadurch entstehen deutlich geringere Installationskosten als bei Sonden. Aufgrund der geringen Tiefe unterliegt die Temperatur jedoch stärkeren jahreszeitlichen Schwankungen, was insbesondere in den heizintensiven Wintermonaten zu verringerten Leistungsfaktoren der Wärmepumpen führt. Zudem erfordert die horizontale Verlegung einen deutlich größeren Flächenbedarf – in der Regel etwa das 1,5- bis 2-Fache der zu beheizenden Nutzfläche. Diese Technologie eignet sich daher vor allem für Gebäude mit ausreichend großem unbebautem Grundstücksanteil.

Aufgrund der geringen Verlegetiefe gelten artesische Grundwasserleiter im Gegensatz zu Erdwärmesonden nicht als restriktiver Faktor. Nach Angaben des Landesamts für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern (LUNG) ist der Boden in Stralsund überwiegend lehmhaltig und nur teilweise sandig. Unter Annahme von 1 800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ergibt sich daraus eine potenzielle Entzugsleistung von rund 29 W/m², die durch den Abgleich mit einer bestehenden Anlage in Stralsund bestätigt wird.

Eine Hochrechnung des Gesamtpotenzials würde lediglich auf der Summierung der Einzelflächen aus Abbildung 24 beruhen. Eine belastbare Aussage zur tatsächlichen Nutzbarkeit ist damit nicht möglich, da geologische, baurechtliche und wirtschaftliche Restriktionen unberücksichtigt blieben. Auf eine weitergehende Potenzialprognose wird daher verzichtet.

3.1.3 Tiefengeothermisches Potenzial

In Abgrenzung zur oberflächennahen Geothermie bezieht sich das tiefengeothermische Potenzial auf Tiefen ab etwa 400 m unterhalb der Erdoberfläche. Grundsätzlich wird zwischen hydrothermaler und petrothermaler Geothermie unterschieden. Während die petrothermale Geothermie heißes, wasserfreies Tiefengestein zur Energiegewinnung nutzt und damit unabhängig von Thermalwasserreservoiren ist, konzentriert sich die vorliegende Potenzialanalyse auf die hydrothermale Geothermie. Hierbei wird in geeigneten Regionen Thermalwasser über Förderbohrungen an die Oberfläche gebracht, energetisch genutzt und anschließend über Injektionsbohrungen wieder in die Lagerstätte zurückgeführt. Abhängig vom Temperaturniveau kann die gewonnene Energie neben der Wärmeversorgung auch zur Stromerzeugung dienen – im Raum Stralsund ist Letzteres jedoch nicht wirtschaftlich darstellbar.

Stralsund liegt im Bereich des Norddeutschen Beckens und weist grundsätzlich günstige geologische Voraussetzungen für die tiefe Geothermie auf, zählt jedoch nicht zu den ausgewiesenen Vorzugsregionen. Die Stadtwerke Stralsund haben durch die Geothermie Neubrandenburg

GmbH einen Aufsuchungsantrag[27] für die Geothermielagerstätte Stralsund erstellen lassen, der als Grundlage der Potenzialermittlung im Rahmen dieser kommunalen Wärmeplanung dient.

Für die hydrothermale Nutzung sind Grundwasserleiter mit hoher Permeabilität erforderlich. Laut dem Aufsuchungsantrag kommt hierfür insbesondere der Detfurth-Sandstein als hochdurchlässiger Porengrundwasserleiter in Betracht. In älteren Bohrungen wurde diese Schicht in einer Tiefe von etwa 1 510 bis 1 570 m nachgewiesen. Sie dürfte im gesamten Gemeindegebiet vorkommen, wenngleich aufgrund des Vorpommern-Störungssystems Unsicherheiten bei der Tiefenlage bestehen.

Zur genaueren Erkundung werden voraussichtlich seismische Untersuchungen durch die Stadtwerke Stralsund erfolgen. In Stralsund existieren bislang drei Geothermiebohrungen (Gt Ss 1/85, Gt Ss 2/85 und Gt Ss 6/89). Temperaturmessungen in diesen Bohrungen weisen auf ein Temperaturniveau von etwa 58 °C in rund 1 500 m Tiefe hin.

Das Potenzial im Bereich des Fernwärmenetzes Tribseer Vorstadt wurde im Rahmen einer BEW-Machbarkeitsstudie auf Basis alter Bohrungsdaten abgeschätzt. Jeweils drei Szenarien pro Bohrung bilden die Bandbreite der technischen Möglichkeiten ab. Die ermittelte Quellleistung liegt zwischen 1,6 und 9,4 MW, wobei der obere Wert mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Bei jährlich 4 875 Volllaststunden ergibt sich daraus eine mögliche Wärmebereitstellung von rund 7,8 bis 45,8 GWh/a. Ein zusätzlicher Wärmepumpeneinsatz zur Temperaturerhöhung wurde dabei nicht berücksichtigt.

Grundsätzlich ist die Tiefengeothermie durch das Fündigkeitsrisiko, den hohen Stromeinsatz zur Förderung des Thermalwassers sowie die Temperaturanhebung auf ein nutzbares Niveau mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbunden.

3.1.4 Potenzial für oberflächennahe Gewässer

Oberflächennahe Gewässer stellen eine weitere potenzielle Quelle erneuerbarer Umweltwärme dar. Mithilfe von Wärmepumpen kann ihre Temperatur auf ein nutzbares Niveau angehoben und zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt werden. Größere Gewässer wie der Strelasund weisen im Jahresverlauf deutlich konstantere und im Winter meist höhere Temperaturen auf als die Umgebungsluft. Bereits in geringer Tiefe unter der Wasseroberfläche liegen die Temperaturen dauerhaft über 0 °C, sodass Wärmepumpen in den heizintensiven Wintermonaten effizienter betrieben werden können als luftgeführte Systeme.

Die einzigen Fließgewässer im Stadtgebiet sind der Mühlgraben, der Kronenhalsgraben und der Hohe Graben. Der Mühlgraben verfügt über einen mittleren Durchfluss von 0,113 m³/s [28], die übrigen Gräben weisen ähnliche Größenordnungen auf. Aufgrund des geringen Durchflusses eignen sich diese Gewässer jedoch nicht für eine wirtschaftliche Nutzung der Aquathermie.

In Stralsund befinden sich mehrere Teiche, darunter der Frankenteich, der Knieperteich und der Moorteich. Sie werden durch die genannten Gräben gespeist und sind miteinander verbunden. Diese Fließgewässer weisen ein unbefriedigendes ökologisches Potenzial auf.[29] Aufgrund der Gefahr einer Eutrophierung sollten die Teiche daher nicht als Wärmequelle genutzt werden.

Neben kleineren Binnengewässern bietet auch der Strelasund aufgrund seiner Lage ein grundsätzliches Potenzial für die Nutzung von Umweltwärme. Die durchschnittliche Wassertemperatur

[27] Geothermie Neubrandenburg GmbH: Antrag auf Erteilung einer Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme und Sole zu gewerblichen Zwecken gemäß § 7 BBergG im Erlaubnisfeld „Geothermielagerstätte Stralsund“, 2024

[28] Quelle: Regierungsportal MV

[29] Quelle: Geoportal BfG

liegt bei etwa 9 °C, mit maximal 19 °C im August und minimal 1 °C im Februar. Der Strelasund ist jedoch nicht vollständig eisfrei.[30]

Mithilfe von Wärmepumpen kann die Entnahmetemperatur auf ein nutzbares Niveau angehoben werden. Das grundsätzlich hohe Umweltwärmepotenzial des Strelasunds ergibt sich aus seiner Verbindung zur Ostsee und hängt maßgeblich von der Verfügbarkeit geeigneter Standorte ab. Eine quantitative Abschätzung erfolgt daher nicht, stattdessen werden potenzielle Standorte identifiziert.



Abbildung 25: Meeresthermie – Potenzielle Entnahmegebiete im Strelasund. Eine Großwärmepumpe hebt die dort verfügbare Wassertemperatur von durchschnittlich 1–19 °C [30] auf das Temperaturniveau des Wärmenetzes an.

Laut BEW-Machbarkeitsstudie für das Fernwärmenetz Hafenkante/Frankenvorstadt ist für eine technische Umsetzung sowie stabile Entnahmetemperaturen eine Wassertiefe von mindestens 7,5 m erforderlich. Diese Bedingungen erfüllen vor allem das Hafengebiet Stralsund und das zentrale Becken des Strelasunds. Aufgrund der guten Erreichbarkeit und Netzanschlussmöglichkeiten wird derzeit das Hafengebiet als vorrangig geeigneter Standort betrachtet. Abbildung 25 zeigt das entsprechende potenzielle Gebiet für eine Wärmepumpe. Der konkrete Standort ist im

[30] Quelle: www.wassertemperatur.org

Rahmen weiterer Voruntersuchungen zu bestimmen, unter anderem unter Berücksichtigung des Schiffsverkehrs.

Die thermische Nutzung von offenen Gewässern ist nach Wasserrecht erlaubnispflichtig. Nach den Voruntersuchungen der BEW-Machbarkeitsstudie wird die Installation einer Meereswärmepumpe vom Wasserstraßen- und Schifffahrtsamt (WSA) Stralsund als grundsätzlich realisierbar eingeschätzt.

3.1.5 Potenzial für Luftwärme

Auch Umgebungsluft kann als Quelle erneuerbarer Wärme genutzt werden. Mithilfe von Wärmepumpen wird ihre Temperatur auf ein nutzbares Niveau angehoben. Da Luft überall und unbegrenzt verfügbar ist, lässt sich ihr Potenzial jedoch nicht sinnvoll quantifizieren.

Ihre Temperatur schwankt im Jahresverlauf deutlich – insbesondere im Winter sinkt sie stark ab, wodurch der COP der Wärmepumpe geringer ausfällt als bei Systemen mit Erdwärmesonden, die von einem konstanteren Temperaturniveau profitieren. Gleichzeitig ist der Investitionsaufwand bei Luftwärmepumpen deutlich niedriger. Die Wirtschaftlichkeit hängt daher vom jeweiligen Anwendungsfall ab und ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Investitionskosten und Energiekosten über den gesamten Lebenszyklus der Anlage. In einzelnen Fällen sind zudem Abstandsregelungen und Lärmschutz zu berücksichtigen.

Die Nutzung von Umgebungsluft als Umweltwärmequelle für eine Wärmepumpe stellt eine praktikable Option dar, insbesondere für die dezentrale Wärmeversorgung.

3.1.6 Biomassepotenzial

Holzartige und feuchte Biomasse sowie biogene Abfälle stellen ein Potenzial erneuerbarer Energie für die Wärmebereitstellung dar. Aufgrund ihrer guten Transport- und Lagerfähigkeit kann Biomasse auch als chemischer Energiespeicher genutzt und saisonal eingesetzt werden. Sie eignet sich sowohl für dezentrale Heizsysteme als auch für die Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen.

Nach Maßgabe der Bundesregierung soll Biomasse jedoch effizient und ressourcenschonend verwendet werden – vor allem dort, wo keine gleichwertigen Alternativen bestehen. Hintergrund ist die zunehmende Nutzungskonkurrenz um diese begrenzte Ressource.

3.1.6.1 Holzartige Biomasse

Zur holzartigen Biomasse zählen Scheitholz, Holzhackschnitzel und Holzpellets. In Stralsund stehen innerhalb des Stadtgebiets rund 109 ha Waldfläche zur Verfügung, aus denen jährlich etwa 1 000 SRM Holzhackschnitzel gewonnen werden können[31]. Dies entspricht einem Wärmepotenzial von etwa 1,4 GWh/a.

Einschließlich der außerhalb der Stadtgrenzen liegenden Waldflächen ergibt sich ein derzeit nutzbares Potenzial von rund 8,4 GWh/a (4 000–5 000 SRM/a). Mittelfristig könnte dieses bei entsprechender Flächenentwicklung und einem Zeithorizont von fünf bis zehn Jahren auf bis zu 10 000 SRM/a steigen – etwa durch den Anbau schnellwachsender Gehölze wie Pappeln auf rund 250 ha, was einem Wärmepotenzial von etwa 14 GWh/a entspricht.

[31] Quelle: Amt für Stadtwirtschaftliche Dienste

Aktuell werden in Stralsund und dem Umland jährlich etwa 100 000 SRM Holzhackschnitzel (rund 140 GWh/a) aus Wald- und Landschaftspflegeaufkommen verarbeitet und weitertransportiert, vorranging als Export nach Dänemark.

3.1.6.2 Feuchte Biomasse auf Gras- und Ackerflächen

Feuchte Biomasse aus Energiepflanzen wie Mais kann in Biogasanlagen vergoren werden. Das entstehende Rohbiogas wird zu Biomethan aufbereitet und erreicht dabei Erdgasqualität. Biomethan kann zur Wärme- und Stromproduktion eingesetzt werden.

In Stralsund stehen rund 981 ha Acker- und Grünlandflächen zur Verfügung. Bei einem typischen Maisertrag von etwa 50 MWh/(ha a) und einer Flächennutzung von 10 % ergibt sich ein Potenzial von rund 4,9 GWh/a. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion ist dieses Potenzial jedoch nur bedingt nutzbar.

Derzeit sind in Stralsund fünf Biogas-BHKW mit einer Gesamtleistung von 4,3 MW_{el} in Betrieb. Sie verwenden bilanziell reines Biomethan, das überwiegend von der Biogasanlage am Umspannwerk erzeugt wird. Diese produziert rund 350 m^3/h erdgasäquivalentes Biomethan und speist es in das Erdgasnetz ein – entsprechend etwa 12,5 GWh/a Strom und 13,5 GWh/a Wärme.

Das BHKW in Am Umspannwerk nutzt einen Teil der Abwärme als Prozesswärme für die Biogasanlage; die bisher ungenutzte Wärme wird seit Juli 2025 in das Wärmenetz der Tribseer Vorstadt eingespeist. In der warmen Jahreszeit deckt die Anlage derzeit nahezu den gesamten Wärmebedarf des noch wachsenden Netzes.

3.1.6.3 Bioabfall

Bioabfälle bilden ein potenzielles, wenn auch begrenztes Energiepotenzial für die thermische Verwertung. In Stralsund werden über die Biotonne jährlich rund 122 kg Biomüll und Gartenabfälle pro Einwohner gesammelt. Das entspricht einer Gesamtmenge von etwa 7 200 t/a und einem theoretischen Energiegehalt von rund 4,7 GWh/a.

3.1.7 Potenziale für Strom aus Wind

Auch die Windkraft bietet ein bedeutendes Potenzial für die zukünftige Wärmeversorgung. Der erzeugte Strom kann in Wärmepumpen oder direktelektrisch zu Nutzwärme umgewandelt werden – sogenannte Power-to-Heat-Anwendungen (PtH). Über den Jahresverlauf passt die Erzeugungscharakteristik der Windenergie deutlich besser zum Wärmebedarf als die von Photovoltaik oder Solarthermie – beide erreichen im Sommer ihre Spitzen, während sowohl Wärmebedarf als auch Windeinspeisung im Winter höher ausfallen.

Innerhalb des Stadtgebiets Stralsund befinden sich derzeit lediglich zwei kleinere Windenergieanlagen – eine 30-kW-Anlage auf dem Gelände der Hochschule Stralsund (HOST)[32] zur Eigenversorgung sowie eine 6-kW-Anlage im Stralsunder Zoo.

Neue Windenergieanlagen dürfen ausschließlich in ausgewiesenen Eignungsgebieten errichtet werden. Diese werden in Mecklenburg-Vorpommern nach landesweit einheitlichen Kriterien festgelegt, die u. a. Abstände zu Infrastrukturen, Gewässern, Natur- und Vogelschutzgebieten berücksichtigen[20]. Im Stadtgebiet selbst bestehen keine Eignungsflächen. Knapp außerhalb, an der Bundesstraße 96, planen die Stadtwerke Stralsund jedoch die Errichtung von vier Windenergieanlagen mit jeweils 4,2 MW Leistung.

[32] www.hochschule-stralsund.de/host/aktuelles/news/detail/n/hochschule-hat-wieder-ein-windrad-new655f4b35a1767188723055/

3.1.8 Potenzial für Strom aus Wasserkraft

Wie in Abschnitt 3.1.4 erläutert, verfügt Stralsund über keine größeren Fließgewässer. Daher besteht im Gemeindegebiet kein nennenswertes Potenzial zur Nutzung von Wasserkraft.

3.2 Potenziale zur Nutzung von Abwärme

3.2.1 Abwärme aus dem Kanalsystem

In Haushalten, Gewerbe und Industrie gelangt über das Abwasser ein Teil der eingesetzten Wärmeenergie in das Kanalsystem. Mithilfe eines Wärmeübertragers und einer Wärmepumpe kann diese Wärme in nutzbare Heizenergie umgewandelt werden.

Für die Nutzung der Kanalisation als Wärmequelle müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein: Der betreffende Abschnitt muss zugänglich sein, um einen Wärmeübertrager installieren zu können, und es muss eine ausreichend hohe Trockenwetterabflussmenge vorliegen. Um die Kläranlage nicht zu beeinträchtigen, darf das Abwasser dabei nicht zu stark abgekühlt werden; als Richtwert gilt ein Mindestdurchfluss von etwa 15 l/s.[33]

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung wurde das Potenzial ausschließlich für Kanalabschnitte mit einer Nennweite von DN 800 oder größer betrachtet. Da keine Daten zum Trockenwetterabfluss vorlagen, erfolgte keine Quantifizierung. Als Potenzialgebiet gelten alle Gebäude innerhalb eines 200-m-Abstands zu den entsprechenden Kanalabschnitten (vgl. Abbildung 26).



Abbildung 26: Lage von Abwasserkanälen größer DN 800 (links) und potenzieller Betrachtungs- und Einzugsgebiete für die Nutzung von Abwasserwärme (rechts). Im Zuge der Neubebauung der Reiferbahn in der Frankenvorstadt errichtet die Stralsunder Wohnungsbaugesellschaft Mehrfamilienhäuser, die ihre Raumwärme und ihr Warmwasser aus der Abwärme des Hauptkanals beziehen.

[33] Vgl. z. B. Buri und Kobel „Wärmenutzung aus Abwasser“ oder Bundesverband Wärmepumpe e. V. „Heizen und Kühlen mit Abwasser“

3.2.2 Abwärme an Kläranlagen

Das in der Kläranlage aufbereitete Abwasser (Klarabwasser), das nach den Reinigungsprozessen wieder in die Umwelt gelangt, weist mit durchschnittlich rund 10 °C – im Jahresverlauf teilweise sogar über 20 °C – ein hohes Potenzial als Wärmequelle für Großwärmepumpen auf. Dieses kann grundsätzlich zur Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen genutzt werden.

Dabei sind Temperaturuntergrenzen für alle stromaufwärts liegenden Nutzungen einzuhalten. In Stralsund wird die Anlage von der REWA Regionale Wasser- und Abwassergesellschaft mbH betrieben. Entnahmestellen im Kanalnetz (vgl. Abschnitt 3.2.1, Seite 44) und an der Kläranlage selbst stehen somit in direkter Nutzungskonkurrenz.

Die REWA-Kläranlage weist einen durchschnittlichen jährlichen Abfluss von etwa 4,7 Mio. m³ auf, wobei die Werte jahresabhängig schwanken. [34] Bei einer mittleren Klarabwassertemperatur von 10 °C am Auslauf und einer Abkühlung auf 5 °C vor der Einleitung in den Strelasund ergibt sich ein theoretisches Energiepotenzial von rund 27,4 GWh/a. Das entspricht – bei etwa 18 Volllaststunden pro Tag – einer mittleren Umweltwärmeleistung von rund 4,2 MW. Aufgrund der tages- und jahreszeitlichen Abflussschwankungen variiert die tatsächlich nutzbare Leistung.

Eine Vorplanung ermittelte bei einem Auslegungsvolumenstrom von 300 m³/h (7 000 m³/d) eine thermische Wärmepumpenleistung von rund 3 MW; bei 450 m³/h wären etwa 5 MW möglich.[34] Die BEW-Machbarkeitsstudie[35] sieht hierfür einen modularen Ausbau in drei Stufen vor:

- **Erste Maßnahme bis 2028:** Zwei Wärmepumpen mit je 1,2 MW thermischer Leistung entziehen dem Klarabwasser ca. 7,5 GWh/a Wärme und speisen – bei Jahresarbeitszahlen von 2,31–2,46 – rund 12,7 GWh/a ins Wärmenetz Hafenkante/Frankenvorstadt ein, das derzeit erheblich erweitert wird.

- **Zielzustand 2045:** Vier Wärmepumpen mit zusammen 4,8 MW entziehen ca. 16,7 GWh/a und speisen etwa 29,6 GWh/a ins Wärmenetz ein.

Am selben Standort wird das in den Faultürmen entstehende Klärgas bereits heute in drei BHKW mit insgesamt 369 kW_{el} und 943 kW_{th} genutzt – überwiegend für den Eigenbedarf der Anlage. Ab Herbst 2026 ist eine Wärmeauskopplung von 600 kW_{th} in das Fernwärmenetz Hafenkante/Frankenvorstadt geplant, wodurch jährlich rund 2,7 GWh eingespeist werden sollen.

3.2.3 Industrielle und gewerbliche Abwärme

Industrielle und gewerbliche Abwärme zählt zwar nicht zu den erneuerbaren Energien, ihre Nutzung ist jedoch klimarelevant: Anstatt ungenutzt an die Umgebung abgegeben zu werden, kann diese Wärme den Bedarf an zusätzlicher Erzeugung senken und fossile Energieträger ersetzen. Abwärme auf hohem Temperaturniveau (ab etwa 80 °C) kann direkt über Wärmeübertrager in Wärmenetze eingespeist werden. Liegt sie auf niedrigerem Temperaturniveau vor, lässt sie sich mithilfe von Wärmepumpen auf das erforderliche Temperaturniveau anheben.

In Stralsund wurde das Potenzial industrieller und gewerblicher Abwärme mithilfe von fragebogengestützten Interviews mit den größten produzierenden Betrieben ermittelt. Neben dem aktuellen Energieverbrauch und geplanten Transformationsmaßnahmen wurden auch die jeweiligen Prozesse und deren Abwärmepotenziale analysiert. So konnten insgesamt rund 4 GWh/a nutzbare Abwärme identifiziert werden.

---

[34] Mecklenburger Ingenieurplanung GmbH: Studie über das Klimaschutzpotential der Kläranlage Stralsund, April 2019

[35] Abschlussbericht zur Beauftragung Grundlagenermittlung Fernwärmenetz Stralsund „Hafenkante“ (BEW Modul 1), 18. Oktober 2024

Bereits heute wird am Heizkraftwerk in der Prohner Straße unvermeidbare Abwärme genutzt: Die dortigen Blockheizkraftwerke sind mit Ammoniak-Wärmepumpen kombiniert, die das Abgas in einer dritten Stufe so weit abkühlen, dass Kondensation und damit Brennwertnutzung erfolgen. Zusätzlich dient das Generator-Kühlwasser als Wärmequelle. Die gewonnene Wärme wird in das Fernwärmenetz Knieper/Grünhufe eingespeist.

Auch die 2025 errichtete iKWK-Anlage an der Freiflächensolarthermieanlage (vgl. Abschnitt 3.1.1.2, Seite 33 f.) nutzt Abwärme aus dem Abgas eines BHKW nach demselben Prinzip und speist sie in dasselbe Netz ein.

Zukünftig kann weiteres Abwärmepotenzial durch die Ansiedlung von Rechenzentren entstehen. Diese wandeln nahezu ihre gesamte elektrische Leistung in Wärme um, die meist kontinuierlich anfällt. Moderne wasser- oder flüssigkeitsgekühlte Großrechenzentren liefern Abwärme mit Temperaturen von etwa 55–70 °C, die mithilfe von Wärmepumpen auf Netztemperatur angehoben werden kann. Das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) verpflichtet Betreiber zur Nutzung dieser Wärme: Ab 1. Juli 2026 müssen mindestens 10 %, ab 1. Juli 2028 mindestens 20 % der Abwärme genutzt werden.

Für Stralsund wird das technische Potenzial von Rechenzentren auf eine elektrische Anschlussleistung von 300 bis 400 MVA geschätzt, wovon in einer ersten Ausbaustufe 120 bis 150 MVA realisiert werden könnten. Abhängig von Effizienz, Kühltechnik und Betriebsweise ergibt sich daraus eine Abwärmeerzeugung von rund 650 bis 900 GWh/a, von der jedoch nur ein Teil realistisch in Wärmenetze eingespeist werden kann.

Der Nutzung industrieller Abwärme stehen derzeit häufig rechtliche und wirtschaftliche Hürden entgegen. Unternehmen verwerten die entstehende Wärme meist zunächst intern, da dies einfacher und kostengünstiger ist. Mit dem Fortschreiten der Wärmewende und dem Ausbau der Wärmenetze rückt industrielle Abwärme jedoch stärker als Energiequelle für öffentliche Netze in den Fokus. Hemmnisse lassen sich überwinden, wenn Unternehmen, Kommunen und Energieversorger frühzeitig zusammenarbeiten und langfristige Partnerschaften aufbauen.

Auch die Abfallwirtschaft bietet durch großtechnische Müllverbrennung ein relevantes Abwärmepotenzial. Laut Abfallbilanz Mecklenburg-Vorpommern lag das spezifische Restmüllaufkommen im Landkreis Vorpommern-Rügen 2022 bei etwa 207 kg/EW. Für Stralsund ergibt sich daraus rechnerisch ein Potenzial von rund 12 300 t/a bzw. 34 GWh/a, bezogen auf den Energiegehalt des Abfalls.

3.3 Potenzial für thermische Speicher

Um den zeitlichen Versatz zwischen Wärmeerzeugung und -nachfrage auszugleichen, werden in Wärmenetzen Großwärmespeicher eingesetzt. Sie lassen sich in kurzfristige (Stunden bis Tage), mittelfristige (Wochen) und langfristige, saisonale Speicher unterteilen.

3.3.1 Kurz- und mittelfristige Speicher

Kurz- und mittelfristige Speicher tragen wesentlich zur Flexibilisierung von Wärmenetzen bei. Dafür werden vor allem gut isolierte Behälterspeicher eingesetzt. Ihr Fassungsvermögen reicht in der Regel von einigen Dutzend Kubikmetern bis zu rund 50 000 m³.

Bevorzugt werden solche Speicher in städtischen Gebieten errichtet, meist in unmittelbarer Nähe zu Heizzentralen. In Stralsund sind derzeit fünf größere Wärmespeicher in die Wärmeversorgung der Stadtwerke Stralsund integriert:

- Heizkraftwerk in der Heinrich-Mann-Straße 11a: 600 m³
- Heizkraftwerk in der Rudenstraße 22b: 166 m³
- Heizkraftwerk im Kastanienweg 27: 216 m³
- Heizkraftwerk im Vogelsang 1a: 2 300 m³
- Heizkraftwerk Am Umspannwerk: 64 m³

3.3.2 Saisonale Speicher

Saisonale Speicher sind Langzeitwärmespeicher, die jahreszeitliche Unterschiede zwischen Wärmeerzeugung und -bedarf ausgleichen. Besonders relevant ist dies bei Solarthermie: Während im Sommer durch hohe Einstrahlung große Wärmemengen entstehen, liegt der Spitzenverbrauch im Winter. Kurzfristige Speicher an den Erzeugungsstandorten (vgl. Abschnitt 3.3.1, Seite 46) puffern Tag-Nacht-Schwankungen, für den saisonalen Ausgleich sind jedoch deutlich größere Speichervolumina erforderlich.

Oberflächennahe saisonale Speicher beanspruchen erheblich mehr Fläche als kurz- oder mittelfristige Speicher. Da sie Wärme meist auf niedrigem Temperaturniveau speichern, ist für die Einspeisung in ein Wärmenetz in der Regel eine Temperaturanhebung mithilfe von Großwärmepumpen notwendig.

Häufig kommen Erdbeckenspeicher zum Einsatz, die in 5 bis 15 m Tiefe in den Boden eingebracht und mit einer Abdeckung versehen werden. Aufgrund des hohen Flächenbedarfs eignen sich vor allem urbane Randlagen oder ländliche Gebiete als Standorte. Der Boden sollte tragfähig sein, und die Grabung sollte mindestens 2 m oberhalb des Grundwasserhorizonts enden[36].

Grundlage für die Identifizierung möglicher Standorte bilden die Kriterien des bedingt geeigneten Freiflächen-Solarthermiepotenzials (vgl. Abschnitt 3.1.1.2). Als Positivflächen gelten 200 m breite Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Bahntrassen, 110 m breite Streifen entlang von Bundesstraßen mit Bodenwerten über 50 sowie Ackerflächen mit Bodenwerten unter 35. Restriktionsflächen sind in Abschnitt 3.1.1.1 beschrieben. Flächen mit einem Grundwasserflurabstand von weniger als 10 m sowie artesische Gebiete bleiben unberücksichtigt.

Erdbeckenspeicher können Volumina zwischen 5 000 m³ und 500 000 m³ aufweisen. Für eine Speichergröße von 10 000 m³ und 10 m Tiefe ergibt sich eine Mindestfläche von etwa 1 000 m². Potenzielle Standorte sind in Abbildung 27 dargestellt.

Eine genaue Quantifizierung des Potenzials erfordert stets eine projektspezifische Prüfung, da geologische, städtebauliche und rechtliche Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle spielen. Wird das Potenzial anhand der oben genannten Kriterien abgeschätzt, ergibt sich für Stralsund eine Gesamtpotenzialfläche von rund 320 ha.

Die volumetrische Speicherdichte hängt vom Temperaturniveau ab, das zwischen 10 °C und 95 °C liegen kann. Unter Annahme einer Speicherdichte von 60 kWh/m³ [37] ergibt sich für Stralsund eine theoretische Gesamtkapazität von rund 1 900 GWh.

[36] Quelle: Solites

[37] Quelle: BigStoreDH, Bundesamt für Energie Schweiz

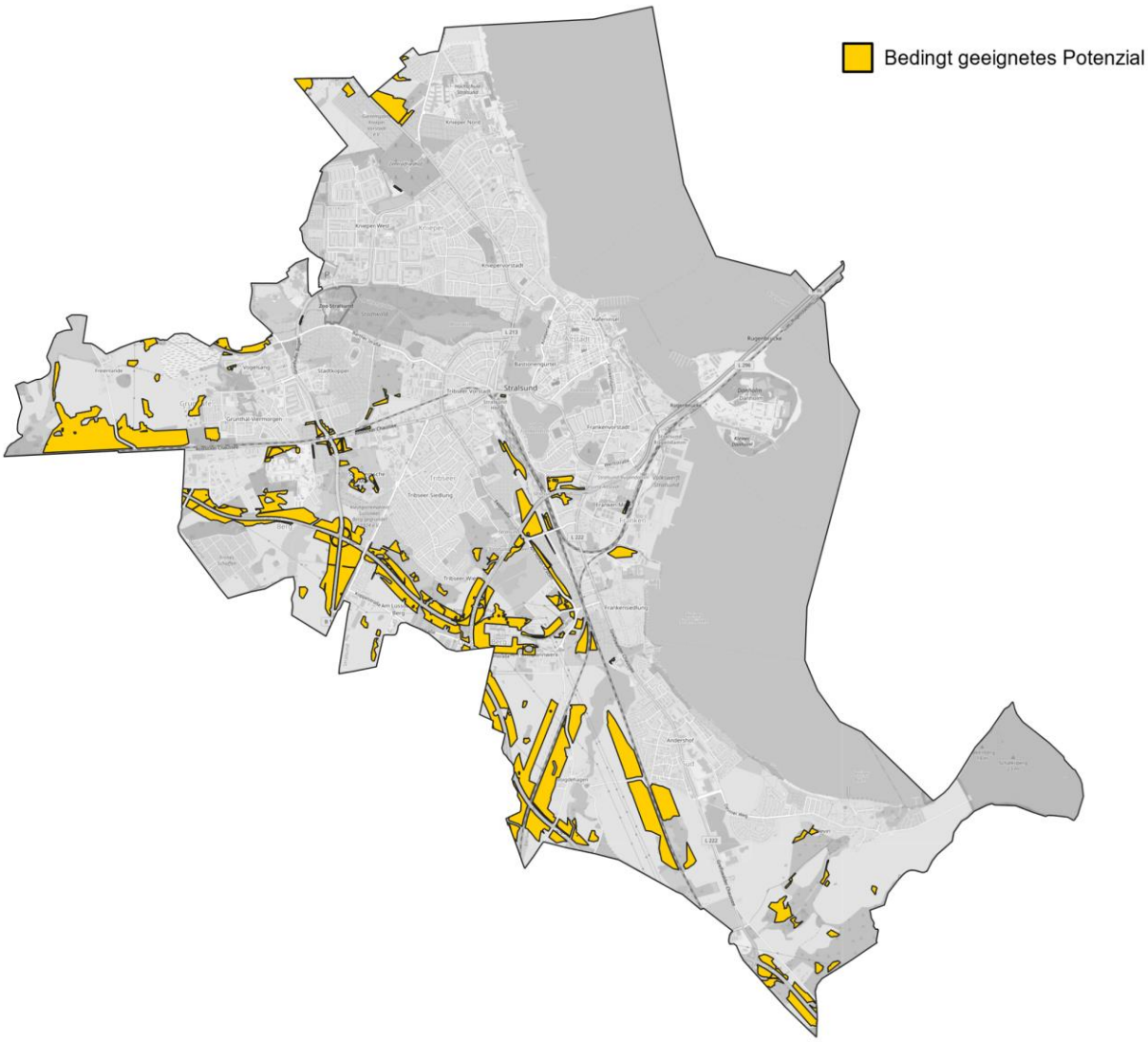


Abbildung 27: Potenzielle Flächen für Erdbeckenspeicher

Die Kosten von Erdbeckenspeichern werden stark durch die Bodenbeschaffenheit und das Speichervolumen bestimmt. Der Technikkatalog Wärmeplanung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nennt spezifische Netto-Investitionskosten von etwa 1 100 €/MWh bei einem Speicher von 1,5 GWh Kapazität. Bei größeren Speichern mit 4,5 GWh sinken die spezifischen Kosten auf etwa 700 €/MWh. Etwa 75 % entfallen auf die Anlagentechnik, 25 % auf die Installation. Bis 2030 wird eine Kostensenkung um rund 4 %, bis 2040 um weitere 6 % erwartet.

Alternative Speichertechnologien sind Aquifer- und Erdsonden-Wärmespeicher.

- **Aquifer-Wärmespeicher** nutzen tiefere wasserführende Gesteinsschichten zur Speicherung thermischer Energie. Quantifizierbare Potenziale können im Zuge der tiefengeothermischen Untersuchungen (vgl. Abschnitt 3.1.3) bestimmt werden. Im Zuge von Voruntersuchungen wurden bereits Studien dazu durchgeführt.[38, 39]

[38] Geothermie Neubrandenburg GmbH: Abschlussbericht zur Untersuchung der geologisch-technischen Machbarkeit und Genehmigungsfähigkeit eines Aquiferwärmespeichers am Standort Stralsund-Grünhufe, 21. Februar 1997

[39] Geothermie Neubrandenburg GmbH: Konzeptstudie zur saisonalen Wärmespeicherung am Standort Stralsund, 20. November 2008

- **Erdsonden-Wärmespeicher** speichern Wärme im oberflächennahen Untergrund und eignen sich vor allem für Wärmenetze mit niedrigen Vorlauftemperaturen. Die geologischen Anforderungen entsprechen denen von Erdwärmesonden. Die in Abschnitt 3.1.2.1 identifizierten Flächen sind daher ebenfalls potenziell geeignet[40]. Bei größeren Sondenfeldern sinken die Wärmeverluste, wodurch die Wirtschaftlichkeit steigt. Typische Mindestvolumina liegen bei 20 000 m³, was zusammenhängende, ausreichend große Flächen voraussetzt[36].

3.4 Zwischenfazit Potenzialanalyse

Die dargestellten Potenziale stellen technische Maximalwerte dar, deren tatsächliche Nutzbarkeit jeweils im Rahmen konkreter Vorhaben geprüft werden muss.

Die Analyse zeigt, dass Stralsund seinen künftigen Wärmebedarf grundsätzlich aus lokalen erneuerbaren Energiequellen decken könnte (vgl. Tabelle 7). Das insgesamt verfügbare Potenzial übersteigt die aktuelle und prognostizierte Nachfrage.

Tabelle 7: Potenzial erneuerbarer Quellen und Energieträger für die Wärmeversorgung Stralsunds

Wärmequelle		Spezifische Parameter	Theoretischer Energieertrag
Sundwärmepumpe		ca. 20 MW	bis 100 GWh_{th}/a
Klarabwasser-Wärmepumpe		bis 5 MW	bis 30 GWh_{th}/a
Tiefengeothermie (1 500 m, 58 °C)		1,6–9,4 MW	7,8–45,8 GWh_{th}/a
Oberflächennahe Geothermie		Sonden Kollektoren	Ø 17 W/m Ø 29 W/m²
Freiflächen-Solarthermie	397 ha	bis 790 MW	bis 669 GWh_{th}/a
Freiflächen PV-Anlagen (EE-Strom für Wärmepumpen)	436 ha	310 MW	300 GWh_{el}/a
Holzartige Biomasse (mit externen Quellen)	250 ha (1 500 ha)	10 000 SRM/a (60 000 SRM/a)	14 GWh_{th}/a (98 GWh_{th}/a)
Industrielle Abwärme		1–2 MW	4 GWh_{th}/a
Abwärme aus Reststoffverbrennung inkl. Klärschlamm		5 MW	34 GWh_{th}/a
Abwärme aus Neuansiedlungen (Bsp. Rechenzentrum)		> 10 MW	bis 87 GWh bei saisonaler Überschussspeicherung
Umgebungsluftwärme		theor. ∞	theor. ∞
Nutzung thermischer Großspeicher			zur saisonalen Umverteilung von sommerlichen Potentialen

Die Nutzung von Umgebungsluft als Wärmequelle für Wärmepumpen kann dabei einen zentralen Beitrag leisten. Gleiches gilt für Aquathermie aus dem Strelasund und Tiefengeothermie, die beide erhebliche Potenziale bieten. Diese werden derzeit von den Stadtwerken Stralsund weiter untersucht, um ihre Erschließung voranzutreiben.

Das Potenzial aus Abfall und fester Biomasse ist zwar geringer, sollte bei entsprechender Wirtschaftlichkeit jedoch vorrangig genutzt werden – insbesondere im Vergleich zu den technisch aufwendigeren Optionen Tiefengeothermie und Aquathermie bzw. Meeresthermie.

[40] Quelle: KWW Halle

Freiflächen-Solarthermie weist ebenfalls ein hohes theoretisches Potenzial auf, das jedoch meist nur teilweise – etwa im Rahmen von Wärmenetzkonzepten – wirtschaftlich nutzbar ist. In Stralsund wird dieses Potenzial bereits durch eine rund 6 ha große Anlage genutzt. Ähnlich verhält es sich mit der oberflächennahen Geothermie: Trotz grundsätzlich großer Möglichkeiten ist ihr Einsatz standortabhängig und häufig nur nach Einzelfallprüfung realisierbar, sodass das tatsächlich nutzbare Potenzial deutlich unter dem technischen Gesamtpotenzial liegt.

Mit der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung, insbesondere durch Wärmepumpen, wird zugleich der Strombedarf steigen. Auch hierfür bestehen in Stralsund erhebliche Ausbaupotenziale, vor allem im Bereich der Freiflächen-Photovoltaik. Dagegen sind die Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus Abfall oder feuchter Biomasse deutlich begrenzter.

4 Zielszenario und voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete

In diesem Kapitel wird die zukünftige Wärmeversorgung der Hansestadt Stralsund aus verschiedenen Perspektiven beschrieben.

Zunächst erfolgt eine Einteilung des Stadtgebiets in Bereiche, die sich entweder für eine leitungsgebundene oder für eine dezentrale Wärmeversorgung eignen. Dieses Zielszenario wird bis zum Jahr 2045 in Fünfjahresschritten betrachtet.

Anschließend widmet sich Abschnitt 4.3 dem möglichen Zusammenschluss und der Erweiterung der bestehenden Wärmenetze. Dabei werden sowohl verschiedene Netzstrukturen als auch Erzeugungskonzepte untersucht, um ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit zu bewerten.

Abschnitt 4.4 analysiert die Entwicklung der dezentralen Wärmeversorgung auf Gebäudeebene. Im Mittelpunkt steht die Frage, wie sich Heizungstausch und die Integration dezentraler Erzeuger mithilfe eines algorithmusbasierten Ansatzes abschätzen lassen.

Abschließend werden Maßnahmen zur Reduktion des Wärmebedarfs sowie zentrale ökonomische und ökologische Kennzahlen ausgewertet, um die Effizienz und Nachhaltigkeit der unterschiedlichen Versorgungslösungen zu vergleichen.

4.1 Einteilung der Wärmenetzgebiete

Zur Abschätzung der Eignung einzelner Gebiete für den Ausbau von Wärmenetzen wurden die Grenzwerte aus dem Leitfaden zur kommunalen Wärmeplanung aus Baden-Württemberg[41] herangezogen (vgl. Tabelle 8).

Tabelle 8: Wärmebedarfsdichten nach KWP-Leitfaden Baden-Württemberg

Wärmedichte [MWh/(ha a)]	Einschätzung der Eignung zur Errichtung von Wärmenetzen
0–70	Kein technisches Potenzial
70–175	Empfehlung für Wärmenetze in Neubaugebieten
175–415	Empfehlung für Niedertemperaturnetze im Bestand
415–850	Mittlere Eignung für Wärmenetze
850–1 050	Gute Eignung für Wärmenetze
> 1 050	Sehr gute Wärmenetzeignung

In Abbildung 28 sind die zusammenhängenden Wärmebedarfsdichten in Stralsund auf Basis der Daten des Jahres 2023 dargestellt. Sie wurden mithilfe eines Algorithmus ermittelt, der infrastrukturelle Gegebenheiten berücksichtigt, die den Ausbau von Wärmenetzen erschweren können.

Besonders hohe Wärmebedarfsdichten zeigen sich in der Altstadt mit ihrer dichten Bebauung, in der Frankenvorstadt, der Tribseer Vorstadt sowie im Bereich des HELIOS-Hanseklinikums Stralsund (Krankenhaus West) im Nordwesten des Stadtgebiets. Auch gewerbliche Verbraucher wie die Störtebeker Braumanufaktur und die Elis-Wäscherei weisen lokal hohe Wärmebedarfsdichten auf. Da diese jedoch isoliert liegen und überwiegend Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau benötigen, eignen sie sich nicht für eine unmittelbare Anbindung an Wärmenetze.

[41] M. Peters, T. Steidle & H. Böhnisch: Leitfaden Kommunale Wärmeplanung, Stuttgart: KEA Klimaschutz und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH, 2020

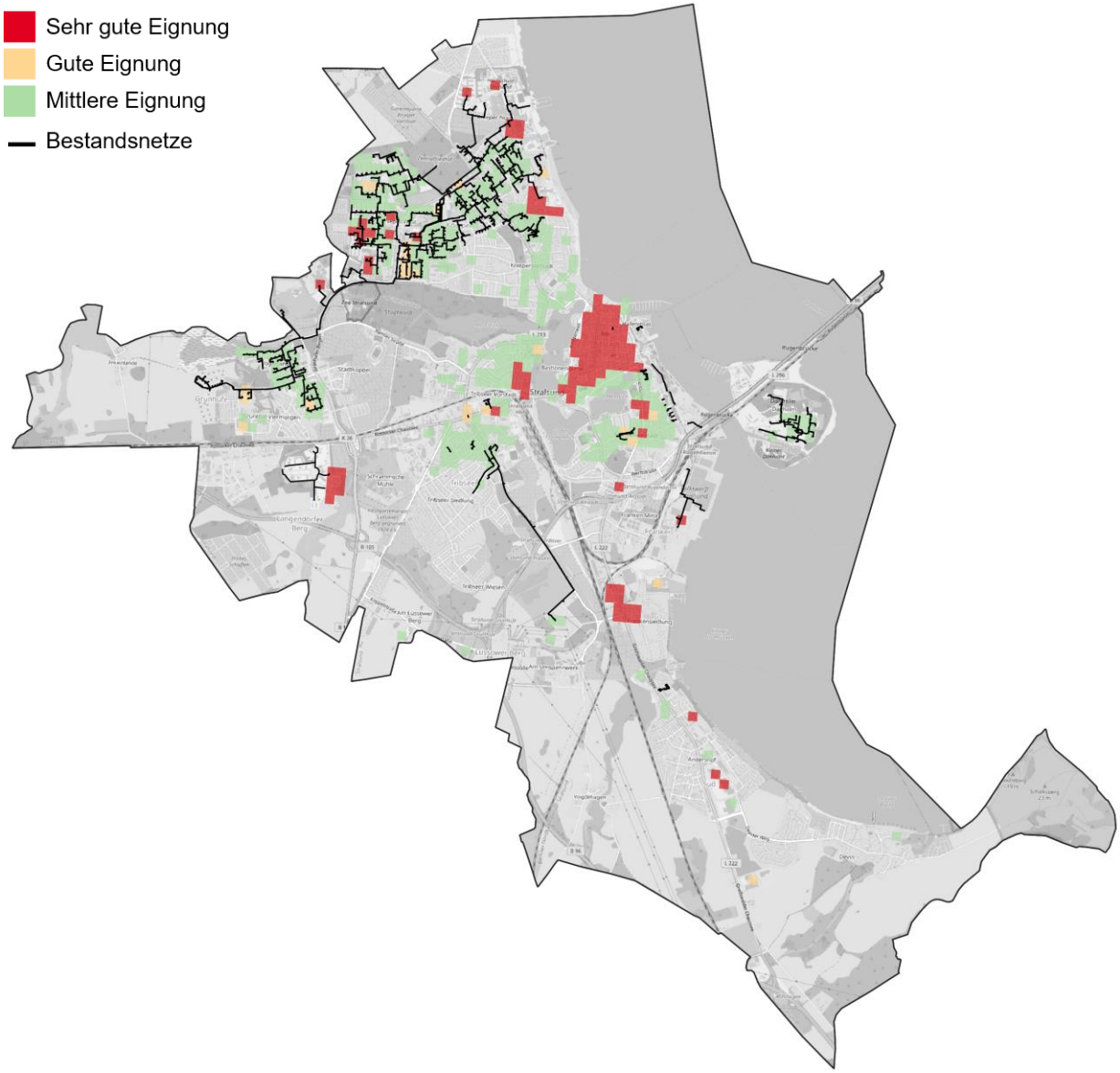


Abbildung 28: Einteilung von Gebieten nach ihrer Eignung für den Ausbau von Fernwärme anhand der Wärmebedarfsdichte (Datenbasis: Bestandsanalyse; vgl. Abb. 7, Seite 14). Die Auswertung erfolgte mithilfe einer Python-basierten Software der Firma BLS Energieplan GmbH. Dabei wurde ein Raster mit einer Zellgröße von 100 m · 100 m (1 ha) über das Stadtgebiet gelegt. Der Algorithmus identifiziert möglichst große zusammenhängende Flächen und ordnet sie anhand ihrer berechneten Wärmebedarfsdichte den entsprechenden Eignungskategorien zu.

Abbildung 28 verdeutlicht das hohe Wärmepotenzial der Altstadt. Durch die Einbindung des bestehenden Netzes sowie der geplanten Netze in der Tribseer Vorstadt und Frankenvorstadt kann hier eine gemeinsame, effiziente Netztopologie entstehen. Aufgrund der hohen Wärmebedarfsdichte bietet die Altstadt eine besonders gute Ausgangslage für den weiteren Ausbau und die Vernetzung der Wärmeversorgung.

Abbildung 29 zeigt die Unterteilung des Stadtgebiets in Wärmenetzgebiete (Nah- und Fernwärme) und dezentrale Versorgungsbereiche mit gebäudeweiser Versorgung.

- **Bestehende Wärmenetzgebiete**: Knieper/Grünhufe, Krankenhaus West, Dänholm (rot)
- **Geplante bzw. im Ausbau befindliche Netze**: Tribseer Vorstadt, Hafenkante/Frankenvorstadt (orange)
- **Empfohlene Erweiterung**: Altstadt (gelb)
- **Dezentrale Versorgung**: Übrige Gebiete mit Optionen für Wärmepumpen und Biomassekessel (blau)

Die Versorgung mit Biomethan ist durch die Kapazitäten der vorhandenen Biogasanlage begrenzt. Im Rahmen der KWP wird von einem verfügbaren Potenzial von rund 33 GWh/a ausgegangen, das vorrangig zur Versorgung der Wärmeerzeugungsanlagen innerhalb der leitungsgebundenen Wärmeversorgung vorgesehen ist.

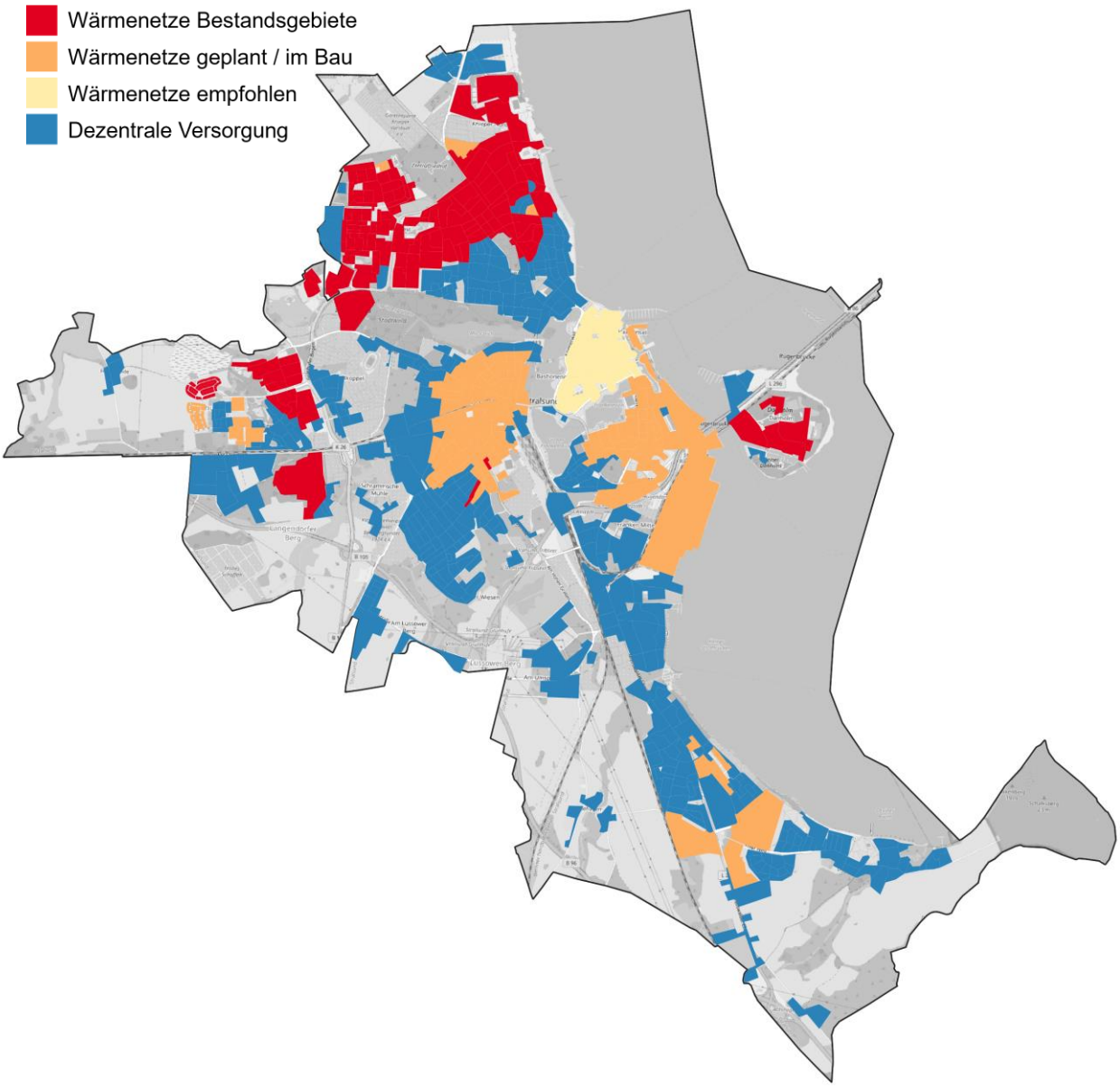


Abbildung 29: Gebiete mit leitungsgebundener und dezentraler Wärmeversorgung

4.2 Potenzial zur Bedarfsreduktion

Der Gebäudebestand in Stralsund weist insgesamt einen vergleichsweise guten energetischen Standard auf. Der Großteil der Gebäude ist den Energieeffizienzklassen A+ bis E zuzuordnen. Abbildung 30 zeigt die Verteilung der Energieeffizienzklassen für das Bezugsjahr 2023 in den bestehenden Wärmenetzgebieten und in den dezentral versorgten Bereichen.

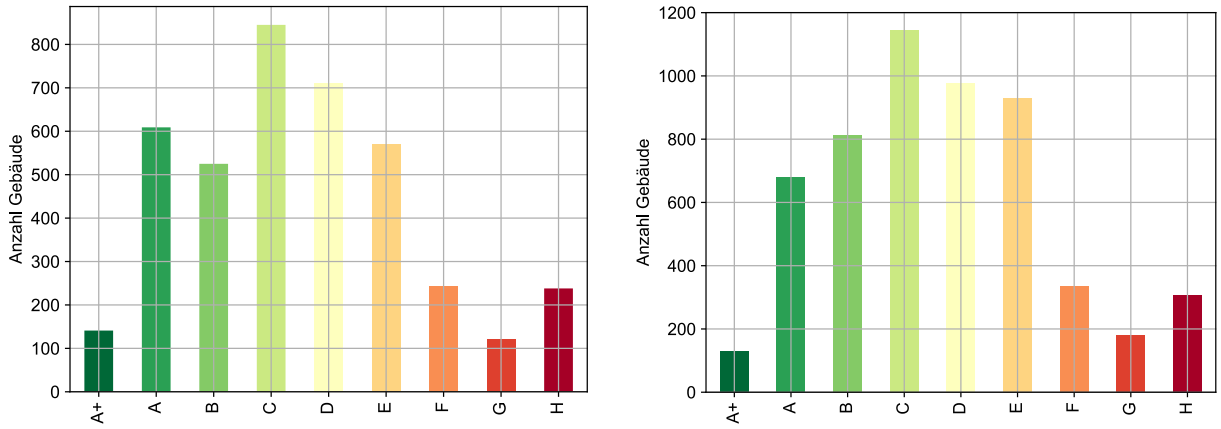


Abbildung 30: Energieeffizienzklassen der Gebäude in Stralsund im Jahre 2023 (links in den Wärmenetzgebieten, rechts in den dezentralen Gebieten)

4.2.1 Untersuchung nach zentralen und dezentralen Gebieten

Für die Analyse der Bedarfsreduktion wurde zwischen Wärmenetzgebieten und dezentral versorgten Gebieten unterschieden. Unter der Annahme, dass energetische Sanierungen in Wärmenetzgebieten wirtschaftlich weniger attraktiv sind als in dezentralen Gebieten, wurde dort eine geringere Sanierungsquote angesetzt. Ziel war es, den Einfluss unterschiedlicher Sanierungsraten auf Kosten und Einsparpotenziale zu bewerten.

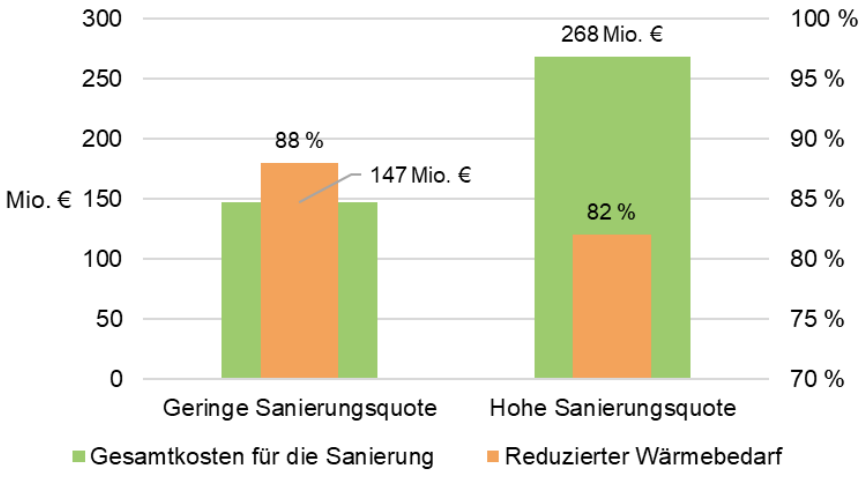


Abbildung 31: Reduzierter Wärmebedarf durch Sanierung und Klimaveränderungen im Vergleich zu den Gesamtkosten für die Sanierung

Die Ergebnisse zeigen, dass höhere Sanierungsquoten zwar zu steigenden Kosten führen, die erzielte Wärmebedarfsreduktion jedoch nicht proportional zunimmt. Bei einer geringen Sanierungsquote ergibt sich bis 2045 eine Reduktion des Wärmebedarfs durch Sanierung und Klima-

veränderung um etwa 12 %, bei einer Verdopplung der Sanierungsrate steigt die Einsparung lediglich auf rund 15 % (vgl. Abbildung 31). Der Anteil der Wärmebedarfsreduktion durch klimatische Veränderungen beträgt dabei 9 %.

Daraus lässt sich ableiten, dass überdurchschnittlich hohe Sanierungsquoten die Wärmevollkosten erhöhen, ohne einen entsprechend höheren Nutzen zu erzielen.

Für die weiteren Berechnungen wurden repräsentative Sanierungsraten angesetzt (vgl. Tabelle 9). Diese Werte entsprechen dem derzeitigen bundesweiten Trend. Neben der Bedarfsreduktion durch Gebäudesanierung wurde in der Modellierung zusätzlich ein **Klimaanpassungsfaktor** berücksichtigt.

Tabelle 9: Repräsentative Sanierungsraten in Wärmeversorgungsgebieten

Gebietstyp	Sanierungsquote	Bemerkung
Wärmenetz- und Prüfgebiete	0,5 % pro Jahr	Geringe Wirtschaftlichkeit im Netz
Dezentral wärmeversorgte Gebiete	1,0 % pro Jahr	Höheres Einsparpotenzial je Gebäude

4.2.2 Einfluss des Klimawandels auf den Wärmebedarf

Mit fortschreitender Klimaerwärmung ist langfristig ein Rückgang des Raumwärmebedarfs zu erwarten. Ein maßgeblicher Indikator dafür sind die Heizgradtage, die den witterungsabhängigen Heizbedarf beschreiben. Ein Heiztag liegt vor, wenn die Außentemperatur unter die Heizgrenztemperatur von 15 °C fällt. Zur Berechnung der Heizgradtage wird die Differenz zwischen Heizgrenztemperatur und mittlerer Außentemperatur eines Tages über das Jahr aufsummiert.

Als Datengrundlage dienen die Testreferenzjahre (TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für 2015 und 2045. Die prozentuale Änderung der Heizgradtage zwischen beiden Jahren wurde als linearer Korrekturfaktor in die Modellierung einbezogen. Daraus ergibt sich ein jährlicher Rückgang des Wärmebedarfs um rund 0,45 %.

Abbildung 32 zeigt den Effekt am Beispiel des bestehenden Wärmenetzes Knieper/Grünhufe. Besonders in den ersten Jahren ist der Sanierungseffekt ausgeprägt, da zunächst Gebäude mit hohem spezifischem Wärmebedarf modernisiert werden.

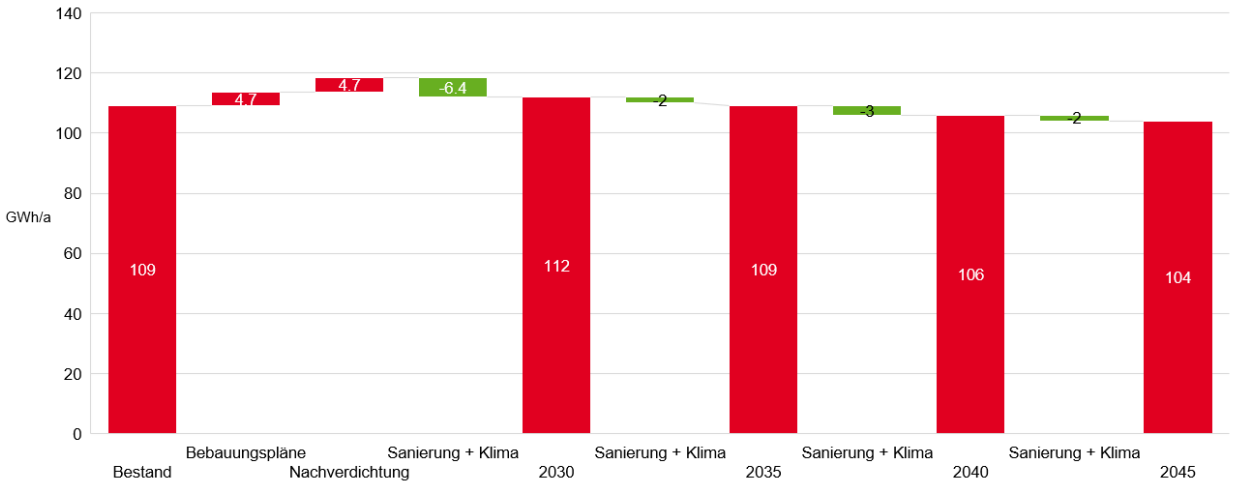


Abbildung 32: Einflussfaktoren auf die Änderung des Wärmebedarfs am Beispiel des Wärmenetzgebietes Knieper/Grünhufe.

4.2.3 Sanierungsprioritäten und Entwicklung des Wärmebedarfs

Bei der Auswahl der zu sanierenden Gebäude wurden Energieeffizienzklasse, Nutzungsart und Baualtersklasse berücksichtigt. Dabei folgt die Priorisierung dem Grundsatz, dass ältere und energetisch ineffizientere Wohngebäude vorrangig saniert werden. Industriegebäude wurden in dieser Betrachtung nicht einbezogen.

Im Bezugsjahr 2023 lag der Wärmebedarf in den zukünftigen Wärmenetzgebieten bei rund 290 GWh/a, in den dezentralen Gebieten bei 132 GWh/a – zusammen 422 GWh/a für das gesamte Stadtgebiet. Durch Sanierungen und klimatische Veränderungen sinkt der Bedarf bis 2045 auf etwa 372 GWh/a (vgl. Abbildung 33).

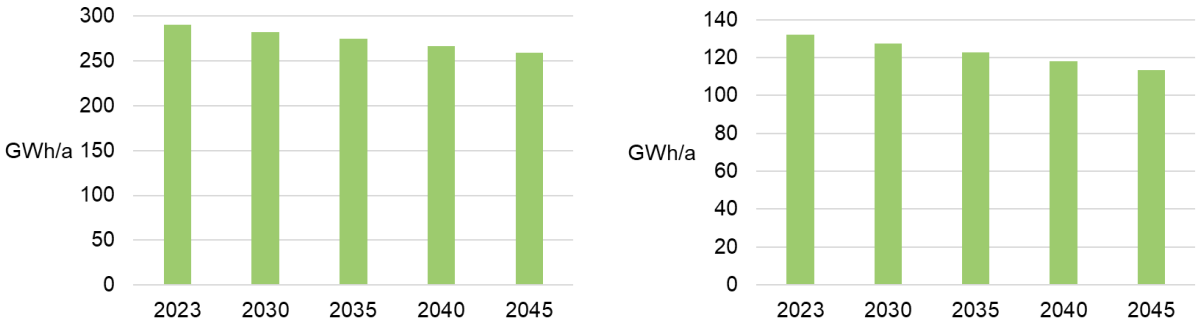


Abbildung 33: Verringerung des Wärmebedarfs durch Sanierung ohne Berücksichtigung klimatischer Effekte, links in den Wärmenetzgebieten, rechts in den dezentral wärmeversorgten Gebieten

In den Wärmenetzgebieten reduziert sich der Bedarf um rund 11 % (32 GWh/a) – bis dahin werden etwa 327 von 3 448 Gebäuden saniert sein. In den dezentralen Gebieten beträgt die Reduktion rund 14 % (18 GWh/a), was 1 200 von 6 373 Gebäuden entspricht (vgl. Abbildung 34).

Abbildung 35 veranschaulicht die räumliche Verteilung der Sanierungsgebiete über die Stützjahre hinweg – Gebiete mit früheren Stützjahren weisen dabei das größte Einsparpotenzial pro Gebäude auf.

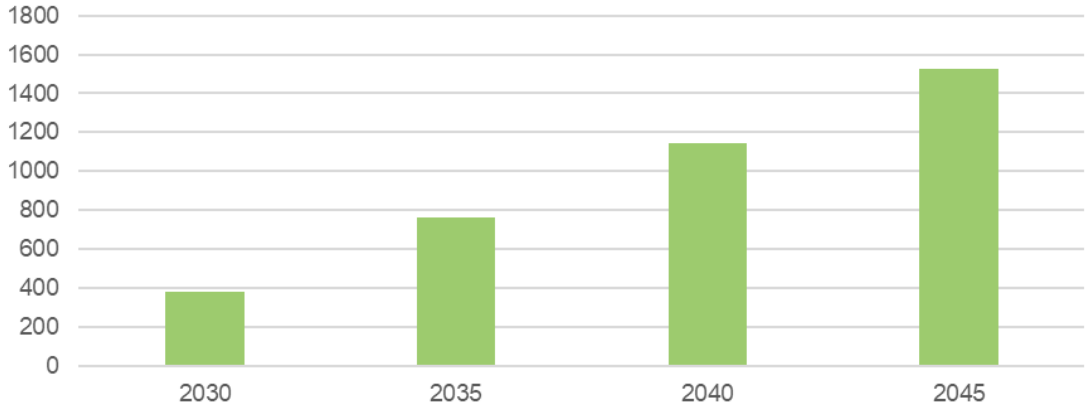


Abbildung 34: Entwicklung der Anzahl sanierter Gebäude von 2030 bis 2045

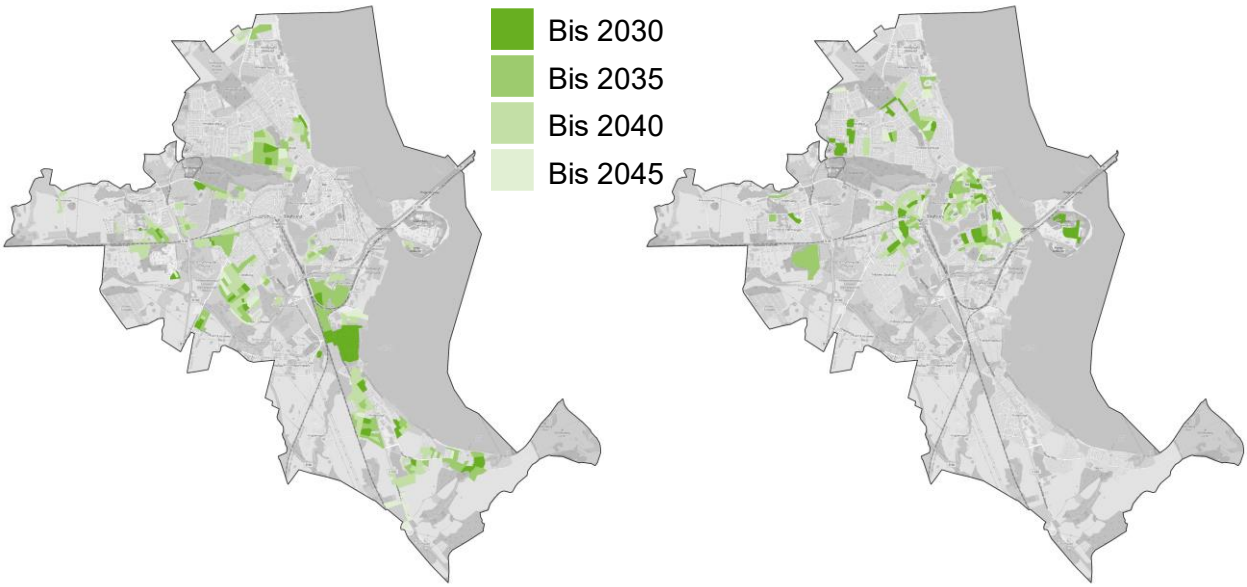


Abbildung 35: Prognostizierte Entwicklung der Gebäudesanierung und Sanierungsquote, links in Gebieten mit dezentraler Wärmeversorgung (1 %/a), rechts in Wärmenetzgebieten (0,5 %/a)

4.3 Gebiete mit leitungsgebundener Wärmeversorgung

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der Wärmenetzgebiete in Stralsund dargestellt. Die Fernwärme spielt eine Schlüsselrolle für eine nachhaltige und zukunftssichere Wärmeversorgung in dichter besiedelten Stadtbereichen.

Durch die Bündelung des Wärmebedarfs und die Anbindung ganzer Quartiere an ein gemeinsames Netz entstehen Effizienzvorteile, die den Einsatz erneuerbarer Energien und innovativer Technologien erleichtern. Die folgenden Abschnitte beschreiben die geplante Netzentwicklung, die schrittweise Erweiterung der Versorgungsgebiete sowie die Integration neuer Erzeugungsstandorte.

4.3.1 Entwicklung der Fernwärmenetze

4.3.1.1 Methodik: Optimierung der Fernwärmetrassen

Für das Zielbild der zukünftigen Wärmenetztopologie bis 2045 wurde ein großflächig verbundenes Ringnetz mit mehreren dezentralen Erzeugungsstandorten entwickelt. Dabei wurden bereits vorliegende Planungen der Stadtwerke Stralsund zu Fernwärmetrassen bereits berücksichtigt. Auf Grundlage der zuvor ermittelten Wärmebedarfsdichten wurden die Gebiete mit besonders guter Eignung für den Fernwärmeausbau detaillierter untersucht.

Unter Berücksichtigung geografischer und infrastruktureller Rahmenbedingungen lässt sich das Kernfernwärmenetz in fünf Teilgebiete gliedern:

- Bestandsnetz **Knieper/Grünhufe**
- Bestehende Inselnetz am **Krankenhaus West**
- Derzeit im Ausbau befindlichen Netze **Hafenkante/Frankenvorstadt** und **Tribseer Vorstadt**
- Potenzielles Fernwärmenetz in der **Altstadt**

Das Inselnetz **Dänholm** wird weiterhin als separates Netz außerhalb des Kerngebiets betrachtet. Hier sind in den kommenden Jahren keine größere Umbauten vorgesehen. Für den Stadtteil **Andershof** ist langfristig ein neues Nahwärmenetz denkbar, das im Rahmen der KWP nicht näher untersucht wurde. Darüber hinaus wurde das Quartier **Am Langendorfer Berg** als potenzielles Prüfgebiet für eine innere Erschließung identifiziert. Dort ergibt sich mit einer Trassenlänge von rund 6,6 km ein potenzieller Wärmebedarf von etwa 7,6 GWh/a unter der Annahme einer Anschlussquote von 100 %.

Ein möglicher Trassenverlauf für die genannten Kerngebiete wurde mithilfe einer mathematischen Optimierung ermittelt. Grundlage bildeten durchschnittliche Investitionskosten für Trassen, Hausanschlussstationen und Tiefbaumaßnahmen sowie die potenziellen Wärmeabnahmemengen. Für jeden Straßenzug wurde eine Anschlussquote von 60 % angenommen. Der Algorithmus identifiziert geeignete Straßenzüge und kombiniert sie zu einem Fernwärmenetz mit dem bestmöglichen Kosten-Nutzen-Verhältnis. Das Ergebnis dieser Optimierung ist in Abbildung 36 dargestellt.

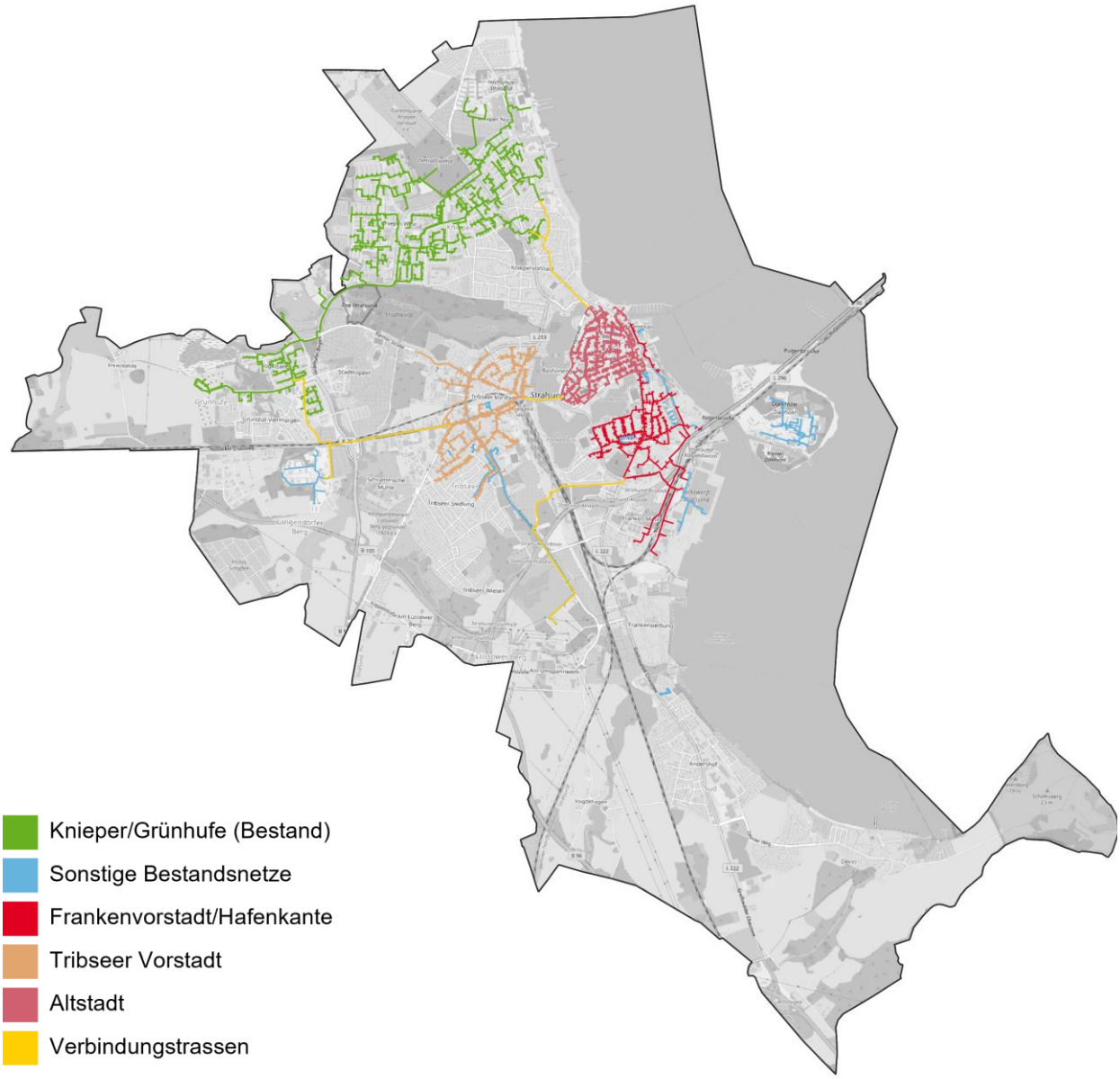


Abbildung 36: Netztopologie im Zielszenario des Endausbaus bis 2045

Das Vorgehen ermöglicht eine präzisere Einschätzung der Wärmebedarfsentwicklung in den Teilnetzgebieten sowie erste Aussagen zum Verlauf und zur Dimensionierung der Verbindungsleitungen. Die Ergebnisse stellen eine modellbasierte Erstabschätzung dar. Anpassungen im weiteren Planungsverlauf sind möglich und zu erwarten.

4.3.1.2 Netzhochlauf – Entwicklung (Erweiterung, Ausbau) der Wärmenetze

Auf Grundlage der bestehenden Wärmenetze und des Zielbildes wurde ein Ausbauplan für die Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 entwickelt (vgl. Abbildung 37). Bereits vorliegende Planungen der Stadtwerke Stralsund zu den Fernwärmetrassen flossen in die Modellierung ein. Für die Berechnungen wurde eine durchschnittliche jährliche Ausbauleistung von rund 3 km Trassenlänge (Versorgungs- und Anschlussleitungen) angenommen.

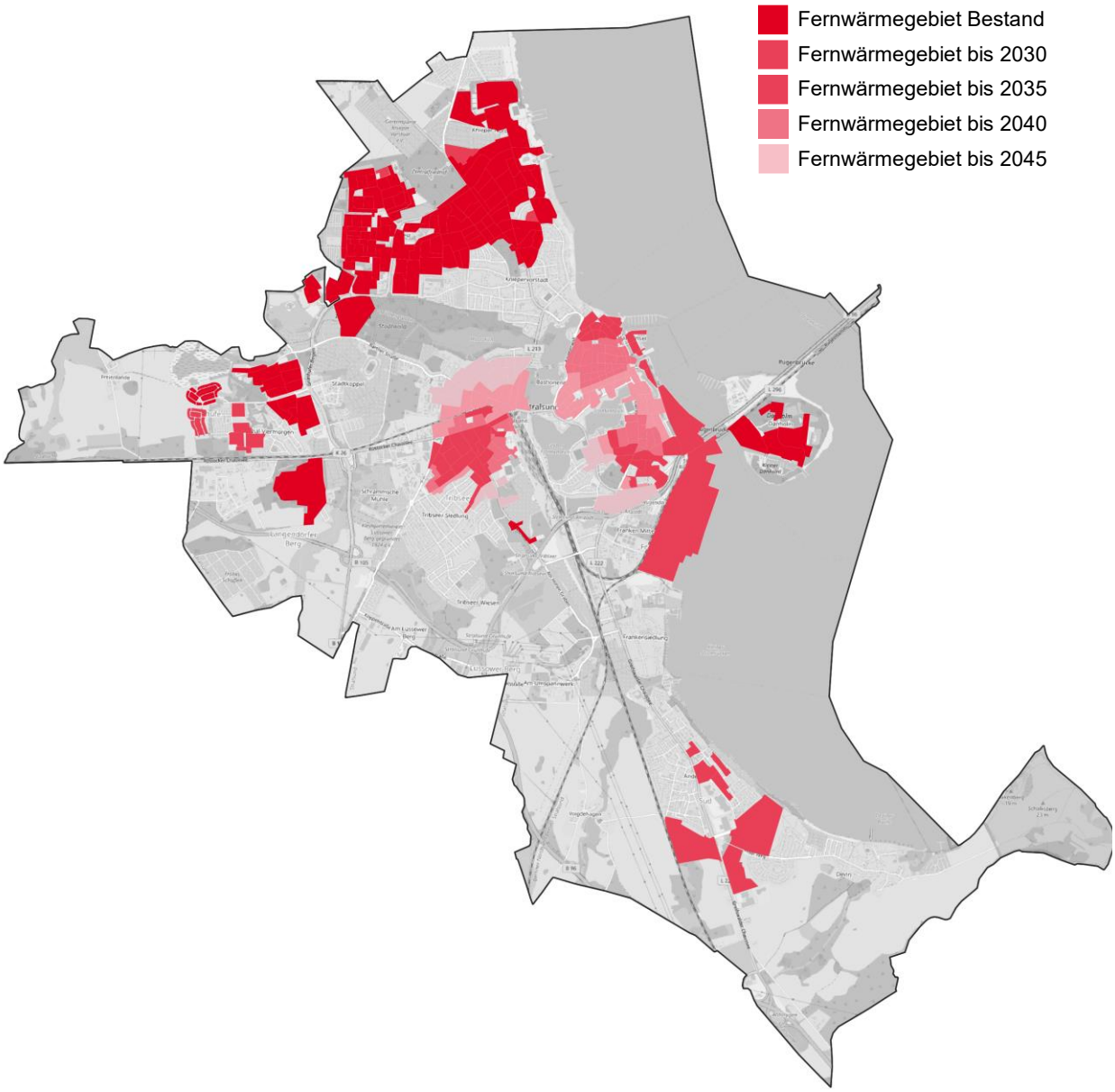


Abbildung 37: Entwicklung der Wärmenetzversorgung von heute bis 2045

Der Ausbau in der Altstadt besitzt dabei Priorität, da hier eine besonders hohe Wärmebedarfsdichte besteht und attraktive Wärmemischpreise erzielt werden können. Etwa die Hälfte der jährlich neu zu errichtenden Trassen entfällt auf dieses Gebiet. Die verbleibende Hälfte verteilt sich gleichmäßig auf die Wärmenetze Hafenkante/Frankenvorstadt und Tribseer Vorstadt, wobei innerhalb der Teilnetze vorrangig Gebiete mit hoher Wärmebedarfsdichte erschlossen werden.

Der Ausbau in den Netzen Hafenkante/Frankenvorstadt und Tribseer Vorstadt hat bereits begonnen. Bis 2030 soll das Gebiet Hafenkante weitgehend fertiggestellt sein. Das Bestandsnetz Knieper/Grünhufe wird im südlichen Teil von Grünhufe erweitert, um eine Verbindung mit dem Inselnetz Krankenhaus West herzustellen.

Für die Versorgung der Altstadt ist eine Verbindungsleitung vom bestehenden Netz Knieper/Grünhufe vorgesehen, die das Gebiet von Norden her erschließt und erste Straßenzüge anbindet. Gebäude in unmittelbarer Nähe dieser Verbindungstrasse könnten – bei technischer Eignung – an die Fernwärme angeschlossen werden, auch wenn sie nicht innerhalb eines ausgewiesenen Wärmenetzgebietes liegen.

Im Stadtteil Andershof sollen bis 2030 Neubaugebiete entstehen, die über eigenständige Nahwärmenetze versorgt werden. Voraussichtlich wird die Altstadt auch von Süden kommend bis 2030 mit dem Neuen Markt erschlossen.

Bis 2035 soll der Netzausbau in den Gebieten Altstadt, Hafenkante/Frankenvorstadt und Tribseer Vorstadt weiter voranschreiten. Eine neu zu errichtende Zuleitung vom Energiepark „Am Umspannwerk“ südlich der Tribseer Vorstadt deckt dabei den steigenden Wärmebedarf im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt.

Der Fernwärmeausbau in der Altstadt soll bis 2040 abgeschlossen sein, während die Frankenvorstadt und die Tribseer Vorstadt anschließend weiter ausgebaut werden. Gleichzeitig ist vorgesehen, die Altstadt im Süden mit der Frankenvorstadt zu verbinden und über den Tribseer Damm an die Tribseer Vorstadt anzubinden. Damit wären die bislang getrennten Wärmenetze erstmals vollständig miteinander verknüpft.

Die verbleibenden Teilabschnitte in der Hafenkante/Frankenvorstadt und Tribseer Vorstadt sollen bis 2045 fertiggestellt werden. Mit der Verbindungstrasse entlang der Rostocker Chaussee erfolgt schließlich der Ringschluss des Fernwärmenetzes. In Verbindung mit dem Abwasserbeseitigungskonzept könnte dieser Abschnitt bereits früher realisiert werden.

4.3.2 Konzepte für die Erzeugungsanlagen der zukünftigen Wärmenetze

In diesem Abschnitt werden verschiedene Konzepte für die künftige Wärmeversorgung der Hansestadt Stralsund systematisch miteinander verglichen. Neben einer ausführlich dargestellten Hauptvariante werden auch alternative Erzeugungskonzepte betrachtet, die zusätzliche Technologien – etwa die Nutzung von Abwärme aus einem Rechenzentrum (Data Center) oder die thermische Verwertung von Reststoffen – einbeziehen. Ziel ist es, die technischen und wirtschaftlichen Unterschiede dieser Varianten zu analysieren und eine fundierte Entscheidungsgrundlage für die zukünftige Ausgestaltung der zentralen Wärmeversorgung zu schaffen.

4.3.2.1 Erzeugungsoptionen für Wärmenetze

Die zentrale Wärmeversorgung in Stralsund bietet eine Vielzahl möglicher Erzeugungsstandorte und Technologien. Abbildung 38 zeigt die räumliche Verteilung der bestehenden und potenziellen Anlagen (Optionen) im Stadtgebiet.

Im Norden (Knieper/Grünhufe) werden bestehende Anlagen wie Gaskessel und Blockheizkraftwerke weiter betrieben und schrittweise auf treibhausgasneutrale Gase (THG-neutrale Gase) umgestellt. Hier befindet sich auch die Freiflächen-Solarthermieanlage, die bereits heute einen Beitrag zur erneuerbaren Wärmeversorgung leistet.

In der Tribseer Vorstadt stehen geeignete Flächen für den Einsatz von Luft-Wärmepumpen zur Verfügung, mit denen zusätzliche Umweltwärmepotenziale erschlossen werden können.

Der Standort „Energiepark Am Umspannwerk“ bietet ausreichend Platz für eine neue Energiezentrale, in der verschiedene Technologien kombiniert werden können – etwa Abwärmenutzung aus einem Rechenzentrum, Reststoffverbrennung, ein Holzheizwerk oder Geothermie. Aufgrund der Nähe zu Windkraftanlagen kann hier zudem erneuerbarer Strom direkt zur Versorgung elektrischer Erzeuger wie Wärmepumpen genutzt werden.

In der Frankenvorstadt wird Klarabwasser als Wärmequelle für eine Großwärmepumpe erschlossen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, dort Klärschlamm für die thermische Verwertung zu gewinnen. In den Hafengebieten schließlich bietet sich das Potenzial, durch Meeresthermie die Sund-Wärme mithilfe einer Großwärmepumpe für die zentrale Wärmeversorgung nutzbar zu machen.

Diese Bandbreite an Standorten und Technologien eröffnet flexible Optionen für eine nachhaltige, effiziente und zukunftsfähige Wärmeversorgung in Stralsund.

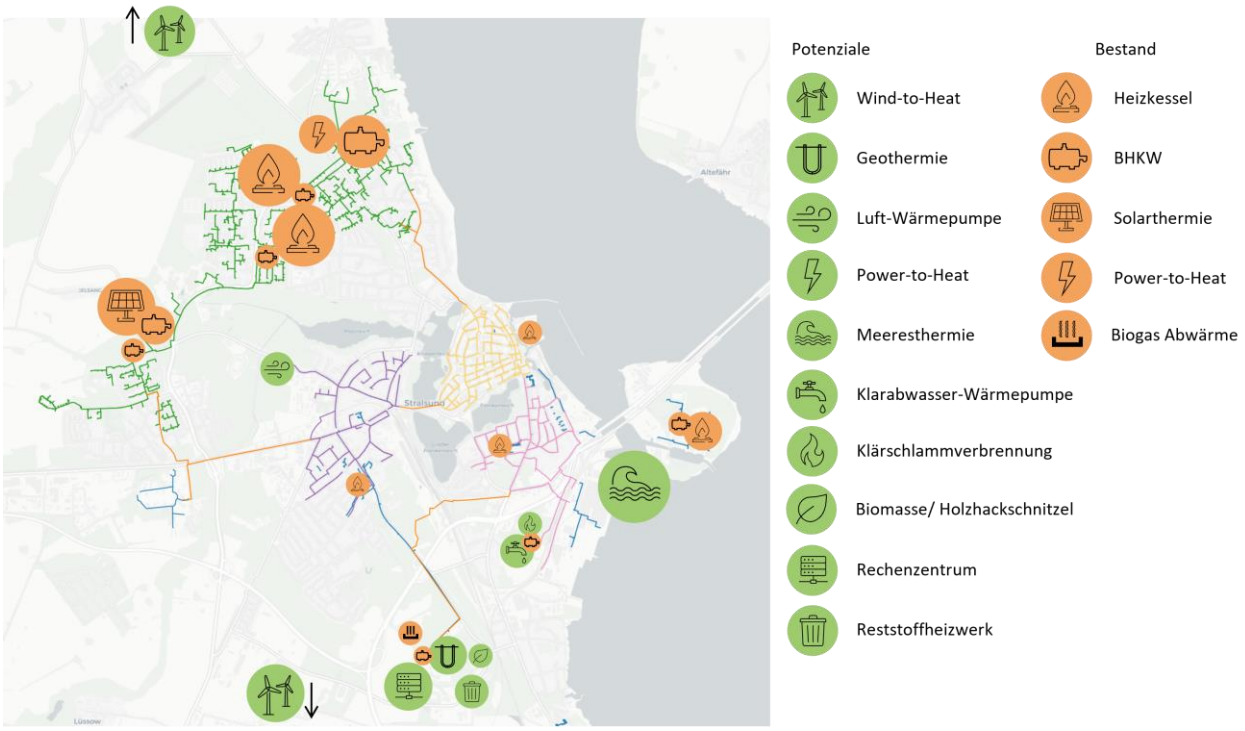


Abbildung 38: Bestehende und potenzielle Wärmeerzeugungsanlagen der Wärmenetze

4.3.2.2 Erzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien

In diesem Abschnitt werden die zentralen Technologien zur Wärmebereitstellung für das zukünftige Versorgungssystem der Hansestadt Stralsund vorgestellt. Ziel ist es, die identifizierten Potenziale aus der Potenzialanalyse (vgl. Kapitel 3, Seite 32 ff.) gezielt nutzbar zu machen und ihre Rolle im zukünftigen Energiesystem zu beschreiben.

Eine Schlüsselrolle spielen **Großwärmepumpen**. Diese Technologie kann verschiedene Umweltquellen – etwa Luft, Wasser, Erdreich oder Abwärme – nutzen, um Wärme über einen geschlossenen Kreisprozess auf das für das Wärmenetz erforderliche Temperaturniveau anzuheben. Dabei wird ein Arbeitsmedium durch Verdampfung, Kompression, Kondensation und Ent-

spannung geführt. Mit einer Kilowattstunde Strom lassen sich – je nach Quelle und Temperaturdifferenz – etwa zwei- bis dreimal so viele Kilowattstunden Wärme erzeugen (Leistungszahl bzw. COP).

Luft-Wärmepumpen bzw. Luft-Wasser-Wärmepumpen nutzen die Umgebungsluft als Energiequelle. Selbst bei niedrigen Außentemperaturen enthält die Luft noch ausreichend thermische Energie, die durch die Wärmepumpe nutzbar gemacht werden kann. Sie verfügen zur Nutzung der Wärmequelle nur über einen Wärmeübertrager, an dem Umgebungsluft mittels Gebläse vorbeigeführt wird.

Sie sind nahezu überall einsetzbar, erfordern keine aufwendige Erschließung und können schnell sowie kostengünstig installiert werden. Sie eignen sich besonders gut für Standorte, an denen andere Umweltquellen nicht in ausreichender Menge oder Qualität zur Verfügung stehen. Ein wesentlicher Nachteil ist der im Winter geringere COP, das heißt, mit der eingesetzten elektrischen Energie wird weniger Wärme aus der Umgebungsluft gewonnen als in der wärmeren Jahreszeit, jedoch nach wie vor mehr als an elektrischer Energie aufgewendet wird. Bei der Standortwahl müssen die gegebenenfalls höheren Geräuschemissionen der Anlagen berücksichtigt werden.

Klarabwasser weist ganzjährig eine relativ konstante und im Vergleich zur Umgebungsluft höhere Temperatur (durchschnittlich rund 10 °C, teilweise über 20 °C) auf. Damit kann die Wärmepumpe besonders effizient betrieben werden. Die Nutzung dieser Wärmequelle steigert die Gesamteffizienz, da weniger elektrische Energie für die erzeugte Nutzwärme benötigt wird. Ein weiterer Vorteil ist die kontinuierliche Verfügbarkeit dieser Quelle, unabhängig von Wetter und Jahreszeit.

Das **Wasser des Sundes** verfügt über eine hohe Wärmekapazität und zeigt im Jahresverlauf nur geringe Temperaturschwankungen. Dadurch steht eine sehr stabile und verlässliche Wärmequelle für Großwärmepumpen zur Verfügung. Die Nutzung von **großen offenen Gewässern** ermöglicht es, große Wärmemengen umweltfreundlich bereitzustellen, insbesondere für Standorte in Hafennähe.

Die Server eines **Rechenzentrums** erzeugen beständig **Abwärme**, die sonst ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden würde. Ein besonderer Vorteil dieser Quelle ist das vergleichsweise hohe Temperaturniveau der Abwärme (35–70 °C), das eine besonders effiziente Arbeitsweise der Wärmepumpe ermöglicht.

Zudem fällt die Abwärme wetterunabhängig und ganzjährig an, was sie zu einer verlässlichen Wärmequelle macht. Nach dem Energieeffizienzgesetz (§ 17 EnEfG) sind Rechenzentren verpflichtet, ihre Abwärme zu nutzen: Ab dem 1. Juli 2026 müssen mindestens 10 %, ab dem 1 Juli 2028 mindestens 20 % der anfallenden Abwärme verwendet werden.“

Die Nutzung der **Tiefengeothermie** erfordert die Erschließung von geothermischen Reservoiren, die in Stralsund in etwa 1 500 m Tiefe vorkommen. In diesen Schichten steht Thermalwasser mit einer Temperatur von rund 58 °C zur Verfügung (vgl. Abschnitt 3.1.3). Für eine Wärmenutzung ist daher der Einsatz einer Wärmepumpe erforderlich, da die Quelltemperatur für eine direkte Einspeisung in das Wärmenetz nicht ausreicht. Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Temperaturen des Thermalwassers ist eine Stromerzeugung mittels Wärmekraftprozess wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Für den Betrieb einer Tiefengeothermieanlage sind in der Regel zwei Bohrungen notwendig: eine Förderbohrung zur Gewinnung des Thermalwassers und eine Injektionsbohrung zur Rückführung des abgekühlten Wassers in das tiefe Aquifersystem. Der Betrieb erfordert zudem leistungsstarke Pumpen, deren Strombedarf aufgrund der geringen Permeabilität der geologischen Schichten vergleichsweise hoch ausfallen kann. Während der Errichtung der Bohrungen entsteht Bohrgut und Aushubmaterial, das fachgerecht entsorgt werden muss.

Das Konzept **Wind-to-Heat** nutzt Strom aus Windenergieanlagen mittels Direktleitung zur Wärmeerzeugung – entweder durch den Betrieb von Großwärmepumpen oder durch Elektrokessel. So kann erneuerbarer Überschussstrom effizient vor Ort genutzt werden. Aufgrund der natürlichen Schwankungen der Windenergie ist die Kombination mit Wärmespeichern oder flexiblen Erzeugern erforderlich, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Biomassekessel sind automatisierte Großkessel mit Brennstofflager, Feuerung, Wärmetauscher, Abgas- und Aschebehandlung sowie moderner Steuerungs- und Regeltechnik.

Die Holzhackschnitzel stammen vorzugsweise aus der Region, wodurch lange Transportwege vermieden und die lokale Wertschöpfung gestärkt werden. Im Kessel werden die Holzhackschnitzel verbrannt. Die dabei entstehende Wärme wird über einen Wärmetauscher in das Fernwärmenetz eingespeist.

Die Nutzung von Holzhackschnitzeln als erneuerbarer Energieträger trägt zur Reduktion fossiler Brennstoffe und zur Senkung der THG-Emissionen bei. Biomassekessel bieten zudem eine hohe Versorgungssicherheit, da sie unabhängig von Wetterbedingungen und Tageszeiten betrieben werden können. Zusätzlich kann der Brennstoff als saisonaler Speicher betrachtet werden. Durch den Einsatz regionaler Ressourcen wird außerdem die nachhaltige Bewirtschaftung lokaler Wälder gefördert.

Gemäß den aktuellen BEW-Vorgaben darf der Anteil von Biomasse an der Wärmebereitstellung in großen Fernwärmenetzen maximal 15 % betragen. Diese Begrenzung stellt sicher, dass Biomasse nachhaltig eingesetzt wird und der Ausbau anderer erneuerbarer Erzeugungstechnologien weiter forciert wird.

Bei der **thermischen Reststoffverwertung** werden nicht mehr stofflich verwertbare Abfälle – wie Hausmüll, Gewerbeabfälle oder Klärschlamm – in einer speziell dafür ausgelegten Anlage kontrolliert verbrannt. Das energetische Potential für Stralsund wurde in Abschnitt 3.2.3 erläutert.

Meist kommen Rost- oder Wirbelschichtfeuerungen mit Verbrennungstemperaturen von 850 °C bis über 1 000 °C zum Einsatz. Je nach Zusammensetzung und Heizwert der Reststoffe kann eine zusätzliche Stützfeuerung notwendig sein, um die geforderten Temperaturen und eine stabile Verbrennung sicherzustellen. Die dabei entstehende Wärme wird über einen Wärmetauscher direkt in das Fernwärmenetz eingespeist.

4.3.2.3 Variantenentwicklung

Auf Grundlage der in Abschnitt 4.3.2.1 beschriebenen Erzeugungsoptionen wurden mehrere Versorgungsszenarien definiert und simulativ untersucht. Eine dieser Varianten wurde als **Referenzvariante** ausgewählt. Sie verfolgt das Ziel eines hohen Autonomiegrades und kann durch die Hansestadt Stralsund sowie lokale Unternehmen direkt beeinflusst werden. Andere Szenarien setzen hingegen auf die Beteiligung externer Großinvestoren, beispielsweise für den Betrieb eines Rechenzentrums.

Die Simulationen dienten der Optimierung der Erzeugerleistungen, der Analyse der Wechselwirkungen innerhalb des Gesamtsystems und der Ermittlung der jährlichen Wärmeerzeugungsmengen. Auf dieser Basis erfolgte eine wirtschaftliche Bewertung unter Berücksichtigung von Investitions-, Betriebs- und Energiekosten, um indikative Wärmegestehungskosten (Levelized Cost of Heat, LCOH) abzuleiten. Damit wird eine transparente Grundlage für die Detailbeschreibung der Referenzvariante und den Vergleich mit weiteren Szenarien geschaffen.

Tabelle 10 zeigt die maximal möglichen Leistungen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Das tatsächlich anschließbare Potenzial hängt unter anderem von der verfügbaren Fläche (zum Beispiel bei Großwärmepumpen) und der verfügbaren elektrischen Leistung (zum Beispiel Windstrom) ab.

Tabelle 10: Übersicht der maximal möglichen Erzeugerleistung der erneuerbaren Erzeuger

Anlagen	Maximal mögliche Anschlussleistung [MW]
Meeresthermie-Wärmepumpe	30
Holzheizwerk	10
Abwärme Rechenzentrum (Wärmepumpe)	12
Reststoffverwertung	4
Wind-to-heat (Kessel)	16
Wind-to-heat (Wärmpumpe)	20
Luft-Wasser-Wärmepumpe	4

Die tatsächlich installierbaren Leistungen ergeben sich aus der energiewirtschaftlichen Simulation. Die Leistungswerte der Sund-Wärmepumpe und der Rechenzentrums-Wärmepumpe wurden dabei begrenzt. Bei einem vollständigen Ausbau eines großen Rechenzentrums könnte der gesamte Wärmebedarf theoretisch vollständig über dessen Abwärme gedeckt werden.

4.3.2.4 Erzeugerparkvarianten – Referenzvariante

Für die Versorgung der Wärmenetze Stralsunds mit Wärme aus erneuerbaren Energien gibt es nicht nur eine mögliche Kombination aus Wärmeerzeugungsanlagen. Alle genannten Anlagenarten sind technisch geeignet, jedoch erfordern sowohl wirtschaftliche und weitere Aspekte eine tiefere Untersuchung und eine Entwicklung von mehreren Varianten.

In der hier beschriebenen Referenzvariante für die zukünftige Wärmeversorgung in Stralsund sind die Erzeugungsanlagen räumlich über das gesamte Stadtgebiet verteilt, um die unterschiedlichen Potenziale optimal zu nutzen.

Im Wärmenetzgebiet Knieper/Grünhufe werden viele bestehende Heizkessel und Blockheizkraftwerke (BHKW) auf den Betrieb mit grünen Gasen umgestellt. Der Einsatz von klimafreundlichem Biogas oder synthetischem Methan ermöglicht es, die THG-Emissionen im Bestand deutlich zu senken und fossile Energieträger Schritt für Schritt abzulösen.

Bereits heute trägt eine Freiflächen-Solarthermieanlage maßgeblich zur nachhaltigen Wärmeversorgung bei. Besonders in den sonnenreichen Monaten kann so ein erheblicher Teil des Bedarfs durch erneuerbare Energie gedeckt werden. Ergänzt wird das System durch verschiedene Großwärmepumpen, die an unterschiedlichen Standorten installiert sind und verschiedene Umweltquellen erschließen – beispielsweise die geplante Klarabwasser-Wärmepumpe in der Frankenvorstadt.

Ein zentraler Baustein ist die große Energiezentrale am Umspannwerk im Süden der Stadt. Hier wird in der Referenzvariante erneuerbarer Strom aus Windkraft effizient genutzt, um Wärme zu erzeugen und in Speichern (rund 100 MWh) zwischenzulagern. Der Windstrom wird mit Großwärmepumpen, die Luft als Wärmequellen nutzen, in Wärme umgewandelt. So kann flexibel auf Nachfrageschwankungen reagiert und der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmenetz weiter gesteigert werden. Wird der aus den Windkraftanlagen produzierte Strom ausschließlich für die Erzeugung von Wärme verwendet, entfallen bestimmte Entgelte auf die Stromtrasse (Direktleitung).

Das Versorgungskonzept wird durch das Holzheizwerk ergänzt, das mit regionalen Holzhackschnitzeln betrieben wird und insbesondere zur Deckung der Mittellast beiträgt. Die Nutzung regionaler Ressourcen stärkt nicht nur die lokale Wertschöpfung, sondern trägt auch zu einer nachhaltigen Bewirtschaftung und zum Klimaschutz bei.

Darüber hinaus ist die Integration einer thermischen Reststoffverwertung vorgesehen. Hier werden nicht mehr stofflich verwertbare Abfälle genutzt, um zusätzliche Wärme bereitzustellen. So wird das Potenzial lokaler Reststoffe ausgeschöpft und die Versorgungssicherheit weiter erhöht.

Insgesamt steht die Referenzvariante für ein zukunftsfähiges, klimafreundliches und flexibles Wärmesystem, das eine breite Palette erneuerbarer und nachhaltiger Quellen intelligent miteinander verknüpft. Stralsund wird damit in die Lage versetzt, die Wärmeversorgung zuverlässig und umweltgerecht zu gestalten und die Energiewende auf lokaler Ebene konsequent voranzutreiben.

Nach Festlegung des Konzepts für die Referenzvariante wurde diese detailliert auf ihre Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht. Im Rahmen dieser Analyse wurde das Gesamtsystem auf Basis einer mathematischen Optimierung abgebildet. Ziel war es, für jede Stunde des Jahres das jeweils optimale Zusammenspiel der verschiedenen Erzeugungsanlagen zu bestimmen und so einen möglichst effizienten und kostengünstigen Betrieb sicherzustellen.

Die Optimierung berücksichtigte dabei alle relevanten technischen Randbedingungen, wie die Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen, die schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien sowie die unterschiedlichen Kostenstrukturen der Erzeuger. Auf diese Weise konnte ein realitätsnahes Betriebsverhalten simuliert und die Rolle der einzelnen Technologien im Gesamtsystem quantifiziert werden.

In Tabelle 11 ist eine Übersicht der in der Optimierung verwendeten Parameter der Wärmepumpen zusammengefasst. Die Quelltemperaturen sowie die zugehörigen COP-Werte liegen als stündlich aufgelöste Zeitreihen vor. Die Datengrundlagen für die Lufttemperatur, die Temperatur am Kläranlagenabfluss und die Ostseetemperatur basieren auf Messwerten. Infolge der zeitlichen Variabilität der Quellen variiert der COP entsprechend. Eine Ausnahme stellt die Wärmepumpe des Rechenzentrums dar, für die eine konstante Quelltemperatur angenommen wurde.

Tabelle 11: Übersicht der in der Simulation verwendeten Parameter für die Wärmepumpen

Anlagen	**Quelltemperatur [°C]**	**COP/JAZ [–]**
Luft-Wasser-Wärmepumpe	-9–32 variabel	1,8–3,1
Klarabwasser-Wärmepumpe	9–22 (variabel)	2–2,8
Meeresthermie-Wärmepumpe	1–21 (variabel)	1,5–2,1
Abwärme Rechenzentrum (Wärmepumpe)	35 (konstant)	3,6 (konstant)

Abbildung 39 zeigt in einer sogenannten Jahresdauerlinie für jede Stunde des Jahres die Höhe der erzeugten Wärmeleistung, geordnet nach absteigender Wärmelast des Wärmenetzes. Dadurch wird deutlich, wie sich die Auslastung der verschiedenen Erzeugungsanlagen über das Jahr verteilt und welche Technologien zu welchen Zeiten besonders stark zum Gesamtsystem beitragen.

Die Grundlast wird überwiegend durch Anlagen gedeckt, die kontinuierlich und effizient betrieben werden können. Hierzu zählen insbesondere die direkt aus Windstrom versorgte Luft-Wärmepumpe, die Klarabwasser-Wärmepumpe sowie die Freiflächen-Solarthermieanlage, die vor allem in den Sommermonaten einen wesentlichen Beitrag leistet.

Im Bereich der Mittellast kommen das Holzheizwerk, Reststoffverwertung und die Luft-Wärmepumpe in der Tribseer Vorstadt zum Einsatz. Diese Anlagen ergänzen die Grundlast und reagieren flexibel auf steigenden Wärmebedarf, etwa in der Übergangszeit oder bei schwankender Einspeisung erneuerbarer Energien.

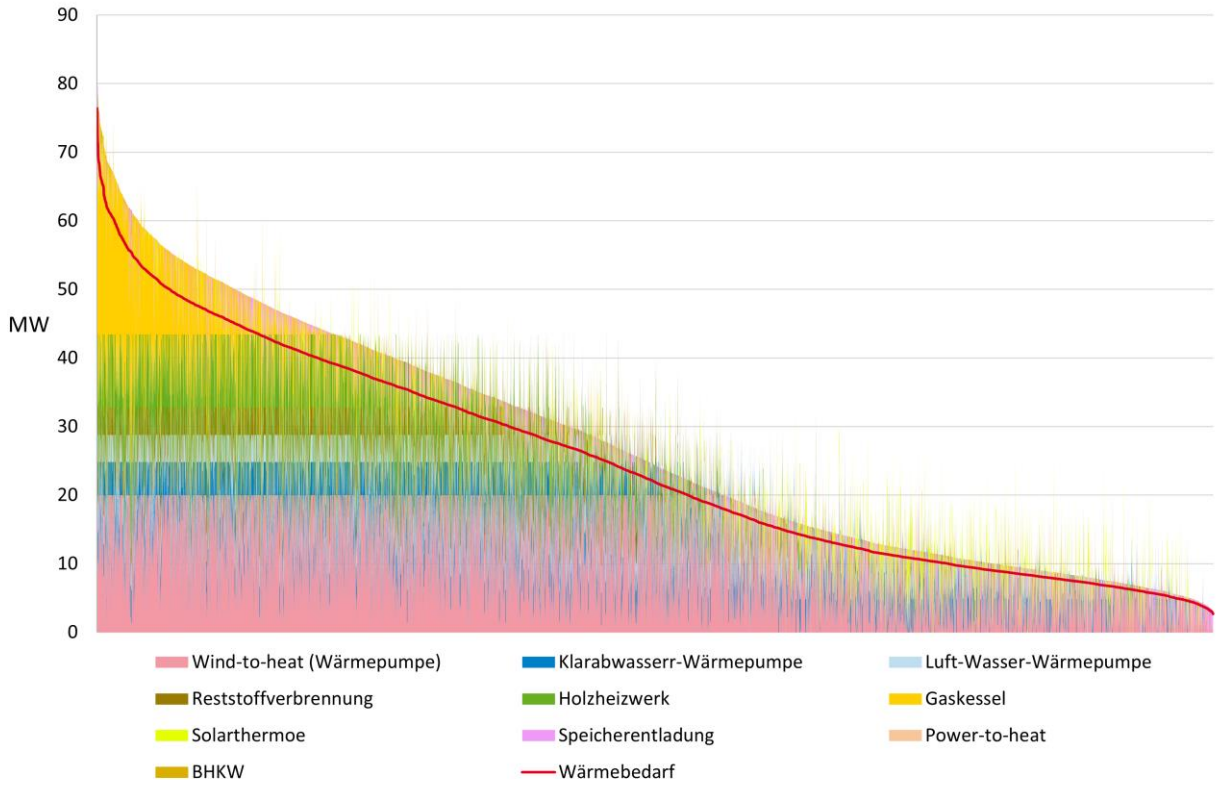


Abbildung 39: Jahresdauerlinie der Wärmelast und der Wärmebedarfsdeckung in der Referenzvariante. In jeder Stunde des Jahres wird die Wärmelast des Netzes durch die Summe der aktiven Wärmeerzeuger gedeckt. Die Fläche oberhalb der roten Kurve zeigt den zusätzlichen Aufwand zur Deckung von Netz- und Erzeugungsverlusten. Die Jahresdauerlinie ist absteigend nach der stündlichen Wärmelast sortiert. Da ähnliche Lasten zeitlich nicht unmittelbar aufeinander folgen, erscheint die Darstellung unregelmäßig gestaffelt.

Die Spitzenlast, die nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt, wird durch verschiedene Kesselanlagen abgedeckt. Dazu zählen insbesondere die Gaskessel, PtH-Anlagen und Elektrokessel, die ebenfalls mit Windstrom betrieben werden können. Diese Anlagen werden gezielt eingesetzt, um kurzfristige Bedarfsspitzen zuverlässig und flexibel zu decken.

Insgesamt zeigt die Jahresdauerlinie in Abbildung 39, dass das Zusammenspiel der verschiedenen Technologien eine sichere, effiziente und nachhaltige Wärmeversorgung über das gesamte Jahr hinweg ermöglicht.

Die Auswertung der Anteile der einzelnen Erzeugungsanlagen an der gesamten Wärmebereitstellung (vgl. Abbildung 40) unterstreicht die zentrale Rolle der Wärmepumpentechnologie im zukünftigen Versorgungskonzept. Mit einem Anteil von 59 % liefern die verschiedenen Wärmepumpen aus Umweltwärme und erneuerbarem Strom den größten Beitrag zur Wärmeversorgung.

Das Holzheizwerk und die Reststoffverwertung tragen mit 23 % zur Grund- und Mittellast bei und sorgen durch die Nutzung regionaler Holzhackschnitzel und Reststoffen für Versorgungssicherheit und eine nachhaltige lokale Wertschöpfung. PtH-Anlagen ergänzen das System flexibel mit 3 % der Wärme aus Netzstrom. Die Freiflächen-Solarthermieanlage steuert vor allem in den Sommermonaten etwa 5 % zur Gesamtwärme bei.

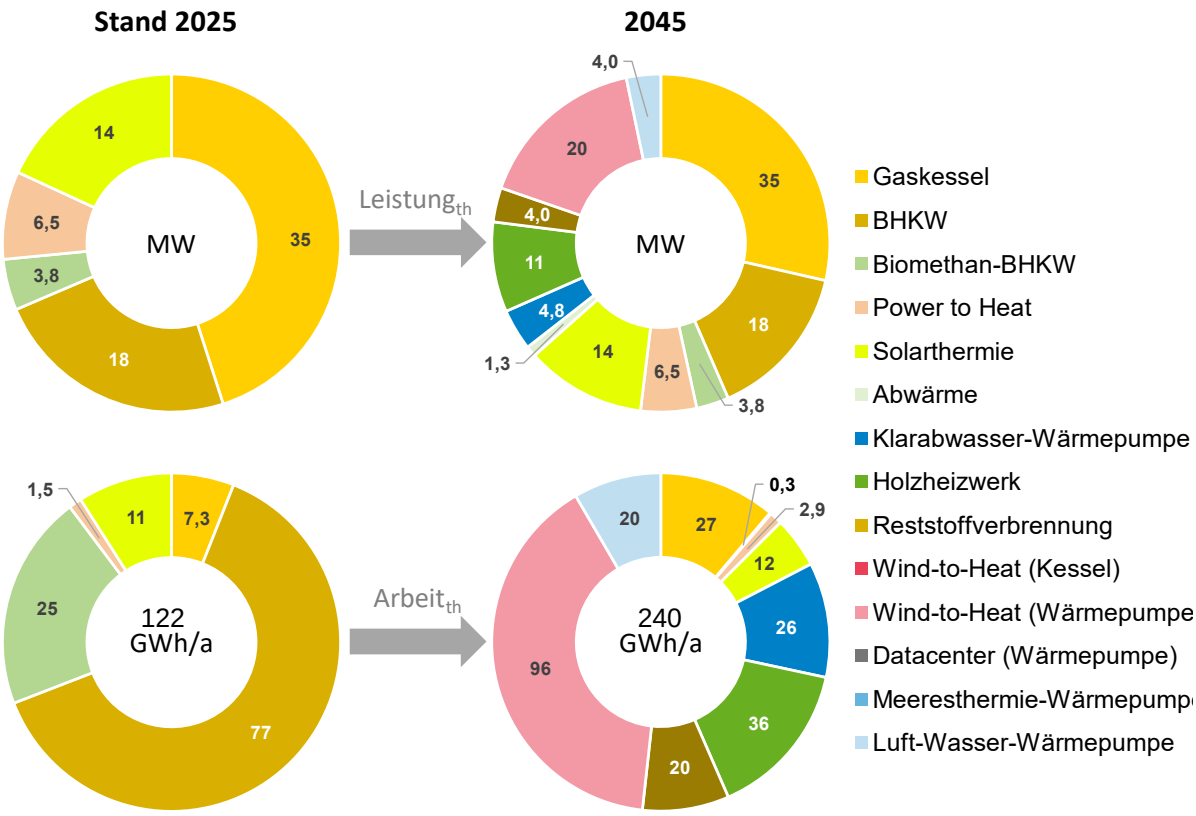


Abbildung 40: Anteile der Wärmeerzeuger an der Gesamterzeugung in der Referenzvariante, oben an der insgesamt installierten Leistung, unten an der Wärmearbeit

THG-neutrale Gase – eingesetzt in Gaskesseln und Blockheizkraftwerken – machen noch 11 % der Wärmeerzeugung aus. Sie kommen vor allem in Zeiten hoher Nachfrage oder bei geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien zum Einsatz. Insgesamt zeigt die Verteilung der Anteile, dass die zukünftige Wärmeversorgung in Stralsund auf einer breiten, erneuerbaren Basis steht, die Versorgungssicherheit gewährleistet und einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leistet. Eine wesentliche Erkenntnis ist, dass BHKW-Anlagen ohne Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) keine wesentliche Rolle mehr einnehmen werden. Dies ist selbstverständlich sehr von der Entwicklung der Strompreise abhängig.

4.3.2.5 Andere mögliche Varianten

Neben der Referenzvariante wurden im Rahmen der Untersuchung verschiedene weitere Versorgungskonzepte simulativ betrachtet. Ziel war es, den Einfluss unterschiedlicher Erzeugerkombinationen auf die Auslegung und den Betrieb des Wärmenetzes zu analysieren. Die betrachteten Varianten unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der eingesetzten Technologien und ihrer jeweiligen installierten Leistung.

Zunächst bleiben in allen untersuchten Varianten die bestehenden und in Planung befindlichen Erzeugungsanlagen ein zentraler Bestandteil des Versorgungssystems. Dazu zählen Heizkessel, Blockheizkraftwerke, PtH-Anlage, die Freiflächen-Solarthermie, die Klarabwasser-Wärmepumpe sowie die Nutzung von Abwärme aus Biogas und Klärgas. Die installierten Leistungen dieser Bestandsanlagen sind in Tabelle 12 dargestellt. Die Bestandsanlagen können weiterhin genutzt werden – heutige Erdgaskessel und -BHKW ab 2045 mit THG-neutralen Gasen. Der Anteil dieser Anlagen an der jährlichen Wärmeerzeugung wird jedoch im Zieljahr geringer sein als heute (vgl. Abbildung 40).

Tabelle 12: Bestehende und geplante Wärmeerzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen	Installierte thermische Leistung [MW]
Heizkessel	34,8
BHKW	21,9
Power-to-heat	6,5
Solarthermie	14,0
Abwärme Biogas- + Klärgas-BHKW	0,65 + 0,6
Klarabwasser-Wärmepumpe	4,8

Aufbauend auf diesem Bestand wurden verschiedene neue Versorgungskonzepte in Simulationen untersucht. Ziel war es, den Einfluss unterschiedlicher Kombinationen von Erzeugern auf das Gesamtsystem zu analysieren. Die Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der eingesetzten Technologien und der installierten Leistungen Wärmeerzeuger.

Die untersuchten Varianten umfassen verschiedene Kombinationen aus Meeresthermie, Holzheizwerk, Wärmepumpe des Rechenzentrums[42], thermischer Reststoffverwertung sowie Wind-to-Heat-Anlagen (Elektrokessel und/oder Wärmepumpe). Ergänzt werden diese durch Luft-Wasser-Wärmepumpen und große Wärmespeicher. Die installierten Leistungen der jeweiligen Erzeuger wurden mithilfe detaillierter Simulationen ermittelt und sind in Tabelle 13 zusammengefasst. So wird deutlich, wie sich unterschiedliche Erzeugermixe auf die Systemarchitektur und die erforderlichen Kapazitäten auswirken.

Im Ergebnis enthält keine der Varianten Tiefengeothermie, da ihr Einsatz aufgrund des hohen Strombedarfs für die Förderung des Thermalwassers und den Wärmepumpenbetrieb sowie der sehr hohen Investitionskosten und schwer kalkulierbaren Risiken derzeit nicht wirtschaftlich ist.

Tabelle 13: Erzeugerparkvarianten für die Zielszenarien 2045. Zur Deckung einer Spitzenlast von 75 MW wurden fünf Varianten untersucht, die sich in Zusammensetzung und installierter Leistung der Erzeugungsanlagen unterscheiden. Für alle Varianten wurden thermische Speicher von mindestens 100 MWh angenommen.

Anlagen	Variante 1 [MW]	Variante 2 [MW]	Variante 3 [MW]	Variante 4 (Referenz) [MW]	Variante 5 [MW]
Holzheizwerk	–	–	–	10,5	–
Reststoffverbrennung	4	4	4	4	–
Wind-to-heat (Kessel)	8,7	–	2,4	–	8,7
Wind-to-heat (Wärmepumpe)	–	12	11	20	12
Abwärme Rechenzentrum (Wärmepumpe)	12	12	12	–	–
Meeresthermie-Wärmepumpe	–	–	–	–	7
Luft-Wasser-Wärmepumpe	4	4	4	4	4

[42] Das Rechenzentrum wurde in der zugrunde gelegten Erzeugerplanung mit einer eher geringen Leistung berücksichtigt. Bei einer Umsetzung der Zielplanung eines Investors wäre jedoch eine deutlich höhere Leistung möglich, wodurch andere potenzielle Erzeuger verdrängt werden könnten.

4.3.2.6 Variantenvergleich

Für einen fundierten Vergleich der untersuchten Versorgungskonzepte wurden sämtliche relevanten Kostenbestandteile systematisch erfasst und ausgewertet. Im Mittelpunkt des Variantenvergleichs stehen die Investitionskosten, die jährlichen Betriebskosten sowie die laufenden Energiekosten jeder betrachteten Variante.

Die Investitionskosten umfassen sämtliche Aufwendungen für die Errichtung der Erzeugungsanlagen sowie für den Ausbau und die Anpassung des Wärmenetzes. Zur besseren Nachvollziehbarkeit werden diese Investitionen getrennt nach den Bereichen „Erzeuger“ und „Netz“ ausgewiesen. Bei der Bewertung der Investitionen wurde zudem eine Investitionskostenförderung in Höhe von 40 % gemäß den BEW-Vorgaben berücksichtigt.

Die Betriebskosten setzen sich hauptsächlich aus den Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der technischen Anlagen zusammen. Diese Kosten fallen jährlich an und sind für einen langfristig wirtschaftlichen Anlagenbetrieb von zentraler Bedeutung.

Die Energiekosten gliedern sich in mehrere Komponenten: Zum einen werden die Stromkosten für den Betrieb elektrisch betriebener Anlagen (insbesondere Wärmepumpen und PtH) erfasst. Zum anderen werden die Brennstoffkosten für grüne Gase und Holz (Holzhackschnitzel) ausgewiesen. In Varianten mit Abwärmenutzung – etwa durch die Integration eines Rechenzentrums – werden zudem Wärmekosten unter Berücksichtigung der Nutzung der industrieller Abwärme einbezogen.

Es ist zu beachten, dass insbesondere die unterstellten Energiekosten stark von Änderungen betroffen sein können. Die Energiepreiskrise der vergangenen Jahre hat dies eindrücklich gezeigt.

Die Abbildungen 41 und 42 zeigen zunächst die aufgeschlüsselten Investitionskosten für die jeweiligen Varianten sowie die jährlichen Gesamtkosten, die sich aus Betrieb und Energieeinsatz ergeben. So wird ein transparenter Kostenvergleich zwischen den unterschiedlichen Versorgungskonzepten ermöglicht.

Die Auswertung der Investitions- und Energiekosten zeigt, dass alle untersuchten Varianten ein vergleichbares Investitionsniveau für den Netzausbau aufweisen, da die Netzinvestitionen mit rund 100 Mio. € in allen Fällen konstant bleiben. Unterschiede ergeben sich bei den Investitionen in die Erzeugungsanlagen selbst: Während die Variante 5 mit rund 66 Mio. € die höchsten Erzeugerinvestitionen erfordert, liegen die anderen Varianten zwischen etwa 39 Mio. € und 56 Mio. €. Durch die angesetzte Investitionsförderung nach BEW reduziert sich der Eigenanteil an den Investitionen in allen Varianten deutlich.

Besonders aussagekräftig ist der Vergleich der Wärmegestehungskosten: Die Wärmegestehungskosten (LCOH) fassen Investition, Betrieb und Energieeinsatz in einer Kennzahl zusammen; die Referenzvariante ist auf 100 % normiert. Unter den untersuchten Konzepten weist Variante 3 mit 95 % den niedrigsten LCOH auf, während Variante 4 mit 108 % am höchsten liegt.

Variante 3 kombiniert einen hohen Anteil effizienter, strombasierter Wärmepumpentechnologien mit planbaren Wärmebeiträgen: 12 MW Abwärme vom Rechenzentrum werden über eine Wärmepumpe auf Netztemperatur gebracht, hinzu kommen 11 MW Wind-to-Heat als Wärmepumpe sowie 4 MW aus Luft-Wasser-Wärmepumpe(n). Die direktelektrische Erzeugung mittels Elektrokessel bleibt mit 2,4 MW bewusst klein. Ergänzend liefert die thermische Reststoffverwertung 4 MW als kontinuierliche, wetterunabhängige Wärmequelle (direkte Wärmeerzeugung, keine Wärmepumpe erforderlich). Das Zusammenspiel aus hoher Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen, stabilen Abwärmebezügen und begrenztem Einsatz von Elektrokesseln senkt die variablen Kosten und hält die Gesamtkosten pro Wärmeeinheit niedrig.

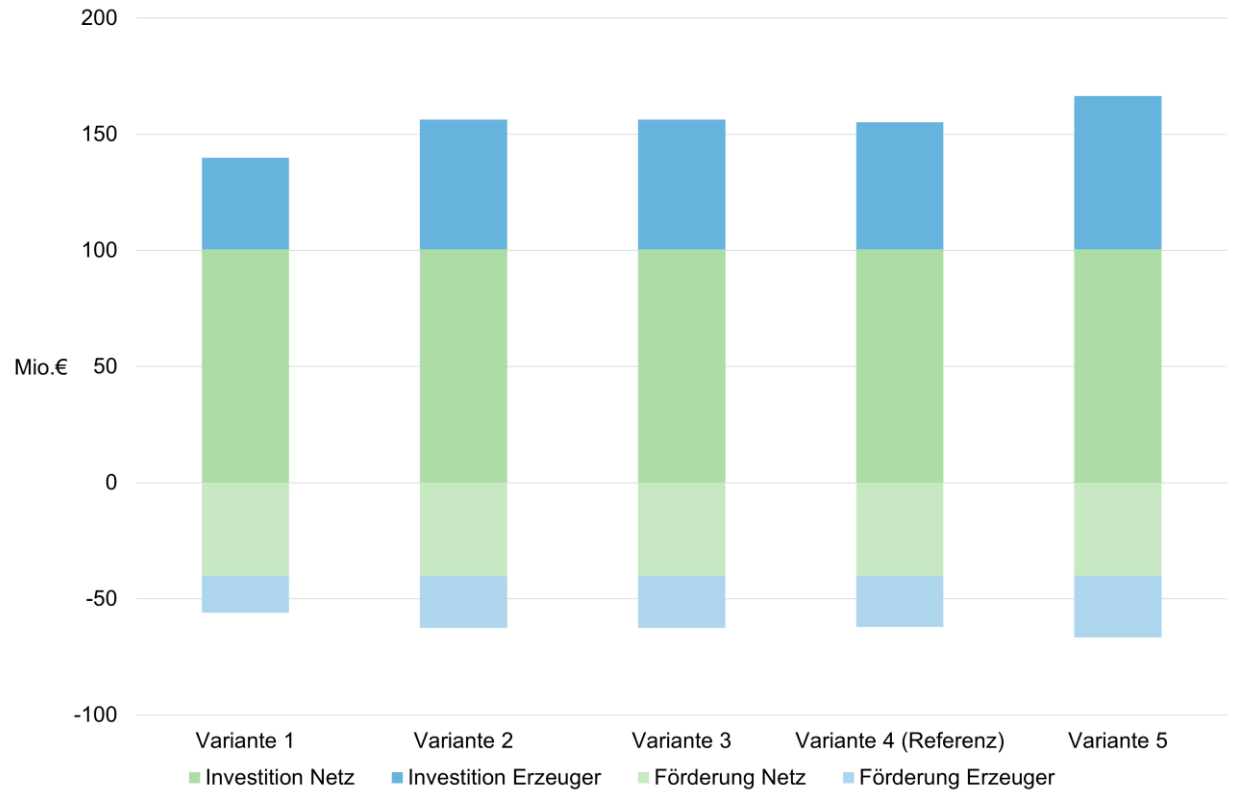


Abbildung 41: Investitionskosten für alle Erzeugerparkvarianten in der Fernwärmeversorgung

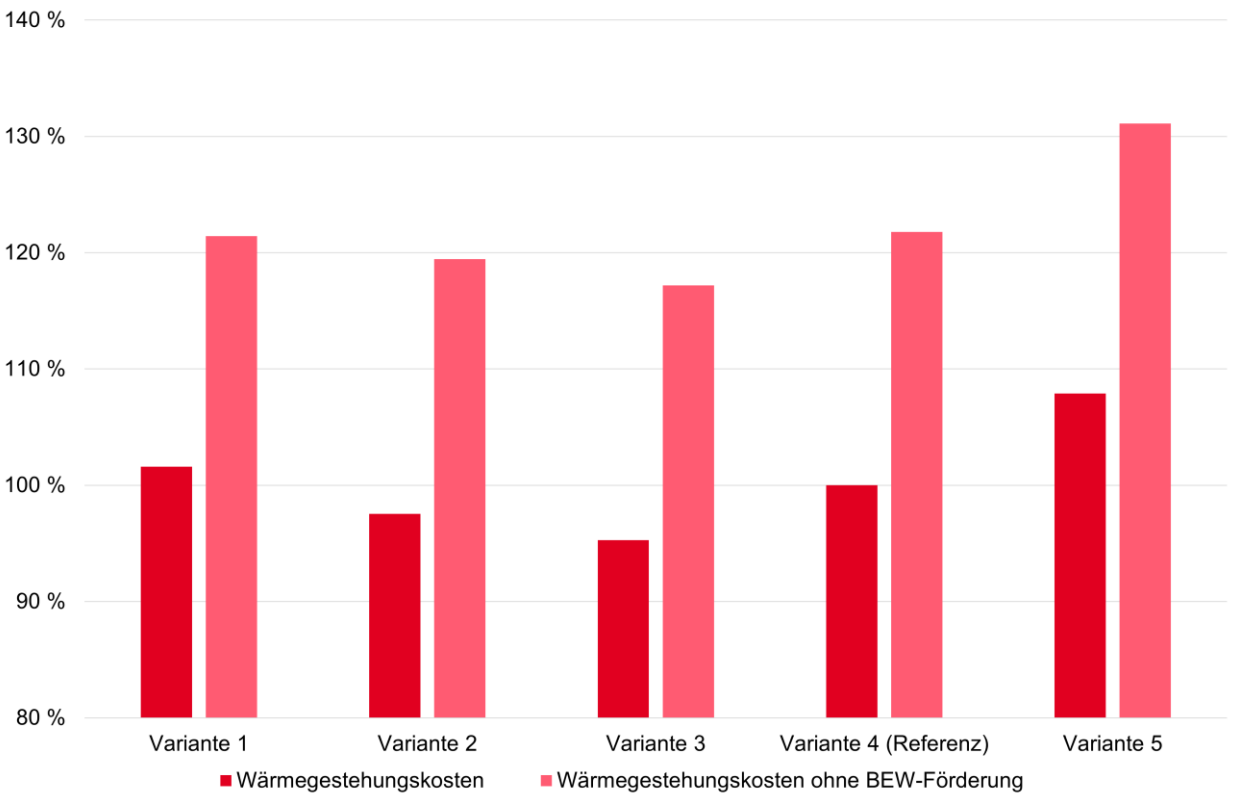


Abbildung 42: Wärmegestehungskosten im Verhältnis zur Referenzvariante mit und ohne BEW-Förderung

Variante 5 setzt auf 7 MW Meeresthermie, 12 MW Wind-to-Heat mit Wärmepumpe sowie 8,7 MW Elektrokessel und 4 MW Luft-Wasser-Wärmepumpe(n), verzichtet aber auf Holzheizwerk und Reststoffverwertung. Die Investitionsintensität (CapEx-Intensität) der Meeresthermie und der höhere direktelektrische Anteil erhöhen die spezifischen Stromkosten und verschieben die Kostenstruktur hin zu höheren Betriebskosten (LCOH). Gleichzeitig fehlen kostengünstige, planbare Wärmebeiträge aus Biomasse oder Reststoffen, die Lastspitzen und Volatilität dämpfen könnten.

Die BEW-Investitionsförderung hat eine deutlich kostensenkende Wirkung: Ohne Förderung steigen die Wärmegestehungskosten um bis zu 23 % an. Für die kommunale Wärmeplanung lässt sich daraus ableiten: Wirtschaftlich vorteilhaft sind Systeme mit einem hohen Anteil an Wärmepumpen, die kontinuierliche Wärmequellen nutzen und über eine günstige Stromversorgung verfügen (Abwärme des Rechenzentrums und direkter Windstrom). Eine zurückhaltende Dimensionierung direkter Elektrokessel wirkt ebenfalls kostendämpfend. Kapitalintensive Technologien sowie Systeme mit ausgeprägten direkten Strom-zu-Wärme-Pfaden sollten durch geeignete Maßnahmen wie hohe Auslastung, Speicherintegration und Fördermittel gezielt abgesichert werden.

4.4 Dezentrale Versorgungsgebiete

Nicht nur in der Fernwärmeversorgung sind bis 2045 Anpassungen im Erzeugerpark erforderlich. Auch dezentral versorgte Gebäude müssen schrittweise auf Heizsysteme ohne fossile Energieträger umgestellt werden. Im Zuge des altersbedingten Heizungsaustauschs werden dabei verschiedene Technologien zum Einsatz kommen. Wie die folgenden Prognosen für die Anteile der Heizungstechnologien abgeleitet wurden und welche Auswirkungen dies auf den Energiebedarf sowie die Sanierungsdynamik der Gebäude hat, wird in den nachstehenden Unterabschnitten erläutert.

4.4.1 Methodisches Vorgehen zur Einteilung der dezentralen Gebiete

Die Zuteilung der Erzeugertechnologien in den dezentralen Gebieten sowie in Gebäuden ohne Anschluss an das Fernwärmenetz erfolgte mittels einer kriterienbasierten Methode. Die Datenerhebung wurde dabei gebäudescharf durchgeführt. Für die Auswertung der Heizungstauschzeitpunkte wurden Durchschnittswerte auf Basis der Kehrbuchdaten zum Heizungsalter gebildet und auf Baublockebene überführt. Als zukünftige, alternative Technologien zum Fernwärmeanschluss werden in der Betrachtung Wärmepumpen, Biomasseheizkessel und Heizungen für Alternativen zum heute eingesetzten Erdgas, wie beispielsweise Biomethan, berücksichtigt.

4.4.2 Methodisches Vorgehen zur Einteilung der dezentralen Gebiete

Die Zuteilung der Erzeugertechnologien in den dezentralen Gebieten sowie in Gebäuden ohne Anschluss an das Fernwärmenetz erfolgte mittels einer kriterienbasierten Methode. Die Datenerhebung wurde dabei gebäudescharf durchgeführt. Für die Auswertung der Heizungstauschzeitpunkte wurden Durchschnittswerte auf Basis der Kehrbuchdaten zum Heizungsalter gebildet und auf Baublockebene überführt. Als zukünftige, alternative Technologien zum Fernwärmeanschluss werden in der Betrachtung Wärmepumpen, Biomasseheizkessel und Heizungen für Alternativen zum heute eingesetzten Erdgas, wie beispielsweise Biomethan, berücksichtigt.

Folgende Aspekte wurden bei der Zuordnung beachtet:

- Aufgrund der erhöhten Feinstaubemissionen, die beim Betrieb von Biomasseheizkesseln entstehen, wird der Einsatz dieser Technologie im Innenstadtgebiet ausgeschlossen, um die Luftqualität und die Einhaltung geltender Immissionsschutzgrenzwerte sicherzustellen.
- In Gebieten, in denen der Ausbau von Fernwärmenetzen geplant ist, wird mittelfristig mit dem Rückbau des bestehenden Gasverteilnetzes gerechnet, da die Verlegung neuer

Leitungen im Straßenraum begrenzt möglich ist und die parallele Nutzung beider Infrastrukturen langfristig nicht vorgesehen ist.

- Es werden keine neuen Gasverteilnetze gebaut.
- Bestehende Heizungsanlagen, die erneuerbare Energieträger wie Strom oder Holz nutzen, bleiben weiterhin in Betrieb.

Für Abnehmer, bei denen die Wahl zwischen mehreren Erzeugermöglichkeiten besteht, wurde für die Wahl der neuen Heizungstechnologie mit einer Gewichtung und einer Zufallskomponente gearbeitet:

- Für Neubauten (spezifischer Wärmebedarf bis 80 kWh/m² a) wird angenommen, dass die Installation einer Wärmepumpe technisch möglich und wirtschaftlich am sinnvollsten ist, da moderne Neubauten durch ihre gute Dämmung und niedrigen Vorlauftemperaturen einen besonders effizienten Betrieb von Wärmepumpen ermöglichen.
- Für unsanierte Altbauten (spezifischer Wärmebedarf ab 160 kWh/m² a) wird ein Biomasseheizkessel bevorzugt, da diese Gebäude meist hohe Vorlauftemperaturen benötigen, die mit Biomasseheizungen effizient bereitgestellt werden können.
- Für Gebäude, die zwischen diesen Kategorien liegen, wird der Gewichtungsfaktor linear interpoliert.
- Handelt es sich bei der aktuellen Heizungsanlage um einen Ölkessel, wird die Gewichtung des Biomasseheizkessels entsprechend erhöht, da das bestehende Öltanklager für die Lagerung von Pellets oder Hackschnitzeln umgenutzt werden kann.
- Bei Mehrfamilienhäusern ohne zentrale Heizzentrale ist mit erheblichem technischem und organisatorischem Mehraufwand zu rechnen, der die Umstellung auf eine zentrale Energieversorgung erschwert. In diesen Fällen wird eine THG-neutrale Gasheizung oder eine Stromdirektheizung vorgesehen.
- Anhand der Gewichtungsfaktoren wird je Gebäude eine neue Heizungstechnologie zugewiesen. Dabei wird eine Zufallskomponente eingebaut, sodass nicht immer ausschließlich die Technologie mit dem höchsten Gewichtungsfaktor gewählt wird, um das Entscheidungsverhalten in der Realität besser abzubilden.

Der Zeitpunkt des Heizungstauschs wird anhand des durchschnittlichen Heizungsbaualters je Baublock festgelegt:

- 1995–2002: Tausch bis 2030
- 2002–2009: Tausch bis 2035
- 2009–2016: Tausch bis 2040
- 2016–2023: Tausch bis 2045

4.4.3 Technologien

Bei der Umstellung der Heizungstechnologie in dezentralen Gebieten kommen verschiedene nachhaltige Alternativen in Frage.

Wärmepumpen nutzen Umweltwärme aus der Luft, dem Boden oder dem Grundwasser und wandeln sie mithilfe von Strom in Heizwärme um. Sie arbeiten besonders effizient, wenn das Haus gut gedämmt ist und eine Flächenheizung wie eine Fußbodenheizung vorhanden ist, da diese mit niedrigeren Vorlauftemperaturen auskommt. Luft-Wärmepumpen benötigen Platz für die Außeneinheit und eventuell einen Technikraum für die Inneneinheit. Sie benötigen keinen Brennstofflagerraum und erreichen eine hohe Klimaverträglichkeit, wenn der verwendete Strom aus erneuerbaren Quellen stammt.

Biomasseheizkessel sind eine weitere Option. Sie verbrennen nachwachsende Rohstoffe wie Holzpellets, Hackschnitzel oder Scheitholz zur Wärmeerzeugung. Diese Technik ähnelt der klassischen Öl- oder Gasheizung, erfordert jedoch einen Lagerraum für den Brennstoff. Biomasseheizungen eignen sich besonders für Gebäude mit einem höheren Wärmebedarf oder wenn ausreichend Lagerfläche vorhanden ist.

Eine dritte Möglichkeit bieten THG-neutrale Gasheizungen. Hierbei wird beispielsweise aufbereitetes Biogas (Biomethan) genauso wie Erdgas über das bestehende Gasnetz bereitgestellt und in herkömmlichen Gasheizungen genutzt. Theoretisch ist auch die Nutzung von grünem Wasserstoff möglich, der ebenfalls über das Gasnetz verteilt und in dafür geeigneten Heizungen eingesetzt werden könnte. Auf diese Weise kann erneuerbare Energie mit der bereits vorhandenen Infrastruktur genutzt werden, ohne dass größere Umrüstungen an den Heizkörpern oder Leitungen notwendig sind.

Alle drei Technologien stellen nachhaltige Alternativen zu fossilen Heizsystemen dar und ermöglichen es, für jede dezentrale Situation eine passende Lösung zu finden.

4.4.4 Austausch der Heizungsanlagen 2030–2045

Abbildung 43 zeigt die zeitliche Entwicklung des erforderlichen Heizungstausches in den dezentralen Versorgungsgebieten für den Zeitraum 2030 bis 2045. Hier wird es voraussichtlich keine Möglichkeit geben, sich an ein städtisches Wärmenetz anzuschließen. In der Abbildung wird deutlich, wann ein Heizungsaustausch auf Grund des Erreichens der technischen Lebensdauer in den jeweiligen Baublöcken anfallen könnte.

Baublöcke mit durchschnittlichen Heizungsbaujahren zwischen 1995 und 2002 (dunkelorange markiert) sind prioritär bis 2030 betroffen. Bis 2035 folgen weitere Liegenschaften mit Baujahren zwischen 2002 und 2009 (orange markiert). Für das Jahr 2040 wird der Heizungstausch in Gebieten erwartet, deren Anlagen zwischen 2009 und 2016 installiert wurden (hellorange markiert). Schließlich sollen bis 2045 die Heizungen in Baublöcken mit Baujahren von 2016 bis 2023 erneuert werden (blassorange markiert).

Abbildung 44 zeigt die im Zielszenario prognostizierte Entwicklung der in den Gebäuden installierten Wärmeversorgungsanlagen vom Bezugsjahr 2023 bis 2045, während Abbildung 45 die Entwicklung des Nutzenergiemengen je Erzeugungsanlage darstellt. Die Fernwärme ist hier als eine Heizungsoption aufgeführt, da ein Teil der bisher dezentral mit Gas versorgten Liegenschaften im Laufe der Jahre ihr bisheriges Heizkonzept auf Fernwärme umstellen werden.

Aktuell stellen Erdgasheizungen sowohl hinsichtlich der Anzahl der installierten Anlagen als auch in Bezug auf den Gesamtwärmebedarf den größten Anteil in Stralsund dar. Ihr Anteil wird jedoch insbesondere bis zum Stützjahr 2040 deutlich zurückgehen. In den dezentralen Gebieten ist zwischen den Stützjahren 2030 und 2040 ein ausgeprägter Wandel hin zu Wärmepumpen sowie zu Biomasseheizungen zu beobachten. Die verbleibenden Gasanlagen werden zunehmend mit THG-neutralen Alternativen wie Biomethan betrieben.

Fernwärme steht derzeit an zweiter Stelle sowohl beim Nutzenergiebedarf als auch bei der Zahl der Anschlüsse. Durch den geplanten, verstärkten Ausbau des Fernwärmenetzes wird Fernwärme im Jahr 2045 den größten Anteil am gesamten Nutzenergiebedarf von Stralsund bereitstellen.

Wärmepumpen sowie strombasierte Erzeuger machen aktuell nur einen geringen Anteil der Heizungsanlagen in Stralsund aus. Bis 2045 sollen Wärmepumpen jedoch zur dominierenden Technologie für die dezentrale Wärmeversorgung werden und den größten Beitrag zur Nutzenergiebereitstellung in diesen Gebieten leisten. Insbesondere in den Jahren 2030 bis 2040 findet ein starker Anstieg der Anzahl der installierten Anlagen statt.

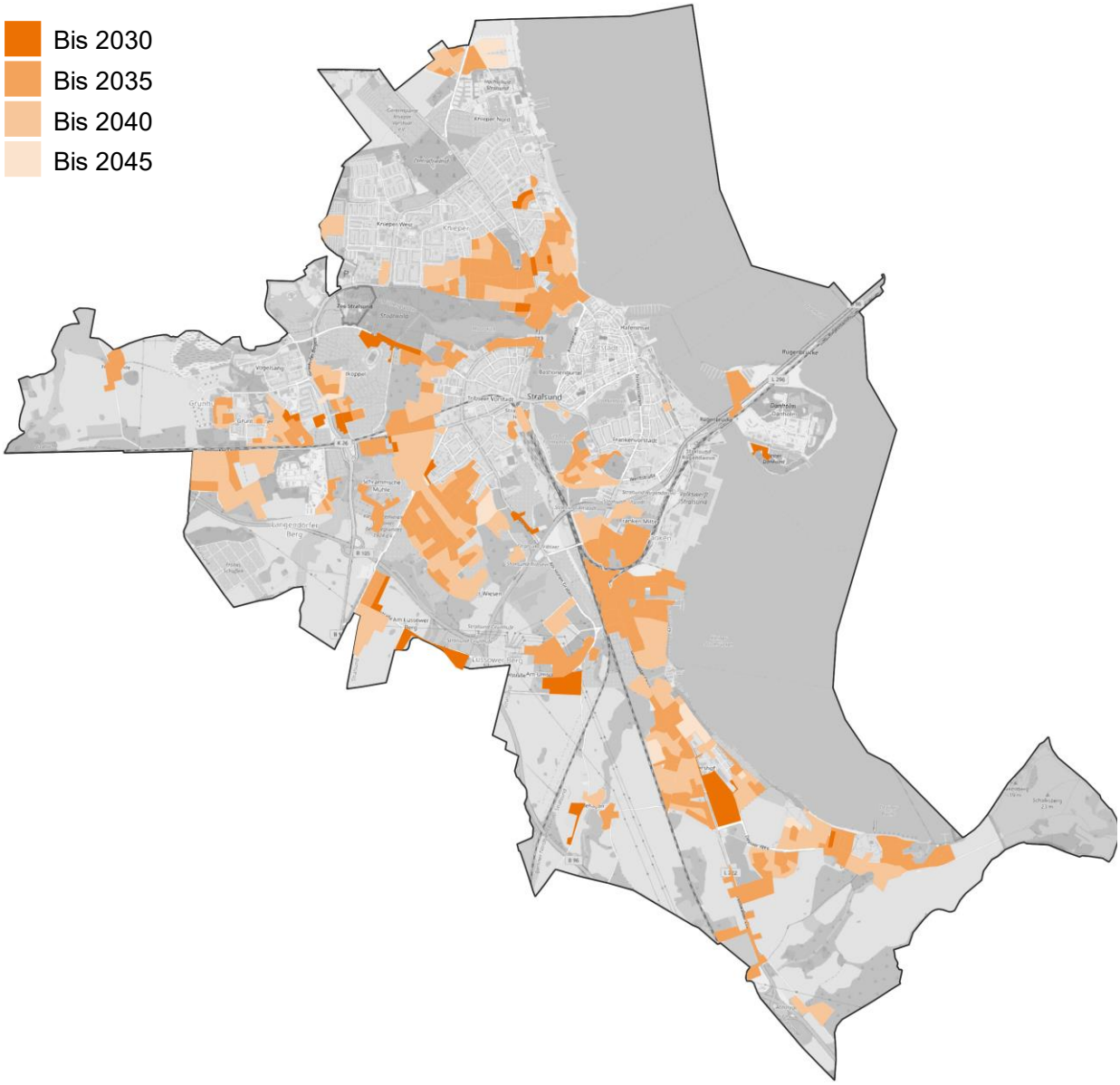


Abbildung 43: Altersbedingter Erneuerungsbedarf von Heizungsanlagen in Gebieten mit dezentraler Wärmeversorgung

Heizöl- und kohlebasierte Anlagen spielen bereits heute nur eine untergeordnete Rolle in Stralsund. Bis 2045 wird erwartet, dass die verbleibenden Ölheizungen relativ gleichmäßig durch Fernwärme, Biomasseheizungen und Wärmepumpen ersetzt werden.

Der Anteil der biomassebasierten Anlagen wird im Betrachtungszeitraum kontinuierlich ansteigen und im Jahr 2045 nach den Wärmepumpen den zweitgrößten Anteil an den dezentralen Wärmeerzeugern ausmachen.

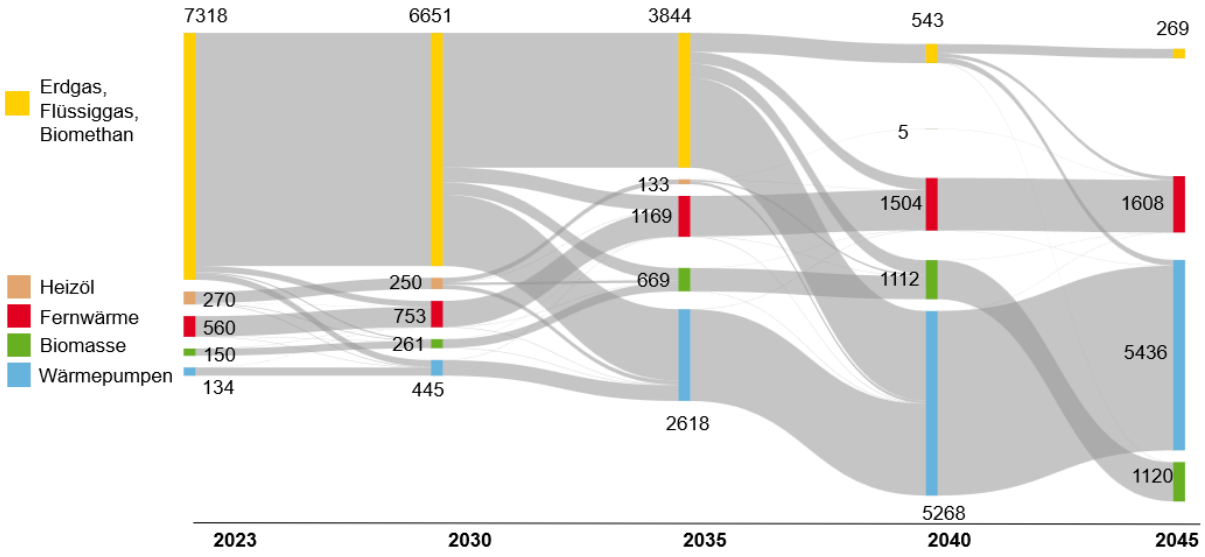


Abbildung 44: Änderung der Wärmeversorgung je Anschluss vom Bezugsjahr 2023 bis 2045. Die angegebenen Werte geben die jeweilige Anzahl der Anschlüsse wieder.

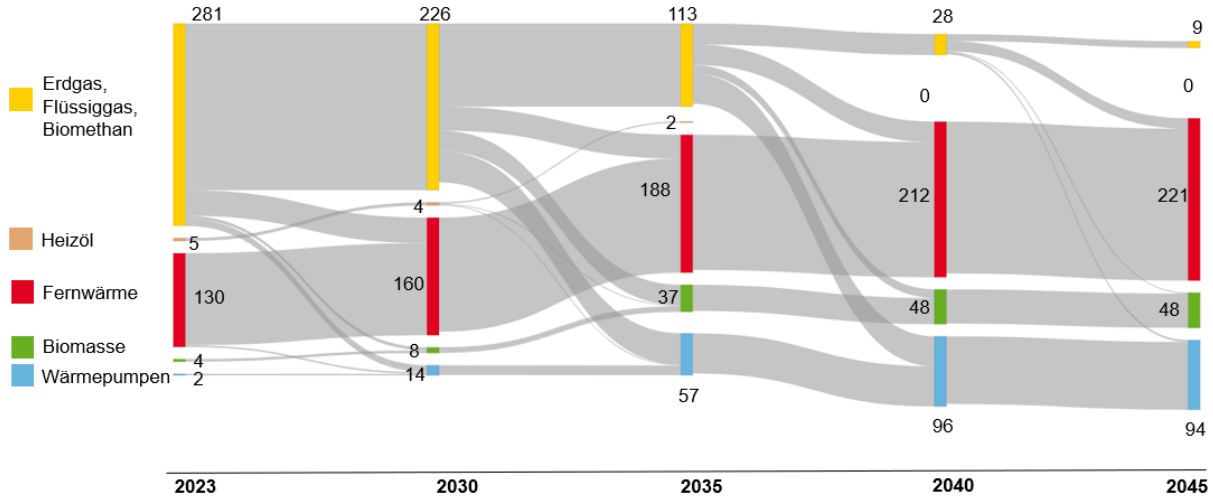


Abbildung 45: Änderung der Nutzenergiemengen je Energieträger bzw. Heizungsanlagentyp [GWh/a] vom Bezugsjahr 2023 mit 422 GWh/a bis 2045 mit 372 GWh/a

Abbildung 46 zeigt die im Zieljahr 2045 dominierenden Energieträger mit dem jeweils höchsten Anteil am Wärmebedarf der einzelnen Baublöcke.

Bis 2030 wird das Wärmenetz an der Hafenkante fertiggestellt und der Ausbau in der Altstadt, Frankenvorstadt sowie der Tribseer Vorstadt begonnen. Im Netz Knieper/Grünhufe werden zudem im Bereich Grünhufe weitere Baublöcke erschlossen. In den folgenden Jahren schreitet der Netzausbau in Altstadt, Frankenvorstadt und Tribseer Vorstadt kontinuierlich voran.

Während das Wärmenetz in der Altstadt bis 2040 abgeschlossen ist, werden die Erschließungsarbeiten in der Frankenvorstadt und Tribseer Vorstadt weitergeführt. Im Jahr 2045 sind schließlich auch die letzten Abschnitte in diesen beiden Gebieten fertiggestellt.

Aus Abbildung 46 lassen sich für das Zieljahr 2045 sowie bereits für die kommenden Jahre Hinweise ableiten, in welchen Gebieten die Erdgasversorgung langfristig entfallen könnte. Damit können Ergebnisse der KWP als Grundlage für einen Gastransformationsplan dienen.

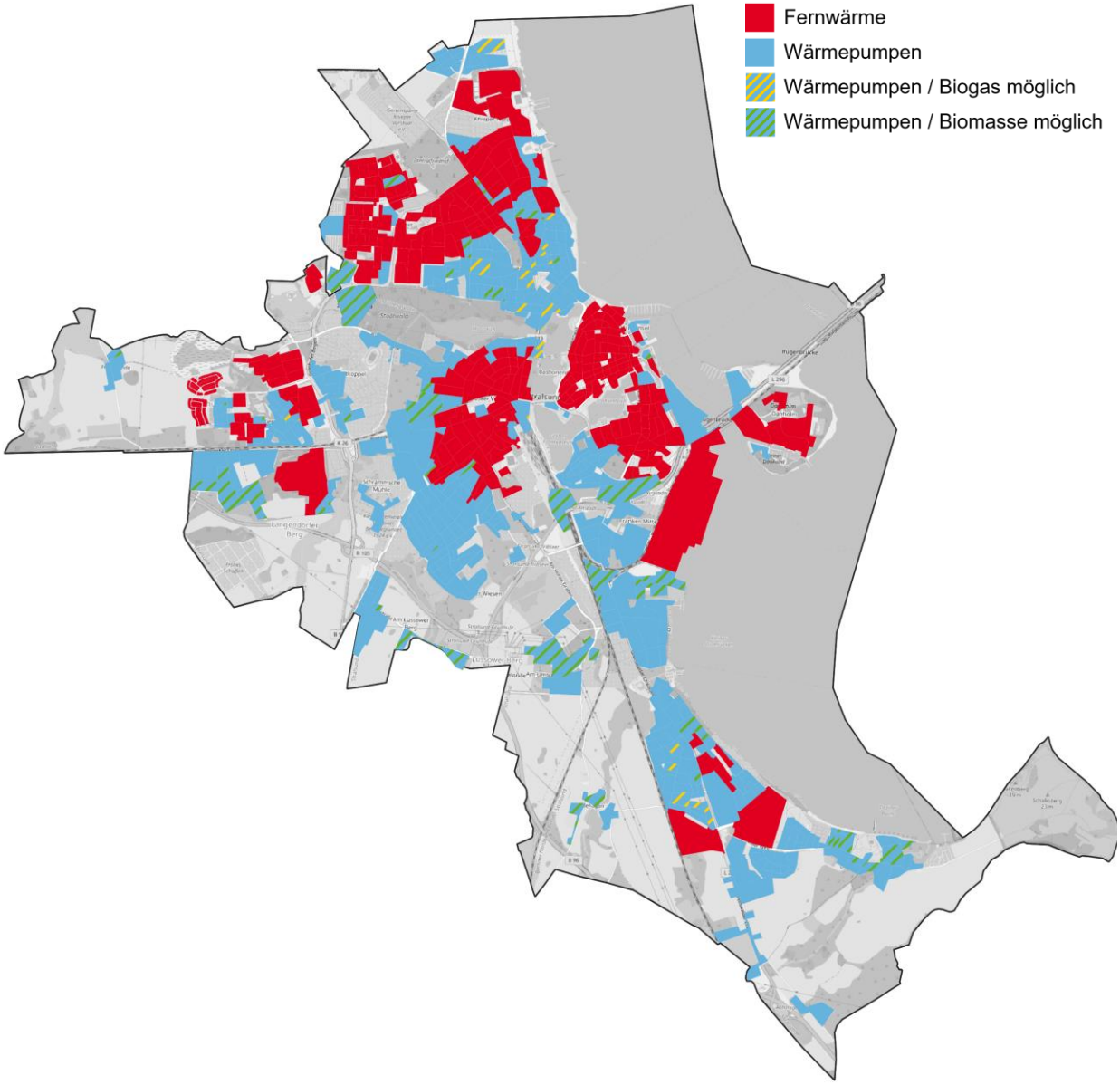


Abbildung 46: Verteilung der dominierenden Energieträger im Zieljahr 2045

Abbildung 47 vergleicht die Anteile der Energieträger am Wärmebedarf für den heutigen Stand mit 2045. Die Analyse der dezentralen Versorgungsgebiete zeigt, dass in den kommenden Jahrzehnten ein grundlegender Wandel der Heiztechnologien erfolgen wird. Während heute noch Erdgasheizungen den größten Anteil an installierten Anlagen und am Gesamtwärmebedarf stellen, werden sie bis 2045 schrittweise durch nachhaltige Alternativen ersetzt.

Im Mittelpunkt stehen dabei vor allem Wärmepumpen, die neben der Forcierung des Ausbaus von Fernwärme aufgrund ihrer hohen Effizienz und der technischen Voraussetzungen in vielen Fällen die bevorzugte Lösung darstellen. Biomasseheizkessel gewinnen insbesondere in unsa-

nierten Altbauten mit hohem Wärmebedarf an Bedeutung, während THG-neutrale Gasheizungen – etwa auf Basis von Biomethan oder perspektivisch Wasserstoff – als flexible Option für spezielle Anwendungsfälle genutzt werden können.

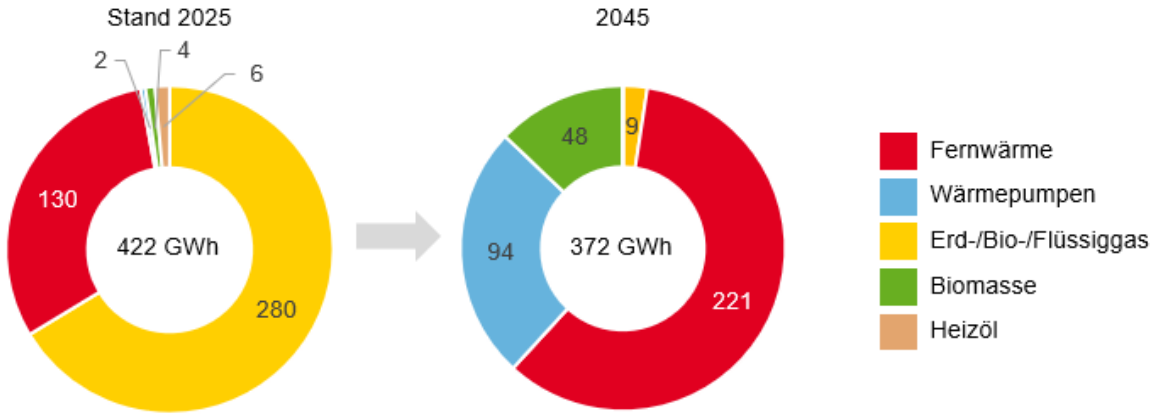


Abbildung 47: Gegenüberstellung der Anteile der Arten der Wärmebereitstellung und Heizungsanlagen zur Deckung des Wärmebedarfs heute und 2045

Insgesamt zeigt die Untersuchung, dass für alle dezentralen Gebiete passende, zukunftsfähige Lösungen identifiziert werden können. Die Ergebnisse bieten eine wichtige Grundlage für die weitere Planung, sind jedoch als modellhafte Abschätzung zu verstehen und unterliegen den Unsicherheiten zukünftiger Entwicklungen sowie den Rahmenbedingungen der konkreten Umsetzung.

4.5 Ökologische und ökonomische Kennzahlen im Zielszenario

Zur Bewertung der Umweltwirkungen des Zielszenarios werden im Folgenden zentrale ökologische Kennzahlen herangezogen. Sie dienen insbesondere dazu, die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der verschiedenen Versorgungsvarianten zu quantifizieren und die erzielbaren Emissionsreduktionen im Vergleich zum Status quo darzustellen. Auf diese Weise lässt sich die ökologische Nachhaltigkeit der geplanten Maßnahmen transparent und nachvollziehbar bewerten.

Die zugrunde gelegten ökologischen Kennzahlen (vgl. Tabelle 14) orientieren sich überwiegend am Leitfaden für Kommunale Wärmeplanung des BMWK[43]. Für die Fernwärme wurden Mindestziele angesetzt, die den Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) entsprechen. Dieses fordert einen EE-Anteil von mindestens 30 % bis 2030, 80 % bis 2040 und 100 % bis 2045, um die Klimaneutralität zu erreichen.

Abbildung 48 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs in den Sektoren Fernwärme, Gasversorgung, Biomasse sowie Strom (für Wärmepumpen und weitere elektrische Heizsysteme) bis 2045, differenziert nach den Stützjahren 2030, 2035 und 2040. Gleichzeitig ist der Reduktionspfad der THG-Emissionen dargestellt.

[43] Ortner et al.: Leitfaden Wärmeplanung – Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, kww-halle.de/praxis-kommunale-waermewende/bundesgesetz-zur-waermeplanung, 2024

Tabelle 14: THG-Emissionsfaktoren in g_{CO2eq}/kWh [43]

Jahr	Erdgas	Biogas	Fern-wärme	Holz	Heizöl	Braun-kohle	Stein-kohle	Strom
2030	240	133	207	20	310	430	400	110
2035	240	130	194	20	310	430	400	45
2040	240	126	69	20	310	430	400	25
2045	240	123	30	20	310	430	400	15

Auf Basis der in Tabelle 14 aufgeführten Emissionsfaktoren ergeben sich für das Jahr 2045 verbleibende Emissionen von etwa 10 kt_{CO2eq} pro Jahr. Auch bei vollständiger Erfüllung der WPG-Ziele und einem rechnerischen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien bleiben geringe Restemissionen bestehen. Ursache ist, dass die eingesetzten Energieträger und Strommengen zwar gesetzeskonform, physikalisch jedoch nicht vollständig emissionsfrei sind.

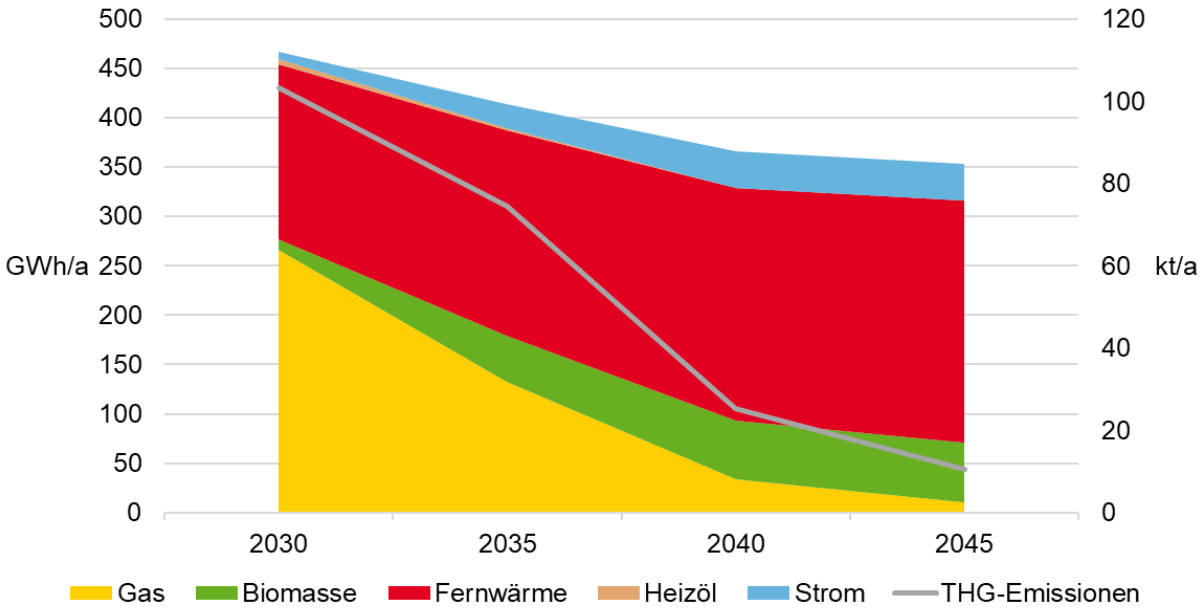


Abbildung 48: Entwicklung des Endenergiebedarfs mit Energieträgeranteilen (linke Achse) und Verlauf der THG-Emissionen (rechte Achse)

Im Zielszenario ergeben sich aufgrund der moderaten Sanierungsquote in den Wärmenetzgebieten die geringsten Wärmekosten in allen Versorgungsgebieten. Für die Wärmenetzgebiete wurde eine jährliche Sanierungsquote von 0,5 %, für die dezentralen Gebiete von 1,0 % angenommen. Bei der Auswahl des Zielszenarios wurden neben den Wärmevollkosten auch die THG-Emissionen, Realisierungsrisiken und die Versorgungssicherheit berücksichtigt. Der Anteil der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ist in dieser Variante am höchsten.

Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) trägt wesentlich zur Wirtschaftlichkeit bei: Investitionen in Wärmeerzeuger und -netze können mit bis zu 40 % gefördert werden. Zusätzlich lassen sich – abhängig von der Effizienz der Anlagen – die Betriebskosten von Großwärmepumpen für einen Zeitraum von zehn Jahren bezuschussen.

Die indikativen Wärmevollkosten beinhalten Energie- und CO_2-Kosten, Investitionskosten sowie Abschreibungszeiträume nach dem BMWK-Leitfaden zur kommunalen Wärmeplanung[43]. Ergänzend werden Wartungs- und Instandhaltungskosten gemäß VDI 2067 Blatt 1 berücksichtigt, deren Höhe sich an den Investitionskosten der jeweiligen Anlagen orientiert. Die zentralen Förderprogramme BEW und BEG wirken dabei erheblich kostensenkend.

5 Umsetzungsstrategie und -Maßnahmen

5.1 Erste Maßnahmenpakete für die Fernwärmeversorgung bis 2030

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung (KWP) ist geplant die Fernwärmeversorgung weiter auszubauen. Der detaillierte Ablauf, wie der Ausbau gelingen kann, ist in Kapitel 4 beschrieben.

Die nächsten Schritte für den Ausbau der Fernwärmeversorgung sind der Bau einer Anbindungsleitung zum HELIOS-Hanseklinikum Stralsund – Krankenhaus West aus dem Bestandsnetz Knieper/Grünhufe sowie der Bau einer Anbindungsleitung zur Altstadt.

5.1.1 Ziel der Maßnahme

Die zukünftige Fernwärmeversorgung verfolgt das Ziel, eine zuverlässige, bezahlbare und klimafreundliche Wärmeversorgung für die Stadt sicherzustellen. Mit der Anbindungsleitung vom Bestandsnetz Knieper/Grünhufe zum Krankenhaus West sowie der Anbindung der Altstadt werden zentrale Wärmeabnehmer und dicht bebaute Quartiere ins Netz integriert. Dadurch lassen sich Grund- und Mittellast effizienter decken, die spezifischen Netzverluste je Anschluss reduzieren und die Versorgungssicherheit erhöhen. Zugleich bereitet der Netzausbau die Aufnahme künftiger EE-Wärmequellen vor – etwa Großwärmepumpen, Solarthermie, Abwärme oder Power-to-Heat (PtH) bei hoher Stromproduktion – und trägt zur deutlichen Minderung lokaler Emissionen gegenüber einer Vielzahl von dezentralen Einzelheizungen bei.

5.1.2 Methodisches Vorgehen

1. Netz- und Lastanalyse

   Das Vorgehen gliedert sich in eine belastbare Analyse, eine sorgfältige Planung und eine qualitätsgesicherte Umsetzung. Zunächst werden die hydraulischen und thermischen Netzmodelle aktualisiert, um Lastgänge, Spitzenlasten und potenzielle Engpässe entlang der Achsen Knieper/Grünhufe–Krankenhaus West und Knieper/Grünhufe–Altstadt zu identifizieren.

2. Trassenplanung und Genehmigungen

   Darauf aufbauend erfolgt die Trassenplanung mit einem Variantenvergleich, der technische Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit sowie die Minimierung von Eingriffen in Verkehr und Umwelt berücksichtigt. Parallel werden die erforderlichen Genehmigungen und Leitungsrechte eingeholt, einschließlich Abstimmungen mit Denkmalschutz in der Altstadt.

3. Technische Auslegung

   Die technische Auslegung umfasst Dimensionierung von Vor- und Rücklauf, Rohrnennweiten, Dämmstandard, Druckhaltung und Pumpenleistung sowie die Planung der Übergabestation am Krankenhaus West und der Knotenpunkte in der Altstadt.

4. Bauphasenplanung

   Für die Bauausführung wird ein abschnittsweiser Bauphasenplan erstellt, der provisorische Versorgungen ermöglicht und Verkehrsbeeinträchtigungen reduziert; an neuralgischen Punkten kommen grabenlose Methoden wie Spülbohrung oder Mikrotunnel zum Einsatz.

5. Qualität, Sicherheit, Inbetriebnahme, Kommunikation

   Abschließend sichern Qualitätsprüfungen (Schweiß- und Muffenprüfung, Druckprobe, Spülung, Entlüftung) und eine stufenweise Inbetriebnahme die Netzstabilität. Flankierend

werden alle Stakeholder (zum Beispiel Stadt, Verkehrs- und Leitungsbetreibern, Anwohnenden und Gewerbe) über Jour-fixe und transparente Kommunikationsformate zu Bauabschnitten, Sperrungen und Zeitfenstern kontinuierlich einbezogen.

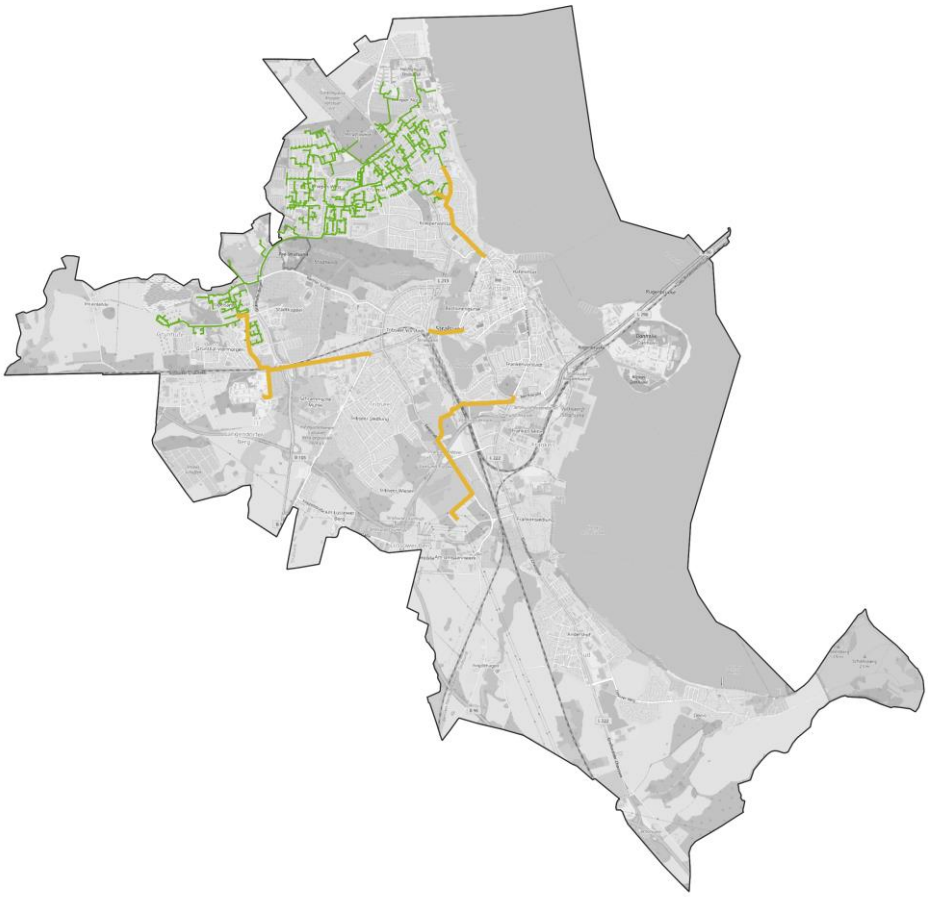


Abbildung 49: Potenzielle Verbindungstrassen zwischen bestehenden und geplanten Wärmenetzen (gelb)

5.1.3 Lokale Nachhaltigkeit

Der Netzausbau senkt Emissionen und Energieverbrauch, schont Ressourcen und stärkt lokale Klimaziele. Eine zentrale, effiziente Wärmeerzeugung reduziert CO_2-Emissionen und Luftschadstoffe. Sie ermöglicht die Einbindung erneuerbarer Quellen sowie Abwärme aus technischen Prozessen.

Gedämmte Leitungen und eine intelligente Temperaturregelung minimieren Verluste; höhere Auslastung steigert die Effizienz. Ressourcen werden durch koordinierte Bauarbeiten, Trassenbündelung und grabenlose Verfahren geschont. Sozial sorgt Fernwärme für stabile, tendenziell günstigere Wärmepreise sowie weniger Lärm und Abgase als durch Einzelanlagen möglich wäre. Insgesamt erhöht der Ausbau der Wärmenetze die Zukunftsfähigkeit der Wärmeversorgung und macht Stralsund widerstandsfähiger gegenüber Preis- und Regulierungsrisiken.

5.1.4 Akteure

Die Umsetzung erfolgt gemeinschaftlich: Stadtwerke – gegebenenfalls mit externen Beratungs- und Forschungseinrichtungen – planen, bauen und betreiben das Netz. Die Stadt Stralsund verantwortet Genehmigungen, Bauaufsicht und Verkehrsführung. Der Standort Krankenhaus West wird als Großabnehmer eingebunden. Anwohnende und Gewerbe werden frühzeitig beteiligt.

Netz- und Tiefbauunternehmen übernehmen Technik und Ausführung, weitere Infrastrukturträger stimmen Leitungen und Kreuzungen ab. Umwelt- und Denkmalschutzbehörden begleiten mit Auflagen, gegebenenfalls unterstützen Fördermittelgeber von Land und Bund.

5.1.5 Kosten

Die Ermittlung der exakten Kosten bedarf einer Detailplanung. Erste investive Gesamtkosten sind innerhalb eines Transformationsplans zu ermitteln.

Die Investitionskosten bestehen vor allem aus dem Leitungsbau, der Übergabestation am Krankenhaus West sowie der Erweiterung von Pumpen, Druckhaltung und Mess-/Kommunikationstechnik. Hinzu kommen Planung, Bauoberleitung, Vermessung, Verkehrsführung und Reserven mit einem mittleren zweistelligen Prozentanteil. Betrieblich sind Energiebeschaffung, Pumpstrom, Wartung und Netzverluste zu berücksichtigen. Die Finanzierung erfolgt aus Eigen- und Fremdmitteln, ergänzt durch Förderungen. Die Wirtschaftlichkeit wird mittels Kapitalwert- bzw. Annuitätenverfahren über 20–30 Jahre bewertet. Belastbare Kostenzahlen liegen nach der Entwurfs- und Genehmigungsplanung sowie Ausschreibung vor.

5.1.6 Zeitplan

Tabelle 15: Zeitliche Planung der Netzerweiterungen bis 2030

	Handlungsschritte	Dauer	2026	2027	2028	2029
1	Ausschreibung des Bauvorhabens	2–3 Monate		→		
2	Vorplanung und Variantenvergleich	3–4 Monate		→		
3	Entwurfs-/Genehmigungsplanung inkl. Leitungsrechte (Altstadt kann länger dauern wegen Denkmalschutz)	4–6 Monate		→		
4	Ausschreibung und Vergabe	2–3 Monate			→	
5	Bauausführung: • Anbindungsleitung Krankenhaus West ab Grünhufe: (abschnittsweise, inkl. Kreuzungen) • Anbindungsleitung Altstadt: 9–12 Monate (komplexe Leitungsführung, innerstädtische Logistik)	12–15 Monate			→	→
6	Inbetriebnahme	1–2 Monate				→

5.2 Studie zur Nutzung von Meeresthermie

Im Rahmen der KWP wird die Nutzung von Meeresthermie in Kombination mit einer Wärmepumpe als möglich angenommen. Für konkrete Aussagen zur möglichen Entzugsleistung, notwendigen Gutachten und Kosten für die Umsetzung ist eine detaillierte Studie durchzuführen.

5.2.1 Ziel der Maßnahme

Die Maßnahme zielt darauf ab, die Wärmeversorgung im Rahmen der KWP Stralsund durch die Nutzung von Meeresthermie in Verbindung mit einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe nachhaltig zu ergänzen oder teilweise zu ersetzen. Damit sollen lokale THG-Emissionen signifikant reduziert, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verringert, Versorgungssicherheit erhöht

und langfristig stabile Wärmekosten ermöglicht werden. Zusätzlich wird die regionale Energiewende gestärkt, indem ein innovatives, skalierbares Wärmekonzept erprobt und für weitere Standorte im Küstenraum übertragbar gemacht wird.

5.2.2 Methodisches Vorgehen

1. Vorstudie und Standortanalyse:

   Erhebung der hydrographischen und thermischen Randbedingungen (Wassertiefe, Strömung, Temperaturprofile über das Jahr, Salinität), Identifikation geeigneter Entnahme- und Rückgabepunkte sowie Trassen für Leitungen. Abgleich mit Schutzgebieten, Hafenbetrieb, Fischerei und Schifffahrtsrouten.

2. Technisches Konzept:

   Dimensionierung der Meerwasser-Entzugsleistung, Auslegung der Wärmepumpen (COP, Teillastverhalten, Redundanzen), Auswahl von Material- und Korrosionsschutzkonzepten (Seewasserbeständigkeit), Filter/Einlaufbauwerke, Wärmetauscher (indirekter Betrieb mit Zwischenkreislauf), Netzintegration (Temperaturniveau, hydraulische Einbindung, Spitzenlast/Backup).

3. Genehmigungs- und Umweltprüfung:

   Abstimmung mit zuständigen Behörden (Wasserrecht, Naturschutz, Bau/Hafen), Durchführung einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung mit Fokus auf Ein- und Ausleitstellen, mögliche Beeinflussung von Flora/Fauna, Lärmemissionen, Bauphasenrisiken. Erarbeitung von Monitoring- und Vermeidungsmaßnahmen.

4. Wirtschaftlichkeitsanalyse:

   CapEx/OpEx-Kalkulation, Fördermöglichkeiten (Bund/Land), Strombezug/PPAs, Sensitivitäten (Strompreis, Volllaststunden, COP), Levelized Cost of Heat (LCOH))

5. Risiko- und Resilienzbewertung:

   Technische und regulatorische Risiken, Betriebszuverlässigkeit, Wartungskonzept, saisonale Schwankungen und Backup-Strategien.

6. Pilotierung und Skalierung:

   Gegebenenfalls Pilotanlage mit Messprogramm (Temperatur, Biofouling, COP, Netzverhalten), iteratives Optimieren und anschließend Skalierung auf Zielleistung

Abbildung 25 (Seite 41) zeigt das im Rahmen der KWP ermittelte Gebiet zur Errichtung einer Meeresthermie-Wärmepumpe. Der genaue Standort ist in der entsprechenden Studie zu erörtern.

5.2.3 Lokale Nachhaltigkeit

Meeresthermie mit Großwärmepumpen senkt lokal THG-Emissionen ohne Verbrennung; bei Strom aus EE sind die spezifischen Emissionen sehr niedrig. Ein indirektes System mit korrosionsbeständigen Materialien, fischverträglichen Einläufen und standortgerechter Rückleitung minimiert ökologische Effekte, begleitet von Monitoring zu Biofouling, Temperatur, Strömung und Schall. Das Vorhaben stärkt die regionale Wertschöpfung durch lokale Planung, Bau und Betrieb, schafft Know-how und erhöht als grundlastfähige Quelle Effizienz und Versorgungssicherheit; mit Speichern und Lastmanagement verbessert es die Netzdienlichkeit und stabilisiert langfristig Wärmekosten.

5.2.4 Akteure

Zentrale Akteure sind die Stadt Stralsund und die Stadtwerke als Initiatoren, Betreiber und Integratoren ins Wärmenetz. Eingebunden werden Wasser- und Naturschutzbehörden, Küsten- und Hafenverwaltung, gegebenenfalls das Fischereiamt und die Bauaufsicht für die wasserrechtliche Erlaubnis und Genehmigungen. Die Planung übernehmen spezialisierte Ingenieur- und Umweltbüros (Hydrographie, UVP, Verfahrenstechnik, Korrosionsschutz, Netzintegration).

Technisch wirken Hersteller von Großwärmepumpen, Wärmetauschern und Filtern mit Rohrleitungs-, Tief- sowie Offshore- und Hafenbauunternehmen zusammen. Forschungseinrichtungen begleiten das Monitoring sowie Effizienz- und Biodiversitätsstudien. Die Finanzierung ist eine Kombination aus kommunalen Mitteln, Förderprogrammen von Land, Bund und EU sowie gegebenenfalls Bankdarlehen oder Bürgerbeteiligung. Netzbetreiber und Stromlieferanten (bspw. Grünstromverträge/PPAs) sichern den wirtschaftlichen, klimaverträglichen Betrieb.

5.2.5 Kosten

Die Kosten für die Studie könne zum aktuellen Stand nicht bewertet werden. Genaue Kosten können von einem Planungsunternehmen im Rahmen einer Angebotserstellung kalkuliert werden. Die Studie ist nach BEW zu 50 % förderfähig. Die Umsetzung des Projektes hängt von der Wirtschaftlichkeit ab.

Anfallende Kosten für die Umsetzung des Projektes sind im folgenden Abschnitt aufgeführt. Die konkreten Kosten sind zum aktuellen Zeitpunkt nicht zu ermitteln.

1. Investition (CapEx)

   Abhängig von Leistung und Entfernung zur Küste/Hafeninfrastruktur. Grobkomponenten:

   - Ein-/Ausleitbauwerke, Leitungen/Trassen, Pumpen und Siebe
   - Wärmetauscher, Zwischenkreislauf, Großwärmepumpe(n)
   - Netzanschluss, Bau- und Genehmigungskosten, Monitoring

2. Betrieb (OpEx):

   Stromkosten (dominant), Wartung/Inspektion, Reinigung/Anti-Biofouling, Ersatzteile, Monitoring, Versicherung.

5.2.6 Zeitplan

Tabelle 16: Zeitplan für eine Studie zur Nutzung von Meeresthermie mit nachfolgender Umsetzung bis 2030

	Handlungsschritte	Dauer	2027	2028	2029
1	Ausschreibung einer Machbarkeitsstudie	1 Monat			
2	BEW-Antrag für Modul 1 + Bewilligung	4–6 Monate			
3	Vergabe und Durchführung der Studie	10 Monate			

5.3 Anpassung des Stromnetzes

Im Rahmen der KWP wird der Ausbau und die Anpassung des Stromnetzes als wesentlicher Baustein der Wärmewende betrachtet. Bereits im Vorfeld der KWP hat der zuständige Stromnetzbetreiber eine eigene Mittelspannungsausbauplanung erstellt, die regelmäßig fortgeschrieben wird und als Grundlage für die Bewertung der vorhandenen Netzkapazitäten dient.

5.3.1 Ziel der Maßnahme

Diese Planungen ermöglichen eine frühzeitige Einschätzung, wo durch den Ausbau der Wärmenetze nur ein moderater zusätzlicher Strombedarf entsteht, während in überwiegend dezentral versorgten Gebieten durch den zunehmenden Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger – insbesondere von Wärmepumpen – ein erhöhter Ausbaubedarf zu erwarten ist. Ziel ist es, potenzielle Netzengpässe frühzeitig zu erkennen und rechtzeitig geeignete Netzverstärkungs- oder Ertüchtigungsmaßnahmen einzuleiten.

Ergänzend wurde ein Ladeinfrastrukturkonzept entwickelt, das die Wechselwirkungen zwischen Wärme- und Mobilitätssektor berücksichtigt. Damit können Synergien zwischen dem Ausbau der Ladepunkte für Elektromobilität und der Elektrifizierung der Wärmeversorgung gezielt genutzt werden.

Die kontinuierliche Abstimmung zwischen KWP, Netzbetreiber und Stadtverwaltung stellt sicher, dass die Stromnetzplanung mit der schrittweisen Dekarbonisierung der Wärmeversorgung koordiniert erfolgt und langfristig eine sichere, effiziente und klimaneutrale Energieversorgung gewährleistet ist.

Eine Verifizierung des bestehenden Stromnetzausbauplans im Rahmen der KWP sollte dazu dienen, die vorhandene Kapazität der Stromnetze langfristig zu bewerten, um in Hinblick auf den steigenden Strombedarf insbesondere durch dezentrale und zentrale Wärmepumpen und die damit einhergehende Elektrifizierung der Wärmeversorgung Engpässe zu identifizieren und so etwaige Anpassungen am Stromnetz vorzunehmen.

5.3.2 Methodisches Vorgehen

Da die Anpassung des Stromnetzes ein fortlaufender Prozess ist und vor und während der Wärmeplanung abgeglichen wurde, wird nachfolgend die allgemeine methodische Vorgehensweise beschrieben:

1. Bewertung der Ausgangssituation

   Zu Beginn erfolgt eine Analyse der bestehenden Netzstruktur und -kapazitäten im Übertragungs- und Verteilnetz. Alter, Zustand und Auslastung der Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen dienen dabei als zentrale Indikatoren zur Beurteilung des Handlungsbedarfs.

   Zum Zeitpunkt der Bewertung ist das Stromnetz durch den Strombezug von Großverbrauchern, Gewerbebetrieben sowie Haushalten geprägt. Zusätzlich speisen Photovoltaik- und KWK-Anlagen in das kommunale Netz ein. Die bestehende Netzstruktur ist grundsätzlich auf diesen Betriebszustand ausgelegt.

2. Bewertung Anforderungen durch die KWP

   Der zukünftige Strommehrbedarf bis 2045 resultiert vor allem aus der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung, insbesondere durch dezentrale Wärmepumpen**,** PtH-Anlagen und andere elektrische Heizsysteme.

   Für dezentrale Wärmepumpen wird von einer installierten elektrischen Leistung von rund 22 MW ausgegangen (bzw. 24 MW gemäß Mittelspannungsausbaukonzept). Diese Leistung verteilt sich auf die im Rahmen der KWP definierten, dezentral versorgten Gebiete mit überwiegender Wärmepumpennutzung.

   Hinzu kommen Großwärmepumpen für die leitungsgebundenen Wärmenetze, deren Dimensionierung eine Einzelfallprüfung erfordert. Darüber hinaus entstehen durch den weiteren Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zusätzliche Einspeisepunkte, die ebenfalls in die Netzplanung einzubeziehen sind.

3. Netzprüfung

   Identifikation von Engpässen und Schwachstellen in Netzabschnitten, die bei einer steigenden Last überlastet werden könnten. Ergänzend wird geprüft, in welchen Bereichen durch gezieltes Lastmanagement oder zeitlich verschobene Lastprofile eine Entlastung des Netzes erreicht werden kann.

4. Technische und wirtschaftliche Optimierungspotenziale:

   Sobald kritische Netzabschnitte identifiziert sind, werden geeignete Lösungsansätze zur Behebung der Engpässe erarbeitet. Dazu gehören insbesondere:

   a. Netzausbau oder -verstärkung – Prüfung, ob und wo Verstärkungen oder Erweiterungen erforderlich sind.
   b. Flexibilität: Einsatz von Demand-side Management (DSM) – Steuerung des Stromverbrauchs, insbesondere bei Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur, zur Glättung von Lastspitzen.

5. Regulatorische und organisatorische Rahmenbedingungen

   Im Rahmen der Netzplanung sind die geltenden Netzanschlussregeln und technischen Anschlussbedingungen zu berücksichtigen. Diese legen die Anforderungen an neue Wärmeerzeuger und Einspeiser – insbesondere bei PV-Anlagen und Wärmepumpen – fest.

6. Szenario-Analyse und Prognosen

   Auf Grundlage der im Rahmen der KWP abgeschätzten Anschlussleistungen je Stützjahr werden Lastszenarien bis 2045 erstellt. Damit kann die Entwicklung der Stromlast in den einzelnen Netzbereichen abgeschätzt und im Rahmen einer Netzverträglichkeitsprüfung bewertet werden.

Tabelle 17: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung durch dezentrale Wärmepumpen [MW]

	2030	2035	2040	2045
Installierte elektrische Leistung dezentraler Wärmepumpen [MW]	4	13	21	22

5.3.3 Lokale Nachhaltigkeit

Die Überprüfung des Stromnetzes spart nicht unmittelbar Emissionen ein, die Sicherstellung eines stabilen Stromnetzes ist jedoch eine wichtige Grundlage für eine klimaneutrale Wärmeerzeugung.

5.3.4 Akteure

Die SWS Netze GmbH ist Netzbetreiber des städtischen Stromnetzes. Das Netzentwicklungskonzept ist als konstante Aufgabe zu verstehen und kann entweder durch externe, fachgutachterliche Ingenieurbüros oder intern durch die Stadtwerke selbst durchgeführt werden.

5.3.5 Kosten

Die Prüfung selbst ist grundsätzlich unentgeltlich und wird zunächst durch den Stromnetzbetreiber selbst durchgeführt. Eine Förderungsmöglichkeit für externe Leistungen ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht bekannt.

5.3.6 Zeitplan

Der Koordinationsaufwand wird als gering eingeschätzt. Zum Zeitpunkt der Planung zukünftiger Wärmpumpen zur Versorgung der Wärmenetze sowie der Hochphase des Heizungstauschs wird der Koordinationsaufwand steigen.

5.4 Transformationsplanung Bestandswärmenetz (Knieper/Grünhufe)

Zum Bezugsjahr 2023 wurden die Wärmenetze hauptsächlich über KWK-Anlagen und Gaskessel auf Basis von Erdgas versorgt.

5.4.1 Ziel der Maßnahmen

Durch die Maßnahme wird erreicht, dass technoökonomischen Energiekonzepte zur Dekarbonisierung der bestehenden Wärmenetze erarbeitet werden und die Machbarkeit auf Erweiterung insbesondere in der Altstadt geprüft wird.

5.4.2 Methodisches Vorgehen der Transformationsplanung bestehender Wärmenetze:

1. Fördermittelantrag für Transformation nach BEW Modul 1 (LPH 1)
    a. Projektskizze
    b. Interne und externe Kosten für Transformationsplan
2. Durchführung Transformationsplan und Prüfung der Machbarkeit zum Erschließen der Altstadt
    a. Teil 1: IST-Analyse des Untersuchungsgebietes
    b. Teil 2: Potenzialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme
    c. Teil 3: SOLL-Analyse des Wärmenetzes (inkl. Netzsimulation mit Netzerweiterung)
    d. Teil 4: Pfad zur Treibhausgasneutralität bis 2045
    e. Teil 5: Kostenrahmen
3. Aufstockungsantrag für die LPH 2–4 nach BEW Modul 1
4. Durchführung LPH 2–4
5. Antrag BEW Modul 2 (Systemische Investitionskostenförderung und LPH 5–8)

5.4.3 Lokale Nachhaltigkeit

Die Dekarbonisierung der Wärmenetze steigert die Nachhaltigkeit. Die Wärmenetze übertragen aktuell über 110 GWh Fernwärme, die es zu dekarbonisieren gilt.

5.4.4 Akteure

Die Stadtwerke Stralsund beauftragen ein Ingenieurbüro mit der Transformationsplanung. Weitere Akteure im Rahmen der Planung sind der Fördermittelgeber BAFA sowie die Genehmigungsbehörden vor Ort.

5.4.5 Kosten

Die Kosten des Transformationsplans sowie der Fachplanung sind bei entsprechenden Planungsunternehmen anzufragen. Im Rahmen des Transformationsplans kann eine erste Indikation zu den Investitionskosten abgegeben werden.

Für die Transformation von bestehenden Wärmenetzen und die Machbarkeit zum Bau neuer Wärmenetze steht ein zentrales Förderprogramm vom BAFA zur Verfügung. Die Bundesförderung von energieeffizienten Wärmenetzen (BEW) fördert die Dekarbonisierung von Wärmenetzen durch eine systemische Investitionsförderung sowie ein Betriebskostenförderung von Wärmepumpen. Eine Bedingung ist u. a., dass mehr als 16 Gebäude oder mehr als 100 Wohneinheiten über das Wärmenetz versorgt werden.

5.4.6 Zeitplan

Es wird davon ausgegangen, dass die Erstellung eines Transformationsplans mindestens ein Jahr in Anspruch nehmen wird.

Tabelle 18: Zeitplan für den Transformationsplan Knieper/Grünhufe

	Handlungsschritte	Dauer	2025	2026	2027
1	Ausschreibung eines Transformationsplans	1 Monat			
2	BEW-Antrag für Modul 1 BEW + Bewilligung	4–6 Monate			
3	Vergabe und Durchführung des Transformationsplans	12 Monate			

5.5 Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung zur Deckung des zukünftigen Strombedarfs

Derzeit wird Stralsund noch überwiegend mit einem Strommix aus fossilen Energieträgern versorgt. Der Stromverbrauch resultiert hauptsächlich aus Beleuchtung, Nutzstrom und industriellen Prozessen. Die Stadtwerke Stralsund betreiben bereits mehrere PV-Freiflächenanlagen und identifizieren kontinuierlich geeignete Flächen für deren weiteren Ausbau. Zudem befinden sich vier Windkraftanlagen aktuell in der Genehmigungsphase.

5.5.1 Ziel der Maßnahme

Ziel ist es, zusätzliche geeignete Standorte für PV-Freiflächen- und Windkraftanlagen zu sichern und planungsrechtlich vorzubereiten. Auf diese Weise kann der künftig steigende Strombedarf – insbesondere im Zuge der Elektrifizierung der Wärmeversorgung – zunehmend durch lokal erzeugten Grünstrom gedeckt werden.

5.5.2 Methodisches Vorgehen

Da der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Stralsund ein fortlaufender Prozess ist und bereits mehrere Projekte umgesetzt oder in Planung sind, wird nachfolgend die allgemeine methodische Vorgehensweise beschrieben.

Für die Auswahl geeigneter Standorte ist zunächst eine Flächenanalyse erforderlich. Dabei werden potenziell geeignete Areale – etwa Altlasten-, Konversions- oder Gewerbeflächen – identifiziert und sensible Gebiete wie Naturschutz- oder FFH-Flächen ausgeschlossen. Grundlage bilden die aktuellen Bebauungs- und Flächennutzungspläne. Aus technischer Sicht sind insbesondere die solare Einstrahlung und die Netzanschlussmöglichkeiten zu prüfen.

Geeignete Flächen können mit PV-Anlagen beplant werden. Im Rahmen der Konzeption werden die Modulfelder ausgelegt, Wechselrichter und Verkabelung dimensioniert und die Gesamtleistung sowie die potenziellen Stromerträge berechnet. Ergänzend können Speicherlösungen – etwa Batteriesysteme – integriert werden. Gegebenenfalls ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen, um die ökologischen Auswirkungen zu bewerten.

Bei Auswahl mehrerer Standorte folgt eine Wirtschaftlichkeitsanalyse. Hierbei werden die Investitionskosten für Bau und Netzanschluss sowie die laufenden Betriebskosten den potenziellen Einnahmen aus Einspeisung oder Direktvermarktung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gegenübergestellt.

Die Stadtwerke Stralsund haben bereits mehrere geeignete Standorte für PV-Freiflächenanlagen identifiziert und entsprechende Anlagen realisiert. Damit verfügen sie über umfangreiche Erfahrungen in der Planung und Umsetzung von PV-Freiflächenprojekten.

5.5.3 Lokale Nachhaltigkeit

Für die Wärmewende spielt die lokale Erzeugung von grünem Strom eine zentrale Rolle. Nachhaltigkeit entsteht dabei nicht nur durch die Nutzung erneuerbarer Energiequellen, sondern auch durch die regionale Wertschöpfung, die Stärkung der kommunalen Energieversorgung und die sichtbare Umsetzung vor Ort. Die Realisierung von PV- und Windkraftanlagen erzeugt somit eine positive Außenwirkung und unterstreicht den aktiven Beitrag Stralsunds zum Klimaschutz.

5.5.4 Akteure

Das methodische Vorgehen und die Zusammenarbeit der relevanten Akteure (vgl. Tabelle 19) sind entscheidend für den erfolgreichen Bau und Betrieb von PV-Freiflächenanlagen. Dabei tragen alle Beteiligten zur Realisierung der kommunalen Klimaziele und der Energiewende bei.

Tabelle 19: Akteure bei der Planung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen

Akteur	Aufgabe	Beispiel
Projektentwickler	Planung, Bau und Finanzierung der Anlage Genehmigungsantrag	Stadtwerke Stralsund
Netzbetreiber	Prüfung und Realisierung des Netzanschlusses Regelung der Einspeisung ins Stromnetz	SWS Netze GmbH
Bevölkerung	Beteiligung in Form einer Bürgerbeteiligung (finanziell und/oder organisatorisch)	
Ingenieurbüros	Technische Planung und Dimensionierung der Anlage	
Fördergeber	Finanzielle Mittel aus Programmen	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Europäische Union

5.5.5 Kosten

Die Kosten für Planung und Bau der Anlage sind durch ein PV-Fachunternehmen im Rahmen einer Angebotserstellung zu ermitteln. Grundlage für die Umsetzung ist eine positive Wirtschaftlichkeitsbewertung des Projekts.

5.5.6 Zeitplan

Für die Planung, Genehmigung und Ausschreibung der Bauleistungen ist ein Zeitraum von rund drei Jahren vorgesehen, bevor mit der Umsetzung begonnen werden kann.

Tabelle 20: Allgemeiner Zeitplan zur Planung von PV-Anlagen

	Handlungsschritte	Dauer	2026	2027	2028
1	Technische Bewertung der geplanten PV-Anlagen	3 Monate			
2	Netzverträglichkeitsprüfung	2 Monate			
3	Wirtschaftlichkeitsanalyse	1 Monat			
4	Baurecht (Baugenehmigung, B-Plan-Verfahren)	18 Monate			
5	Detailplanung der Anlage	4 Monate			
6	Ausschreibung und Vergabe zur Ausführung	2–6 Monate			

5.6 Umfragen in den Fokusgebieten

Um gezielt Informationen von Eigentümerinnen und Eigentümern zu erhalten, werden Prioritäten festgelegt und insbesondere Haushalte mit älteren Heizsystemen angesprochen. Dadurch können frühzeitig potenzielle Kundinnen und Kunden für einen Wärmenetzanschluss oder – sofern vorgesehen – für ein Wärmepumpen-Contracting gewonnen werden.

5.6.1 Ziel der Maßnahme

Ziel der Maßnahme ist es, die Bereitschaft der Bevölkerung zu erfassen, sich an ein Wärmenetz anschließen zu lassen oder auf eine dezentrale, erneuerbare Heizlösung umzusteigen.

5.6.2 Methodisches Vorgehen

Zur Befragung der Bürger empfiehlt sich ein Fragebogen mit folgenden Informationen:

1. Welches Heizsystem ist vorhanden (Baujahr, Energieträger, Wärmemenge)?
2. Wie hoch sind die aktuellen jährlichen Heizkosten?
3. Besteht Interesse an einem Wärmenetzanschluss oder an einem Wärmepumpen-Contracting?
4. Unter welchen Voraussetzungen wäre eine Umstellung denkbar?

Die Befragung kann in verschiedenen Formaten erfolgen:

- Online-Umfrage über eine Plattform oder das Bürgerportal
- Papierbasierte Befragung per Post
- Telefoninterviews
- Vor-Ort-Gespräche bzw. Quartiersbegehungen

5.6.3 Lokale Nachhaltigkeit

Die Umfragen tragen dazu bei, Bürgerinnen und Bürger für den Anschluss an ein Wärmenetz oder für den Einsatz von Wärmepumpen zu sensibilisieren. Damit unterstützen sie aktiv die Umsetzung der Wärmeplanung und fördern langfristig eine nachhaltige Wärmeversorgung.

5.6.4 Akteure

Die Stadtwerke Stralsund und die Stadt Stralsund führen die Umfragen gemeinsam durch. Ziel ist es, verschiedene Zielgruppen – insbesondere Eigentümer, Mieter und Unternehmen – gezielt anzusprechen.

5.6.5 Zeitplan

Die Umfragen sollten zeitnah gestartet werden, um frühzeitig Erkenntnisse für die weitere Planung zu gewinnen und die Datengrundlage zu verbessern.

5.6.6 Kosten

Die Maßnahme verursacht nur geringe direkte Kosten. Der Hauptaufwand entsteht durch den personellen Einsatz für Durchführung und Auswertung der Umfragen.

5.7 Wärmepumpen- und Energieeinsparungs-Contracting in geeigneten Gebieten

Das Wärmepumpen- und Energieeinspar-Contracting ist ein Geschäftsmodell, bei dem die Anschaffung, Installation, Wartung und der Betrieb einer Wärmepumpe von einem Dienstleister übernommen werden. Die Kundinnen und Kunden erhalten gegen eine monatliche Gebühr Wärme, ohne die Investitionskosten selbst tragen zu müssen.

5.7.1 Ziel der Maßnahme

Ziel der Maßnahme ist es, Bürgerinnen und Bürger in Stralsund beim Umstieg auf eine Wärmepumpe finanziell zu entlasten. Durch das Contracting-Modell werden die hohen Anschaffungskosten vom Dienstleister getragen, sodass Investitionshemmnisse abgebaut werden können.

5.7.2 Methodisches Vorgehen

Ein Contracting-Anbieter (zum Beispiel Energieversorgungsunternehmen oder spezialisierter Dienstleister) analysiert zunächst das Gebäude und erstellt ein Angebot für eine geeignete Wärmepumpe.

Der Anbieter übernimmt Planung, Installation und Integration der Anlage in das bestehende Heizsystem. Die Kundinnen und Kunden zahlen eine monatliche Gebühr, die sämtliche Kosten für Wärmepumpe, Wartung, Stromverbrauch und einen kalkulierten Gewinnanteil des Anbieters abdeckt.

Der Anbieter bleibt während der Vertragslaufzeit für Betrieb, Wartung, Reparaturen und Effizienzoptimierung verantwortlich. In vielen Geschäftsmodellen besteht nach einer vereinbarten Laufzeit (zum Beispiel 10–15 Jahre) die Möglichkeit, die Anlage zu übernehmen.

5.7.3 Lokale Nachhaltigkeit

Das Contracting-Modell schafft Anreize zum Umstieg von fossilen Heizsystemen auf erneuerbare Wärmepumpentechnologien. Dadurch werden Energieverbrauch, Treibhausgasemissionen und langfristig auch Heizkosten reduziert – ein direkter Beitrag zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung in Stralsund.

5.7.4 Akteure

Beteiligte Akteure sind der Contracting-Dienstleister (zum Beispiel Stadtwerke Stralsund oder private Anbieter) sowie die Kundinnen und Kunden, die sich für das Modell entscheiden.

5.7.5 Zeitplan

Nach Abschluss des Contracting-Vertrags erfolgt die Umsetzung in der Regel innerhalb weniger Monate und ist spätestens nach einem Jahr abgeschlossen. In dieser Zeit werden die Planung, die technische Abstimmung mit dem Netzbetreiber, die Installation der Wärmepumpe sowie die Inbetriebnahme durchgeführt.

5.7.6 Kosten

Die monatlichen Kosten richten sich nach der gewählten Anlagengröße, dem individuellen Wärmebedarf und den vertraglichen Konditionen. Sie beinhalten in der Regel alle Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten.

6 Controlling-Strategie und Umsetzungskontrolle

6.1 Zielsetzung und Strategische Grundlagen

Die kommunale Wärmeplanung (KWP) legt – auf Grundlage des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) und des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) – konkrete Ziele für den Umbau der Wärmeinfrastruktur in Stralsund fest.

Im Mittelpunkt stehen die **Dekarbonisierung der Wärmeversorgung** durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien und Abwärme sowie die **Reduzierung des Energiebedarfs** durch die energetische Modernisierung der Gebäude.

Eine darauf abgestimmte **Controlling-Strategie** stellt sicher, dass diese Ziele systematisch verfolgt und schrittweise erreicht werden.

6.2 Aufbau eines Controlling-Systems

Das Controlling-System dient der **Erfassung und Bewertung zentraler Kennwerte**, mit denen sich der Fortschritt der Wärmewende in Stralsund langfristig nachvollziehen lässt. Messbare Parameter sind in Tabelle 21 aufgeführt (Zielwerte siehe Kapitel 4).

Tabelle 21: Parameter für das Controlling-System im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung

Parameter	Einheit	Vorgehen
Anteil an erneuerbarer Energie	%	Versorgung per Wärmenetz: Messung beim Betrieb der Anlage Dezentrale Versorgung: Abfrage beim Bürger/Nutzer, Smart Metering
Reduktion der CO_2-Emissionen im Vergleich zum Basisjahr	t CO_2	Berechnung der Emissionen mit Hilfe von CO_2-Emissionsfaktoren
Sanierungsrate von Bestandsgebäuden	%/a	Dokumentation von sanierten Gebäuden
Anzahl angeschlossener Haushalte an Fernwärme	–	Dokumentation der Neuanschlüsse
Anzahl angeschlossener Haushalte an das Gasnetz	–	Dokumentation der Umstellung auf andere Energieträger

Für ein effektives Monitoring sollte das System **digital aufgebaut** und alle relevanten Daten **zentral erfasst und fortlaufend gepflegt** werden. Wesentlich ist die **Einbindung aller relevanten Akteure**, etwa der Energieversorger, Netzbetreiber und Bürgerinnen und Bürger.

Ergänzend zur Datenerhebung sind **regelmäßige Auswertungen** zur Plausibilisierung und Bewertung der Ergebnisse erforderlich. Auf dieser Basis können Fortschritte dokumentiert, Abweichungen erkannt und gezielte Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Wärmeplanung abgeleitet werden.

6.3 Steuerung und Maßnahmen-Controlling

Für eine flexible Umsetzung der KWP empfiehlt sich der Aufbau eines **dynamischen Controlling-Systems**, das auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren kann.

Regelmäßige Analysen unterstützen dabei, **Abweichungen von Zielen und Maßnahmen frühzeitig zu erkennen**. Durch gezielte Ursachenanalysen lassen sich mögliche Probleme – etwa Verzögerungen, technische Schwierigkeiten oder Kostenüberschreitungen – identifizieren und beheben.

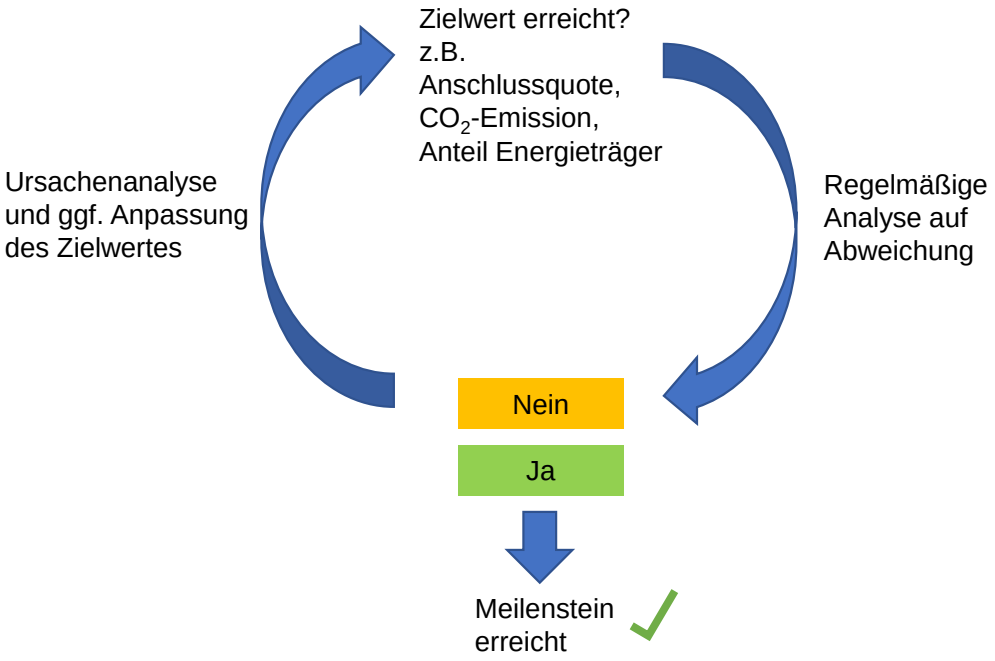


Abbildung 50: Prinzip des Controlling-Systems im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung

Ein wirksames **Risikomanagement** ist zentraler Bestandteil des Controllings. Ziel ist es, potenzielle Risiken frühzeitig zu erkennen und geeignete **Gegenstrategien** zu entwickeln.

Zu den relevanten Risiken zählen insbesondere Verzögerungen bei Genehmigungen, steigende Investitions- und Betriebskosten sowie eine daraus resultierende sinkende Akzeptanz in der Bevölkerung.

Im Verlauf der Umsetzung kann die **Priorisierung von Maßnahmen** angepasst werden. Vorrangig sollten Projekte umgesetzt werden, die eine **hohe Kosteneffizienz** und **große CO_2-Einsparpotenziale** aufweisen.

6.4 Einbindung relevanter Akteure

Für den erfolgreichen Aufbau und Betrieb des Controlling-Systems ist die **Einbindung aller relevanten Akteure** (Stakeholder) entscheidend (vgl. Tabelle 22). Nur durch den koordinierten Austausch können Daten vollständig erhoben und die Ergebnisse richtig bewertet werden.

Tabelle 22: Relevante Akteure und Aufgaben im Rahmen der Controlling-Strategie

Stakeholder	Aufgabenbereich
Kommunale Verwaltung und Stadtwerke	Koordination, Planung und übergeordnete Steuerung der Maßnahmen
Stadtwerke Stralsund und Schornsteinfegerwesen	Erfassung und Bereitstellung technischer Daten, Umsetzung technischer Maßnahmen
Bürgerinnen, Bürger und Unternehmen	Austausch mit Wärmeverbrauchenden, Einbindung in Entscheidungsprozesse, Sensibilisierung durch transparente Berichte und Bürgerdialoge
Externe Beratungs- und Forschungseinrichtungen	Fachliche Unterstützung bei der Entwicklung, Bewertung und Weiterentwicklung von Maßnahmen

6.5 Digitalisierung und Datenmanagement

Ein zentrales Element der Controlling-Strategie ist ein **funktionierendes Datenmanagement**, das auf **digitale Prozesse** aufbaut.

Das bestehende **Geoinformationssystem (GIS)** der Stadtwerke Stralsund wurde im Rahmen der KWP erweitert und aktualisiert. Das Datenmodell wird **regelmäßig an den aktuellen Ist-Zustand angepasst**, um die fortschreitende Entwicklung präzise abzubilden.

Durch automatisierte Datenerfassung können Arbeitsprozesse optimiert und Daten effizienter generiert werden. Mit den speziell für die KWP entwickelten **Software-Tools** lassen sich die Entwicklungen im Wärmesektor nachvollziehen und deren Einfluss auf das Zielbild bewerten.

6.6 Evaluierung und Anpassung der Strategie

Die umgesetzten Maßnahmen sind **regelmäßig zu evaluieren**, um zu prüfen, ob die angestrebten Ziele erreicht wurden. Auf dieser Grundlage lassen sich **Erfolgsfaktoren und Schwachstellen** identifizieren, die in die Planung zukünftiger Projekte einfließen.

Bei veränderten politischen, rechtlichen oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist die **Anpassung der Strategie** erforderlich. Dies kann sowohl die **Förderung dezentraler Versorgungslösungen** als auch die **Intensivierung von Gebäudesanierungen** betreffen. Eine transparente **Information der Öffentlichkeit** stellt sicher, dass Anpassungen nachvollziehbar bleiben und Akzeptanz fördern.

6.7 Finanzierung und Wirtschaftlichkeitscontrolling

Die **Finanzierung der Maßnahmen** ist ein zentraler Erfolgsfaktor für das Gelingen der Wärmewende. Ohne den gezielten Einsatz von **Fördermitteln**, insbesondere für investive Maßnahmen, lassen sich sozialverträgliche Wärmepreise bei vollständig klimaneutraler Erzeugung kaum realisieren.

Die Förderprogramme sollten daher **regelmäßig auf Aktualisierungen geprüft** und neue Angebote frühzeitig kommuniziert werden – auch gegenüber Bürgerinnen und Bürgern. Parallel dazu sind **Investitionskosten und Energiekostenentwicklungen** fortlaufend zu beobachten.

Ein Abgleich dieser Daten mit den erzielten **Energieeinsparungen und THG-Minderungen** ermöglicht eine belastbare Bewertung der Wirtschaftlichkeit. Zudem ist der **Projektablaufplan** regelmäßig mit dem jeweiligen **Projektstatus** zu vergleichen, um Budgetabweichungen frühzeitig zu erkennen.

Eine systematische Controlling-Strategie gewährleistet, dass **Klimaziele effizient erreicht** und die Maßnahmen der kommunalen Wärmeplanung **zielgerichtet umgesetzt** werden.

7 Kommunikations- und Verstetigungsstrategie

Nach Abschluss der Kommunalen Wärmeplanung (KWP) ist es entscheidend, die gewonnenen Erkenntnisse **transparent zu kommunizieren** und **nachhaltig in die städtischen Prozesse zu integrieren**.

Während des Projektzeitraums wurden mehrere Informationsveranstaltungen durch die beauftragten Dienstleister, die Stadtwerke Stralsund und die Hansestadt Stralsund durchgeführt. Zur **Fortschreibung der KWP** wird in diesem Kapitel eine Kommunikations- und Verstetigungsstrategie vorgestellt.

7.1 Ziele und Vorgehensweise

Ziel der Kommunikations- und Verstetigungsstrategie ist es, eine **strukturierte Vorgehensweise** zu etablieren, um einerseits die **Bürgerinnen und Bürger aktiv zu informieren** und andererseits die **Ergebnisse der KWP in die allgemeine Stadtentwicklungsplanung** (zum Beispiel ISEK) einzubinden. So werden **Transparenz und Vertrauen** geschaffen, das Bewusstsein für die Bedeutung der Wärmeplanung gestärkt und die **Akzeptanz für zukünftige Maßnahmen** erhöht.

Zur Verstetigung der KWP ist es zudem wichtig, die erhobenen Daten **kontinuierlich auszuwerten** und den **Fortschritt der Wärmewende transparent** nachzuverfolgen.

7.2 Klimaschutzmanagement als Bindeglied der Stakeholder

Das **Klimaschutzmanagement** übernimmt eine zentrale Rolle als **Bindeglied zwischen Verwaltung, Politik und Wirtschaft**. Es koordiniert die Kommunikation, begleitet die Umsetzung der Maßnahmen und sorgt dafür, dass die Wärmeplanung in die bestehenden städtischen Entwicklungsprozesse integriert wird. Dabei ist sicherzustellen, dass die **Ziele zur THG-Minderung** mit den **technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten vor Ort** in Einklang stehen.

7.3 Schaffung von Anreizen zur Umsetzung der KWP

Damit die im Rahmen der KWP entwickelten Maßnahmen erfolgreich umgesetzt werden, ist die Schaffung gezielter **Anreize auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene** erforderlich. Diese können **finanzieller, rechtlicher oder organisatorischer Natur** sein und sollen Bürgerinnen, Bürger und Unternehmen motivieren, aktiv an der Wärmewende mitzuwirken.

7.3.1 Finanzielle Anreize (Förderprogramme):

Um Investitionen in energieeffiziente Technologien attraktiver zu machen, sollten **bestehende und geplante Förderprogramme** transparent kommuniziert und leicht zugänglich sein. Dazu gehören insbesondere:

- Hinweise auf bestehende und geplante kommunale oder staatliche Förderungen zum Anschluss an ein Wärmenetz (Bundesförderung für energieeffiziente Wärmenetze (BEW), BAFA)
- Hinweise auf bestehende und geplante kommunale oder staatliche Förderungen zum Heizungstausch mit EE-Anteil (Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude (BEG), BAFA)
- Hinweise auf bestehende und geplante kommunale oder staatliche Förderungen zur energetischen Sanierung (Effizienzhaus-Sanierung, KfW), Steuerliche Förderung, individueller Sanierungsfahrplan (iSFP)

7.3.2 Wärmepumpen Contracting in dezentral wärmeversorgten Gebieten

Ein wirkungsvolles Instrument zur Senkung von Einstiegshürden ist das **Wärmepumpen-Contracting**. Hierbei übernimmt ein Dienstleister die **Installation, Wartung und den Betrieb** einer Heizungsanlage, während die Nutzerinnen und Nutzer lediglich eine monatliche Gebühr oder einen festen Wärmepreis zahlen.

Vorteile des Contractings:

- Minimale Anschaffungskosten für Verbraucherinnen und Verbraucher, da die Investition vom Contractor getragen wird
- Geringes Betriebsrisiko, da Reparaturen und Wartung vom Dienstleister übernommen werden
- Wenig organisatorischer Aufwand für die Nutzerinnen und Nutzer, da der Contractor individuelle Lösungen mit Fördermittelintegration anbietet
- Beschleunigung der Wärmewende, da durch preisgünstige Angebote mit Versorgungssicherheit die Hürden für den Umstieg auf Wärmepumpen gesenkt werden

7.3.3 Rechtliche Anreize

Auch rechtliche Rahmenbedingungen können die Umsetzung der Wärmeplanung gezielt unterstützen, etwa durch:

- Schutz vor steigenden Energiepreisen und Sicherstellung eines Mindestanteils erneuerbarer Energien durch die AVBFernwärmeV.
- Festlegung einer wettbewerbsfähigen Satzung für Wärmenetze, die dezentrale Lösungen berücksichtigt und gleichzeitig den Ausbau nachhaltiger Wärmeversorgung fördert.

Durch die **Kombination aus finanziellen, organisatorischen und rechtlichen Anreizen** kann die **Umsetzungsgeschwindigkeit** der Maßnahmen gesteigert, die **Beteiligung der Bevölkerung** gefördert und der **technologische Fortschritt in Stralsund** wirksam vorangebracht werden.

7.4 Akteursbeteiligung

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung wurden relevante Akteure frühzeitig und fortlaufend in den Planungsprozess einbezogen. Die Erstellung des Wärmeplans erfolgte im Auftrag der Hansestadt Stralsund maßgeblich durch die SWS Energie GmbH. Die Stadtwerke übernahmen dabei eine zentrale fachliche Rolle und beauftragten für einzelne Arbeitsschritte weitere externe Fachbüros. Die Abstimmung zwischen Stadtverwaltung, Stadtwerken und weiteren Projektbeteiligten erfolgte regelmäßig im projektbegleitenden Lenkungskreis.

Ein besonderer Schwerpunkt der Akteursbeteiligung lag auf der Einbindung von Fachakteuren, die für die spätere Umsetzung der Wärmewende in Stralsund von besonderer Bedeutung sind. Am 9. Dezember 2024 fand im Löwenschen Saal des Stralsunder Rathauses eine nicht-öffentliche Akteursbeteiligung mit gezielt eingeladenen Vertreterinnen und Vertretern aus Handwerk, Wohnungswirtschaft, Energiebranche, Schornsteinfegerwesen und weiteren Fachbereichen statt. Die Veranstaltung richtete sich bewusst an fachlich und institutionell relevante Akteure der Wärmewende und diente dem vertieften fachlichen Austausch zu den Zwischenergebnissen der kommunalen Wärmeplanung. Im Mittelpunkt standen der aktuelle Stand der Wärmeplanung, Ergebnisse der Bestandsanalyse, erste Potenziale erneuerbarer Wärmequellen sowie fachliche und rechtliche Rahmenbedingungen. Im Anschluss bestand die Möglichkeit zum Austausch an thematischen Arbeitstischen.

Darüber hinaus wurden spezifische Akteursgruppen ergänzend angesprochen. Dazu gehörten insbesondere ein Austausch mit Vertreterinnen und Vertretern der Stralsunder Wohnungswirtschaft am 21. August 2025 sowie Abstimmungen mit der Kreishandwerkerschaft und den Innungen, insbesondere aus den Bereichen Heizung, Sanitär und Schornsteinfegerwesen, im Vorfeld der öffentlichen Informationsveranstaltung im Februar 2026. Ziel war es, praxisnahe Hinweise aus der Umsetzungsperspektive aufzunehmen, offene Fragen frühzeitig zu identifizieren und die Anforderungen unterschiedlicher Akteursgruppen besser in die weitere Kommunikation und Maßnahmenplanung einzubeziehen.

Auch die kommunalpolitische Beteiligung wurde im Projektverlauf berücksichtigt. Der Wärmeplan wurde im Ausschuss für Bau, Umwelt, Klimaschutz und Stadtentwicklung vorgestellt und beraten. Dabei wurden die wesentlichen Bestandteile der Wärmeplanung, insbesondere Bestandsanalyse, Potenzialanalyse, Zielszenario, Umsetzungsstrategie und Controlling, erläutert. Die Hinweise aus den politischen Beratungen wurden in den weiteren kommunalen Abstimmungsprozess einbezogen.

7.5 Öffentlichkeitsarbeit

Die Öffentlichkeitsarbeit zur kommunalen Wärmeplanung verfolgte das Ziel, die Stadtbevölkerung verständlich, sachlich und transparent über Ziele, Inhalte und Grenzen der Wärmeplanung zu informieren. Dabei wurde besonderer Wert darauf gelegt, die Wärmeplanung als strategisches Planungsinstrument einzuordnen und deutlich zu machen, dass mit dem Wärmeplan keine unmittelbaren Vorgaben für einzelne Gebäude verbunden sind.

Zentrales Informationsangebot ist die Projektseite der Hansestadt Stralsund zur kommunalen Wärmeplanung. Dort werden Zweck und Inhalt der Wärmeplanung, Projektlaufzeit, Fördermittelgeber, Förderkennzeichen, beteiligte Partner sowie der Projektablauf dargestellt. Ergänzend verweist die Seite auf Informationsmaterial der Stadtwerke Stralsund und wird schrittweise um weitere Inhalte, darunter Karten und häufige Fragen, ergänzt. Die Internetseite dient damit als dauerhaft zugängliche Informationsplattform für Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen, Wohnungswirtschaft und weitere Interessierte.

Neben der fachlichen Akteursbeteiligung wurde auch die breite Öffentlichkeit über verschiedene Formate informiert. Hierzu zählten insbesondere die Projektseite der Hansestadt Stralsund sowie öffentliche Informationsangebote. Am 23. Februar 2026 wurde der aktuelle Stand der kommunalen Wärmeplanung im Löwenschen Saal des Rathauses im Rahmen einer öffentlichen Informationsveranstaltung vorgestellt, zu der die gesamte Stadtbevölkerung eingeladen war. Nach einer Einführung durch die Stadtverwaltung und einer Präsentation der zentralen Ergebnisse durch die Stadtwerke konnten Besucherinnen und Besucher an Thementischen Fragen stellen und mit Fachleuten ins Gespräch kommen. Thematisch wurden unter anderem der rechtliche Rahmen, die zukünftigen Wärmeversorgungsgebiete sowie Heiztechnik in der Praxis behandelt. Ergänzend informierten Hersteller moderner Heiztechnik über technische Lösungen.

Die Veranstaltung wurde öffentlich angekündigt, unter anderem über den Veranstaltungskalender sowie begleitende Presse- und Social-Media-Arbeit der Hansestadt Stralsund. Zusätzlich wurden Informationsmaterialien, unter anderem der Stadtwerke Stralsund und weiterer Beratungsstellen, bereitgestellt. Damit wurde sichergestellt, dass sowohl allgemeine Informationen zur kommunalen Wärmeplanung als auch praktische Hinweise zu künftigen Versorgungsoptionen niedrigschwellig zugänglich waren.

Die Öffentlichkeitsarbeit wird auch nach Abschluss des Förderzeitraums fortgeführt. Die Projektseite soll weiterhin aktualisiert und um Kartenmaterial sowie ergänzende Informationen erweitert werden. Auf diese Weise bleiben die Ergebnisse der Wärmeplanung transparent nachvollziehbar und können bei Fortschreibung, politischer Beratung und späterer Umsetzung erneut aufgegriffen werden.

8 Anhang

8.1 Anteil einzelner Endenergieträger am Endenergieverbrauch im gesamten Stadtgebiet

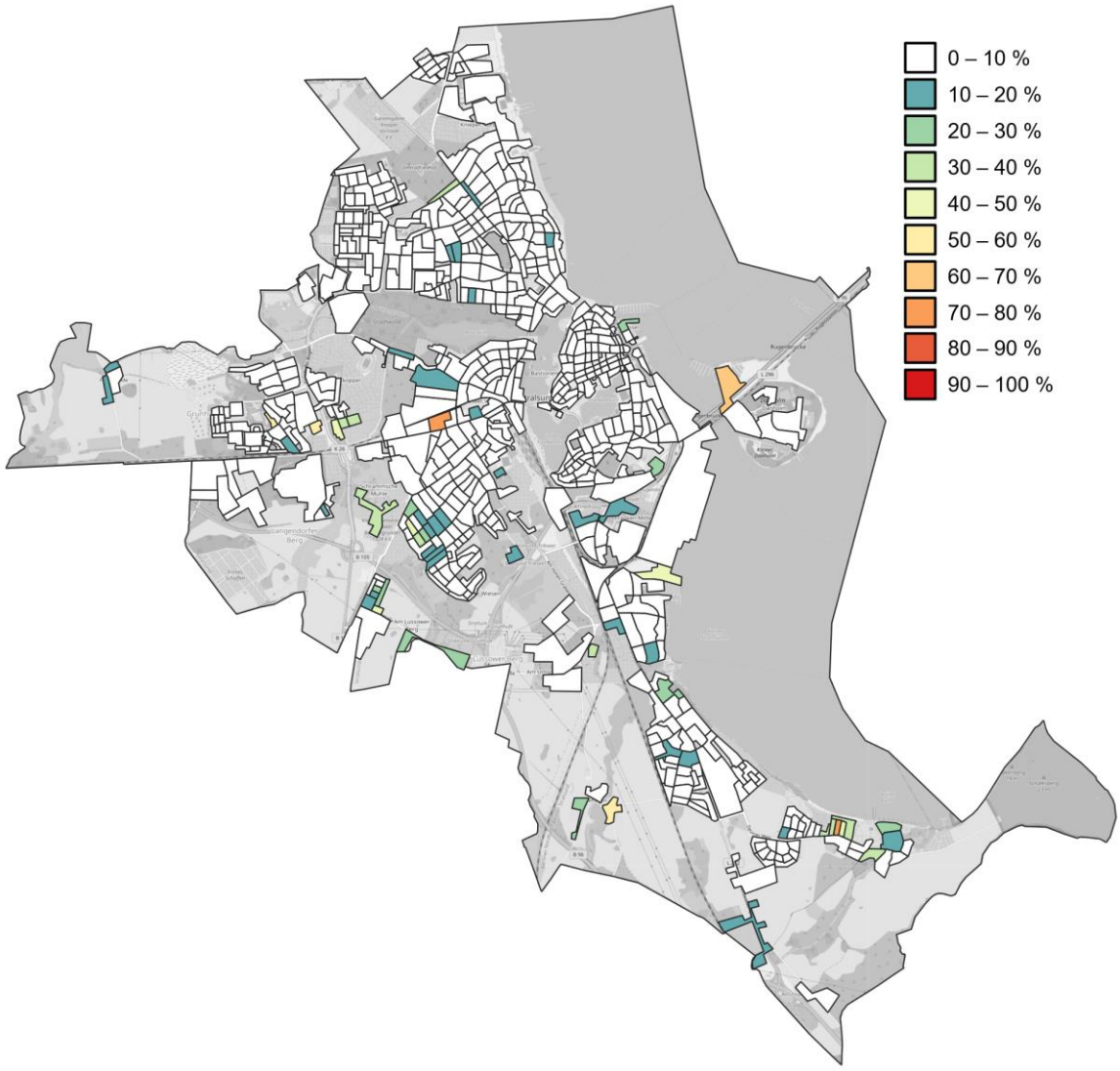


Abbildung 51: Geringer Anteil von Heizöl am Endenergieverbrauch im Stadtgebiet von Stralsund (Stand 2023)

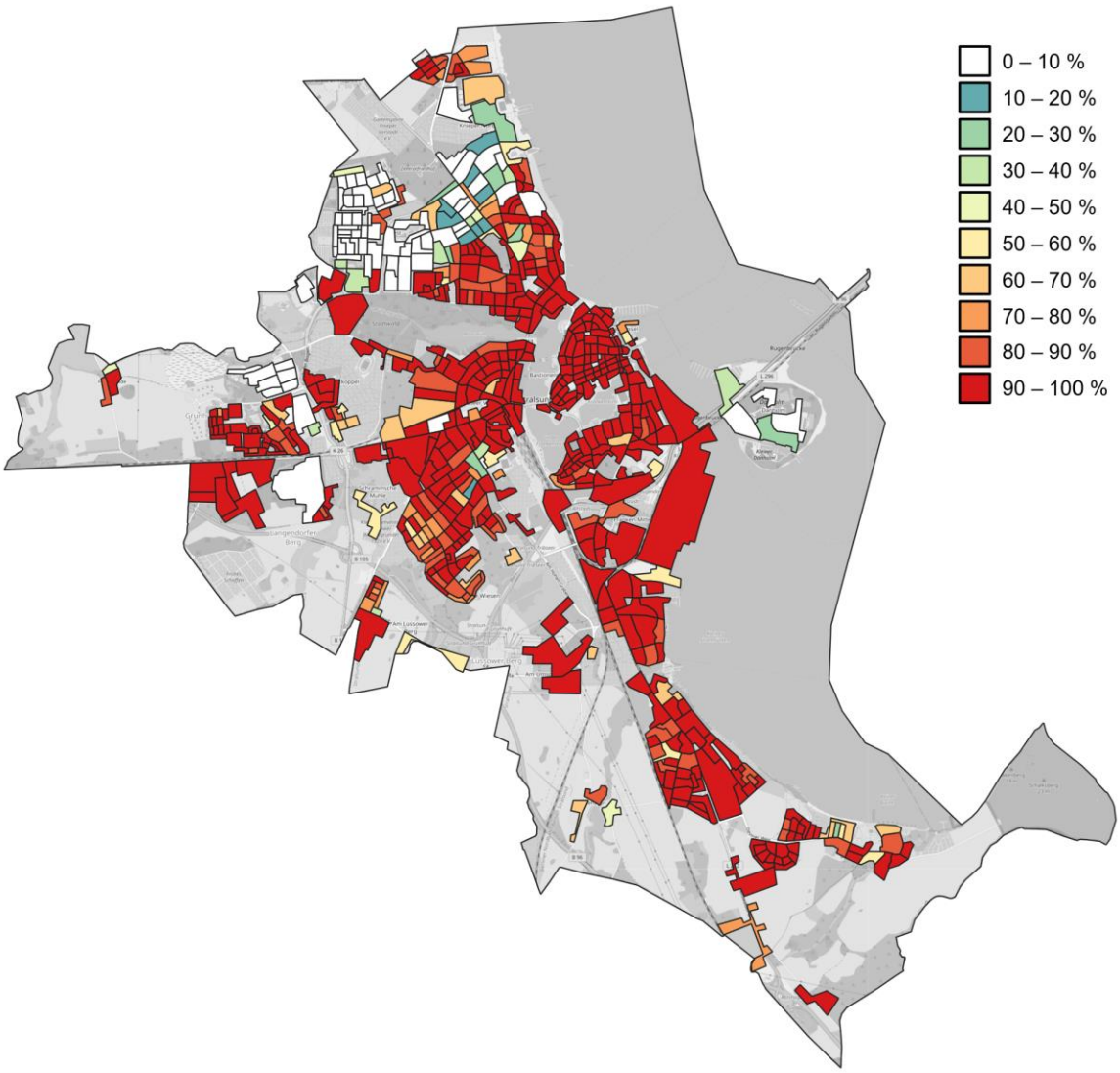


Abbildung 52: Anteil von Erd- und Flüssiggas am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023)

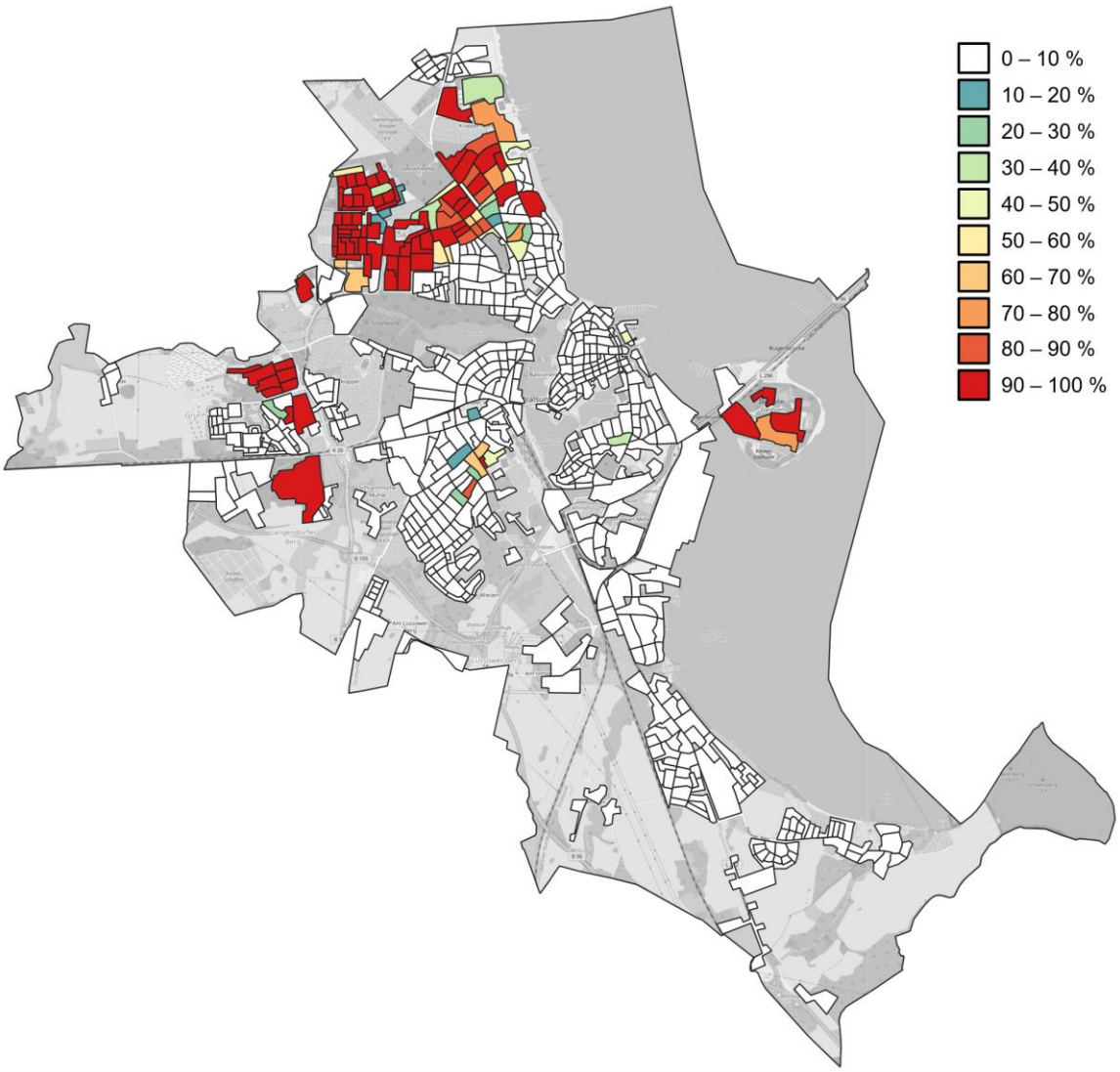


Abbildung 53: Anteil von Fernwärme am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023)

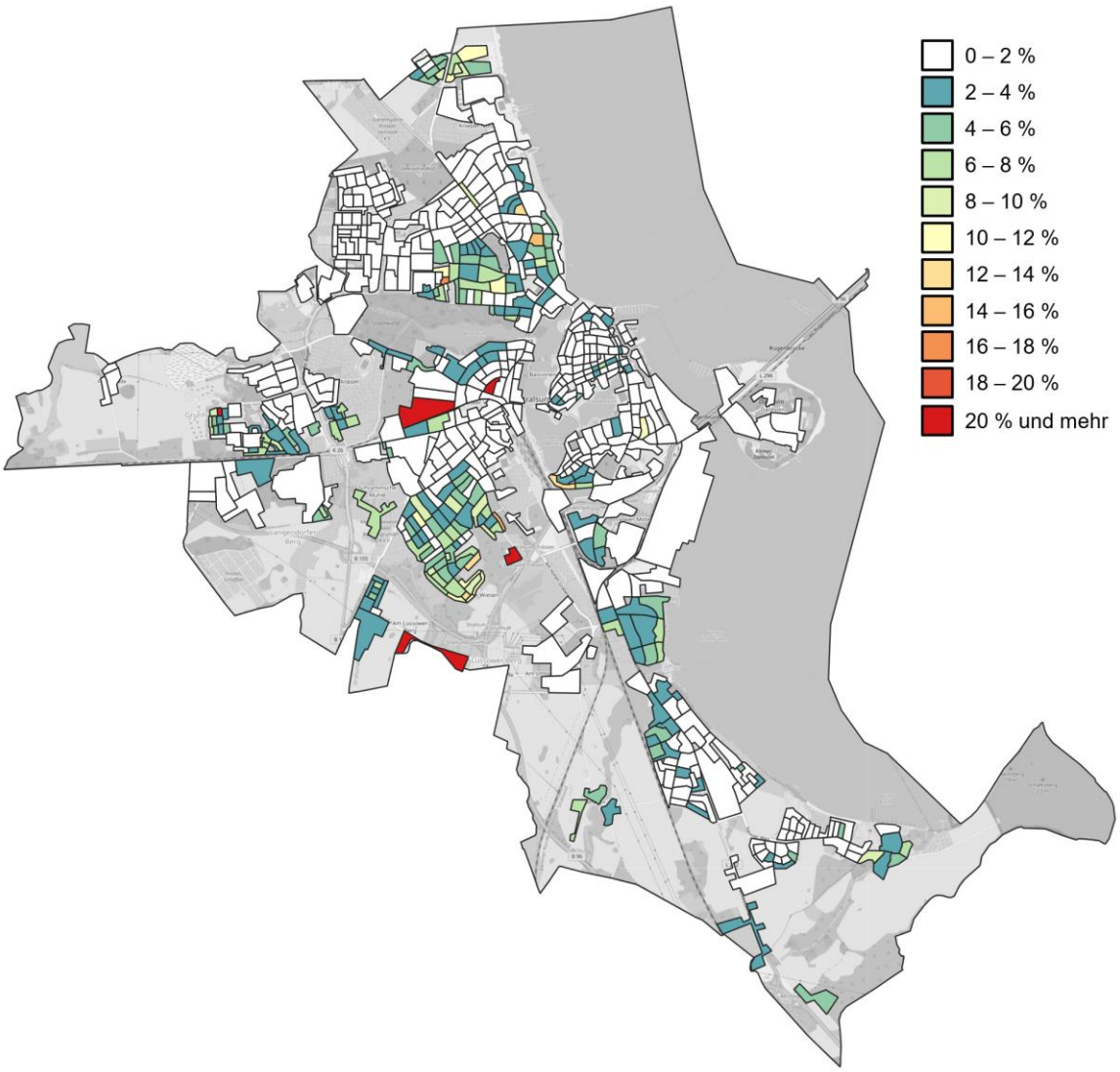


Abbildung 54: Anteil von Biomasse am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023)

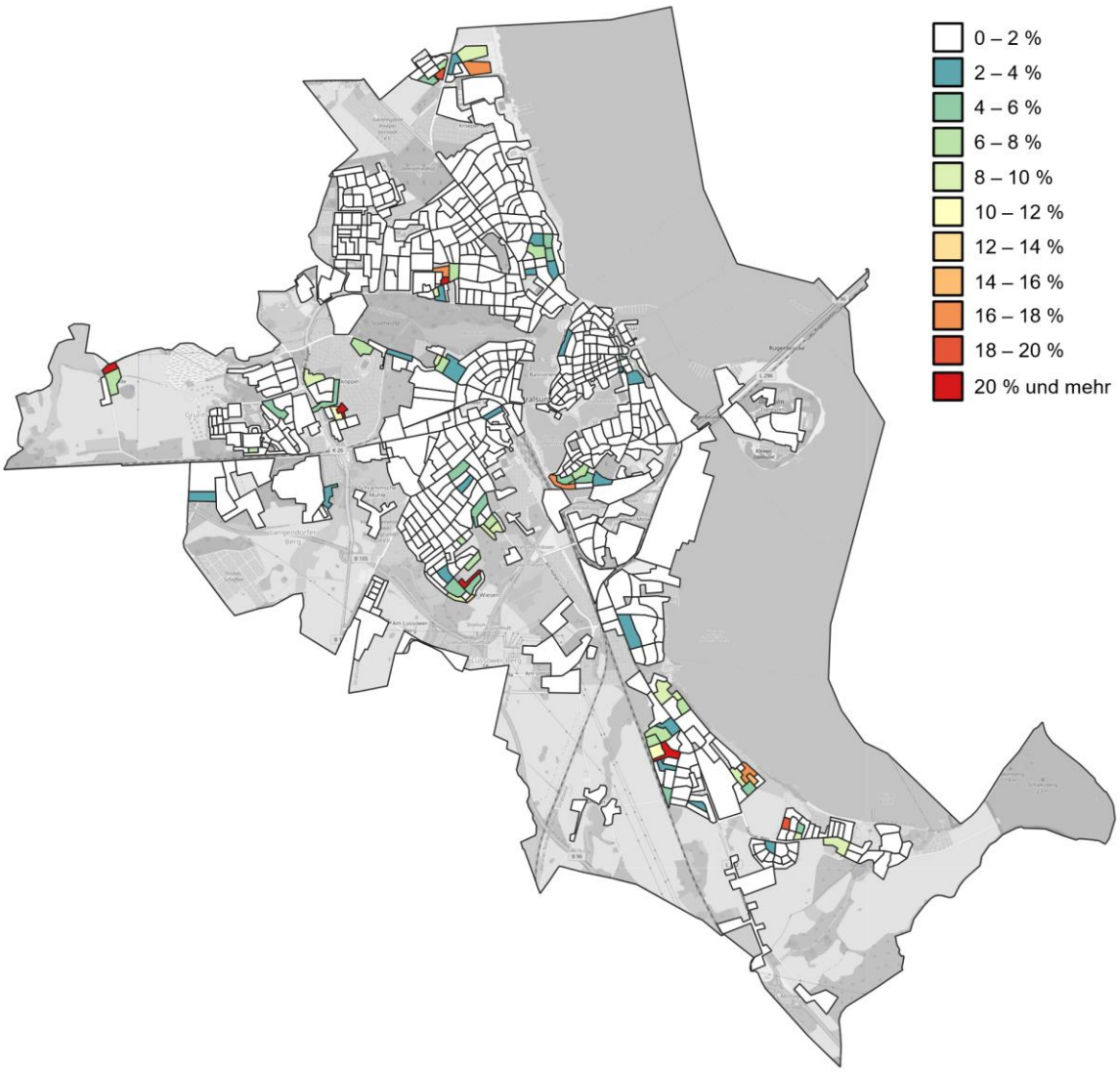


Abbildung 55: Stromanteil am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023)

8.2 Anteil einzelner Endenergieträger am Endenergieverbrauch in den Quartieren

8.2.1 Hafenkante und Frankenvorstadt

Ausgangssituation 2023



Allgemeine Angaben

Gebietsgröße	71,6 ha
Anzahl Gebäude	472
Wärmebedarf	26 GWh/a
CO_2-Emissionen	6 702 t/a

Charakteristik des Gebiets

Die Frankenvorstadt wird vor allem durch Wohngebäude geprägt, während an der nordöstlich gelegenen Hafenkante überwiegend gewerbliche Nutzungen zu finden sind.

Abbildung 56: Versorgungsgebiet Hafenkante/Frankenvorstadt

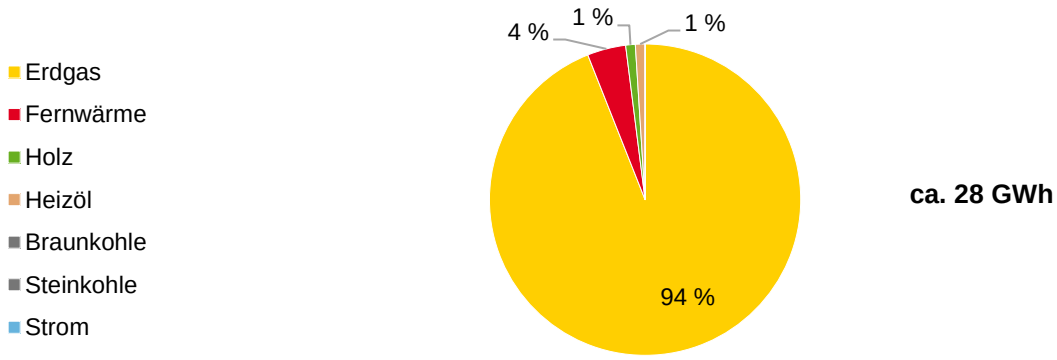


Abbildung 57: Verteilung der Endenergieträger im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt

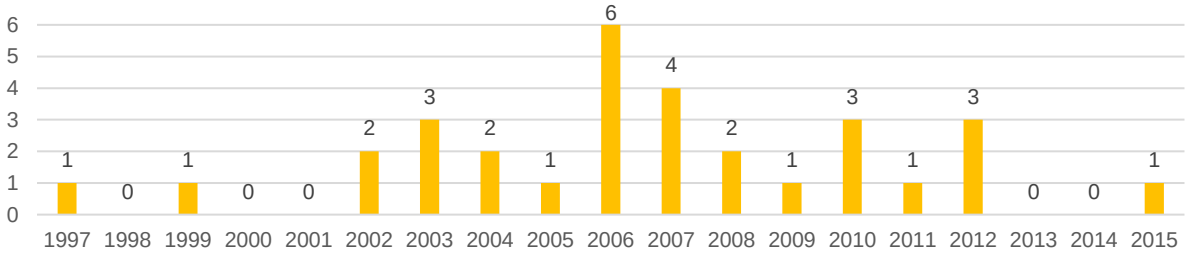


Abbildung 58: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt

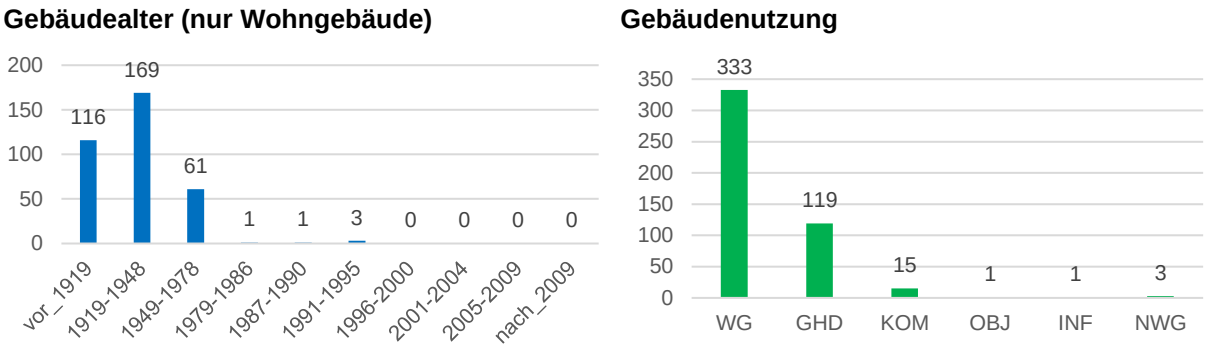
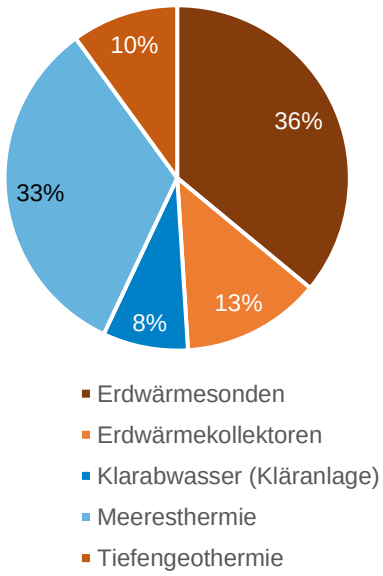


Abbildung 59: Gebäudealter und Gebäudenutzung im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt

Potenziale



Theoretische Potenziale

Erdwärmesonden	22,2 MW
Erdwärmekollektoren	7,8 MW
Klarabwasser (Kläranlage)	4,8 MW
Meeresthermie	> 20 MW
Tiefengeothermie	ca. 6,5 MW

Abbildung 60: Potenzielle alternative Energiequellen im Versorgungsgebiet Hafenkante/Frankenvorstadt

Energetische Sanierung

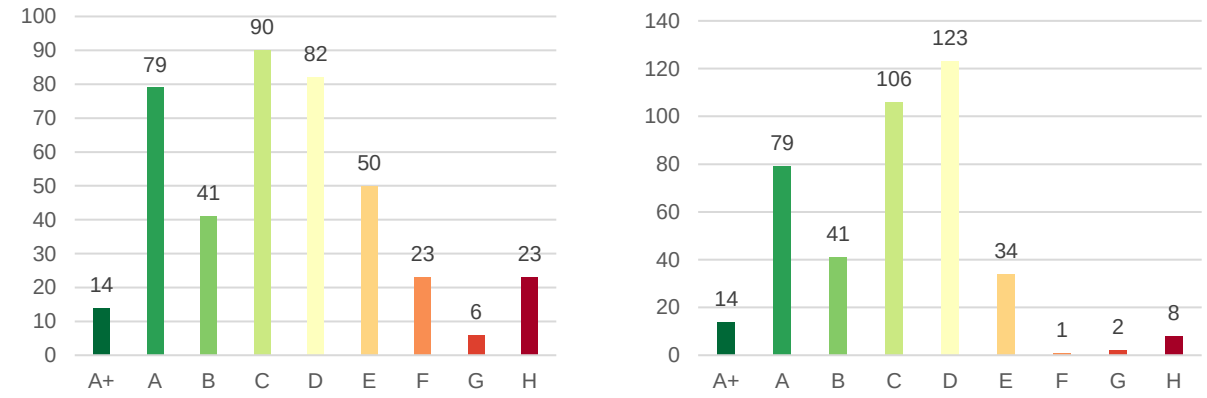
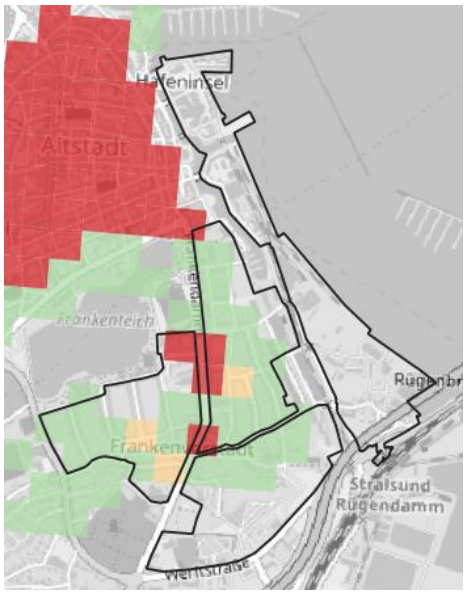


Abbildung 61: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) im Versorgungsgebiet Hafenkante/Frankenvorstadt

Energetische Sanierung bis 2045	
Wärmeenergieeinsparung	bis zu 2,1 GWh/a
CO_2-Einsparung	bis zu 540 t/a
Verantwortlichkeit	Bürger und Stadt Stralsund
Anmerkung	12 % der Gebäude haben eine Energieeffizienzklasse (EEK) > E Energetische Sanierungen sollten gezielt vorangetrieben werden, um den Anteil der Gebäude in den Effizienzklassen F, G und H zu verringern. Durch die Sanierung von rund 41 Gebäuden kann der Anteil auf 3 % gesenkt werden.
Priorität	mittel

Zukünftige Versorgung

Zielzustand 2045		Reduzierung der fossilen Energieträger	
Wärmebedarf	ca. 23,9 GWh/a	Heizöl/Erdgas	-21 GWh/a
CO_2-Emissionen	ca. 1 223 t/a	CO_2-Einsparung	-4 256 t/a



> 1 050 MWh/(ha a) (Sehr gute Wärmenetzeignung)

> 850 MWh/(ha a) (Gute Wärmenetzeignung)

> 415 MWh/(ha a) (Mittlere Wärmenetzeignung)

Abbildung 62: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt

Wärmenetzausbau	
Verantwortlichkeit	Stadtwerke Stralsund

Anmerkung	• 4 Rasterzellen mit Wärmedichte > 1 050 MWh/(ha a)
	• 3 Rasterzellen mit Wärmedichte > 850 MWh/(ha a)
	• 34 Rasterzellen mit Wärmedichte > 415 MWh/(ha a)
	• Potenziale:
	  ○ Meeresthermie
	  ○ Tiefengeothermie
	  ○ Abwärme aus Klarabwasser (Kläranlage)

Priorität	hoch

Heizungsmodernisierung	
Verantwortlichkeit	Bürger, Unternehmen, Stadt Stralsund
Merkmale	• Anteil Heizöl < 1 %, Erdgas 94 %) • Großteil der Heizungen vor 2012 eingebaut
Priorität	hoch
Status	Bevorzugt leitungsgebundene Wärmeversorgung (bereits geplant)

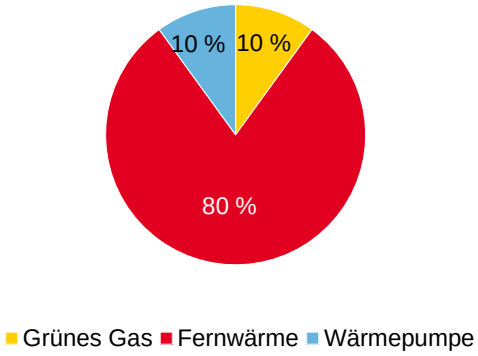


Abbildung 63: Wärmemengenverteilung in der Hafenkante und Frankenvorstadt im Zielszenario 2045

8.2.2 Altstadt

Ausgangssituation 2023

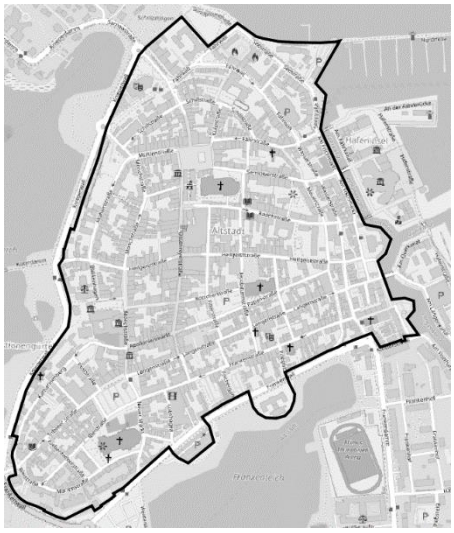


Abbildung 64: Gebiet der Altstadt

Allgemeine Angaben

Gebietsgröße	60,8 ha
Anzahl Gebäude	1 024
Wärmebedarf	62 GWh/a
CO_2-Emissionen	14 982 t/a

Charakteristik des Stadtviertels

Die Altstadt ist geprägt durch einen hohen Anteil an Wohnnutzung, ergänzt durch gewerblich genutzte Gebäude und kommunale Einrichtungen. Sie besitzt aufgrund ihrer zahlreichen historischen Bauwerke eine besondere städtebauliche und kulturelle Bedeutung. Die Altstadt von Stralsund gehört zum UNESCO-Welterbe.

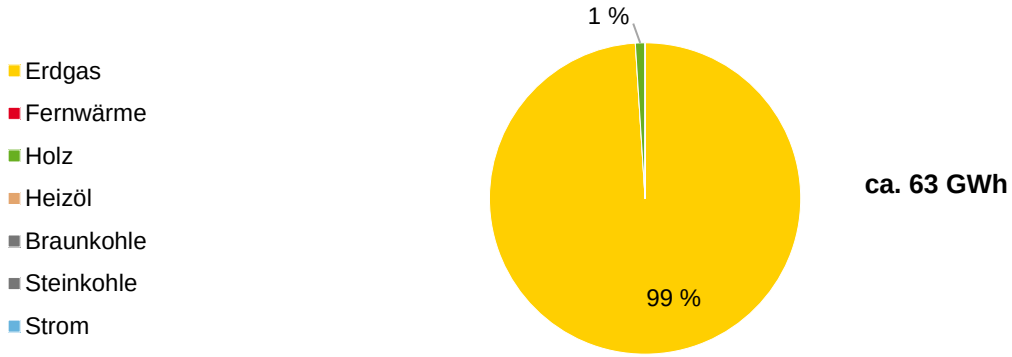


Abbildung 65: Verteilung der Endenergieträger in der Altstadt

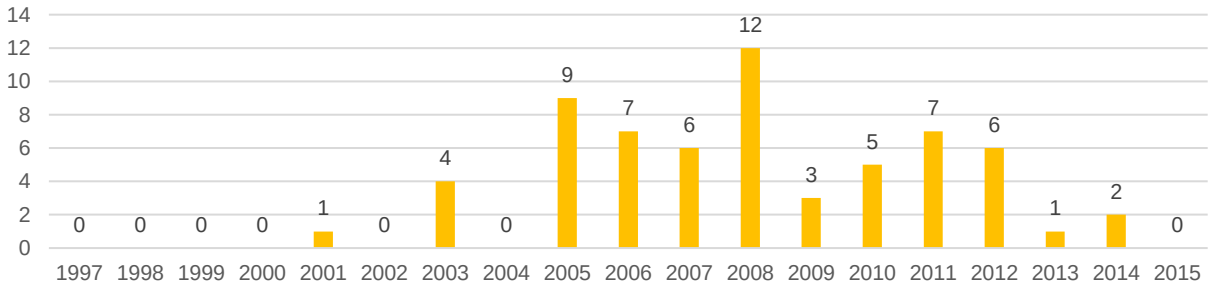


Abbildung 66: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock in der Altstadt

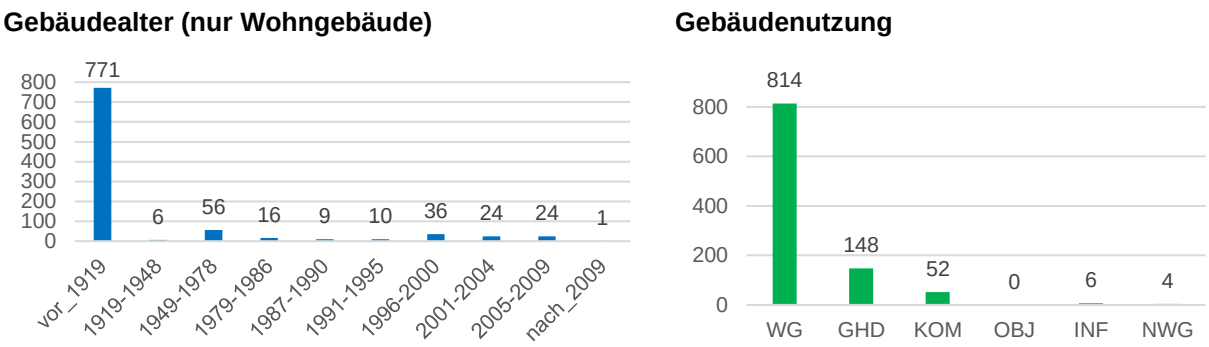
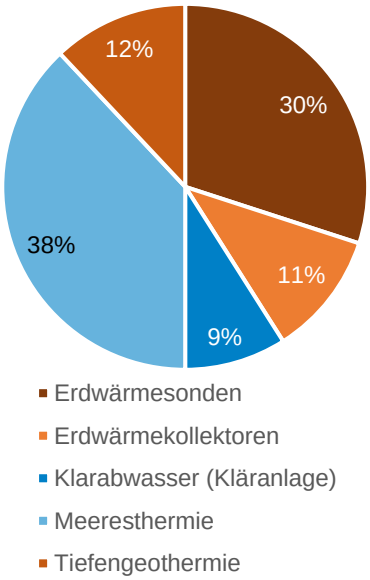


Abbildung 67: Gebäudealter und Gebäudenutzung der Altstadt

Potenziale



Theoretische Potenziale

Erdwärmesonden	16 MW
Erdwärmekollektoren	5,6 MW
Klarabwasser (Kläranlage)	4,8 MW
Meeresthermie	> 20 MW
Tiefengeothermie	ca. 6,5 MW

Abbildung 68: Potenzielle alternative Energiequellen in und für die Altstadt

Energetische Sanierung

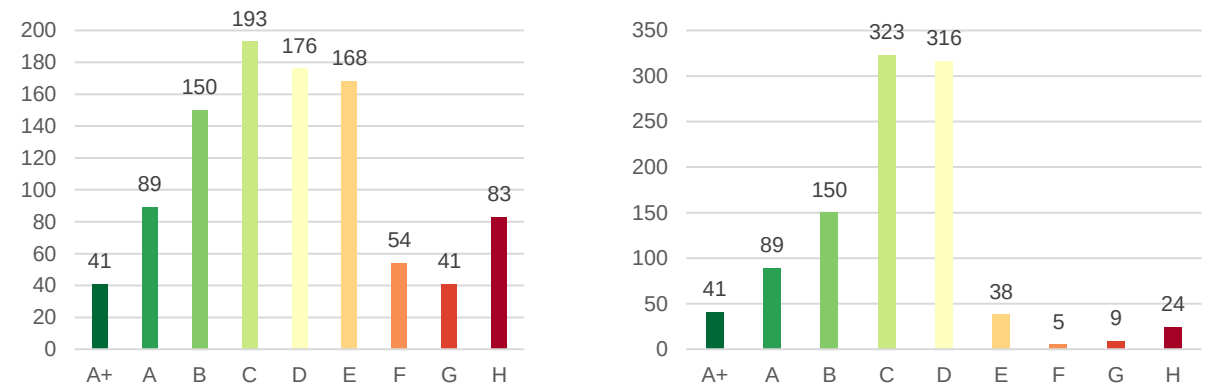
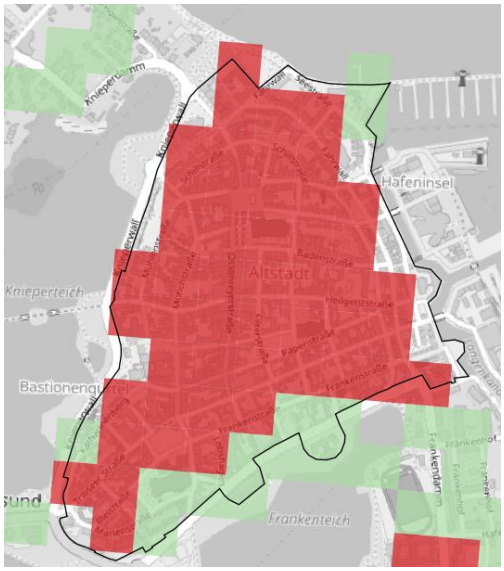


Abbildung 69: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) in der Altstadt

Energetische Sanierung bis 2045	
Wärmeenergieeinsparung	bis zu 9,7 GWh/a
CO_2-Einsparung	bis zu 2 200 t/a
Verantwortlichkeit	Bürger und Stadt Stralsund
Anmerkung	18 % der Gebäude haben eine Energieeffizienzklasse > E Energetische Sanierungen sollten gezielt vorangetrieben werden, um den Anteil der Gebäude in den Effizienzklassen F, G und H zu verringern. Durch die Sanierung von rund 140 Gebäuden kann der Anteil auf 4 % gesenkt werden.
Priorität	hoch

Zukünftige Versorgung

Zielzustand 2045		Reduzierung der fossilen Energieträger	
Wärmebedarf	ca. 52,3 GWh/a	Heizöl/Erdgas	-56,2 GWh/a
CO_2-Emissionen	ca. 3 075 t/a	CO_2-Einsparung	-11 368 t/a



> 1 050 MWh/(ha a) (Sehr gute Wärmenetzeignung)

> 850 MWh/(ha a) (Gute Wärmenetzeignung)

> 415 MWh/(ha a) (mäßige Wärmenetzeignung)

Abbildung 70: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten der Altstadt

Wärmenetzausbau	
Verantwortlichkeit	Stadtwerke Stralsund

Anmerkung	• 49 Rasterzellen mit Wärmedichte > 1 050 MWh/(ha a)
	• 0 Rasterzellen mit Wärmedichte > 850 MWh/(ha a)
	• 16 Rasterzellen mit Wärmedichte > 415 MWh/(ha a)
	• Potenziale:
	  ○ Meeresthermie
	  ○ Tiefengeothermie
	  ○ Abwärme aus Klarabwasser (Kläranlage)

Priorität	hoch

Heizungsmodernisierung	
Verantwortlichkeit	Bürger, Unternehmen, Stadt Stralsund
Merkmale	• Anteil Heizöl < 1 %, Erdgas 99 %) • Großteil der Heizungen vor 2012 eingebaut
Priorität	hoch
Status	Bevorzugt leitungsgebundene Wärmeversorgung

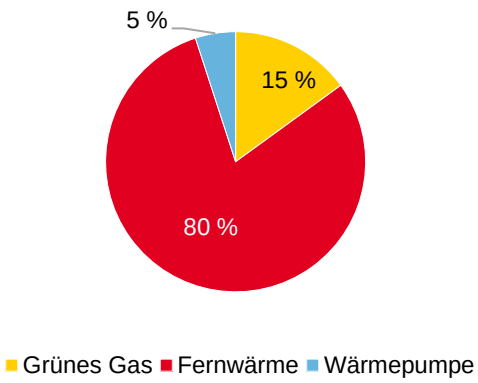


Abbildung 71: Wärmemengenverteilung in der Altstadt im Zielszenario 2045

8.2.3 Tribseer Vorstadt

Ausgangssituation 2023

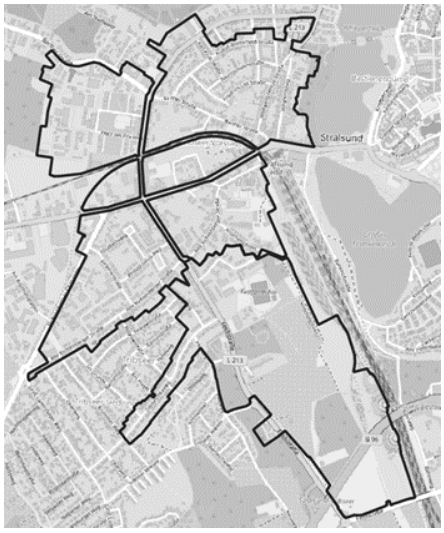


Abbildung 72: Versorgungsgebiet Tribseer Vorstadt

Allgemeine Angaben

Gebietsgröße	168,8 ha
Anzahl Gebäude	833
Wärmebedarf	43,4 GWh/a
CO_2-Emissionen	10 742 t/a

Charakteristik des Stadtviertels

Die Tribseer Vorstadt ist überwiegend durch Wohngebäude geprägt. Den zweitgrößten Anteil stellt der GHD-Sektor, gefolgt von den kommunalen Einrichtungen.

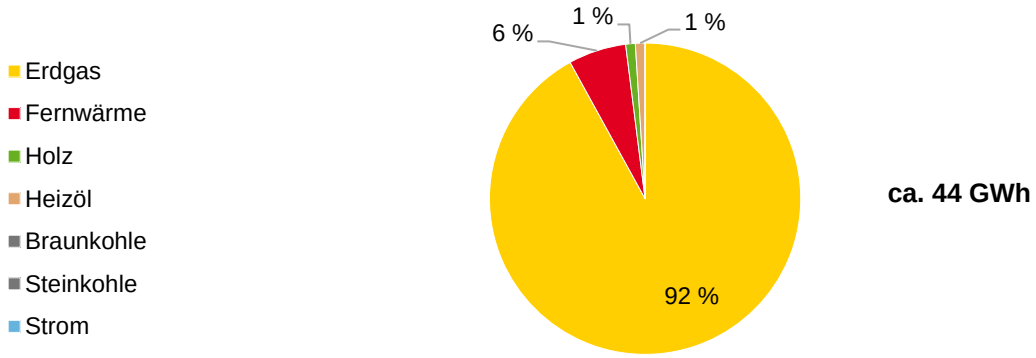


Abbildung 73: Verteilung der Endenergieträger in der Tribseer Vorstadt

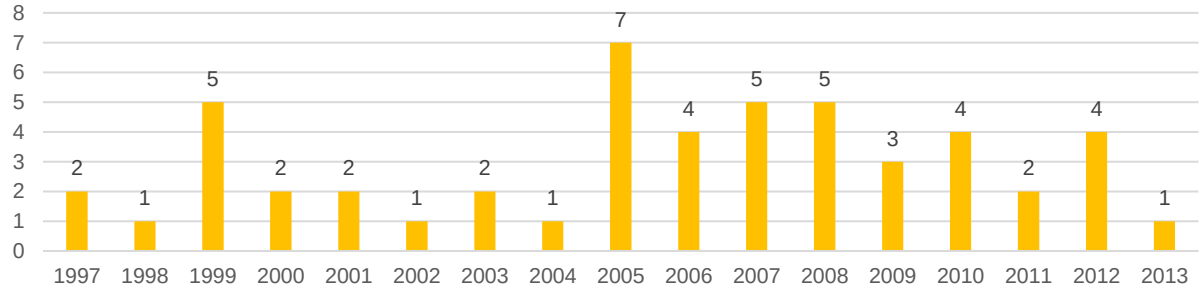


Abbildung 74: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock in der Tribseer Vorstadt

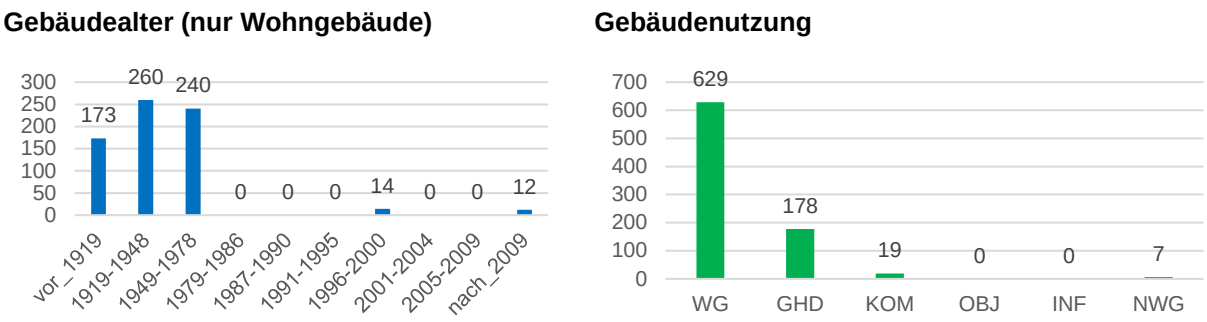
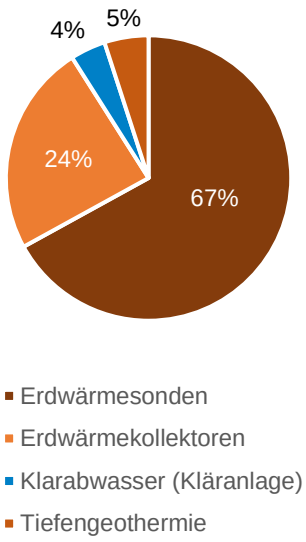


Abbildung 75: Gebäudealter und Gebäudenutzung der Tribseer Vorstadt

Potenziale



Theoretische Potenziale

Erdwärmesonden	81 MW
Erdwärmekollektoren	29 MW
Klarabwasser (Kläranlage)	4,8 MW
Tiefengeothermie	ca. 6,5 MW

Abbildung 76: Potenzielle alternative Energiequellen in und für die Tribseer Vorstadt

Energetische Sanierung

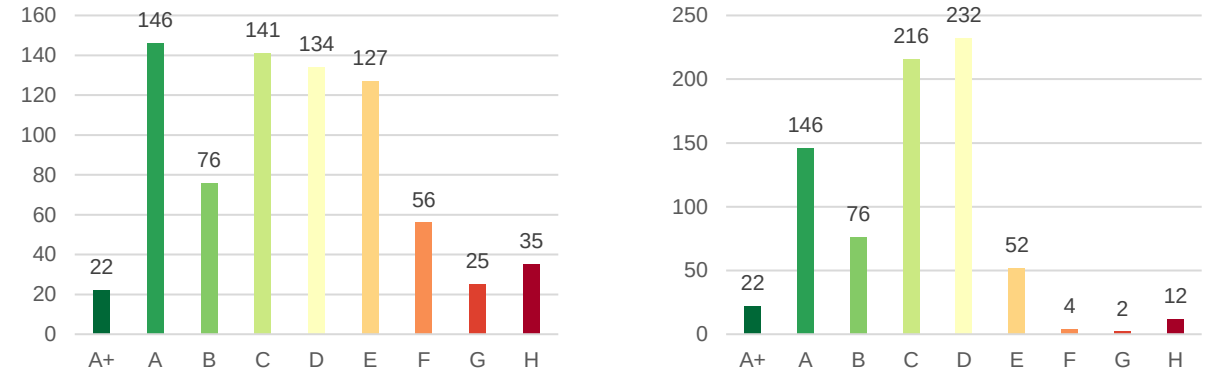
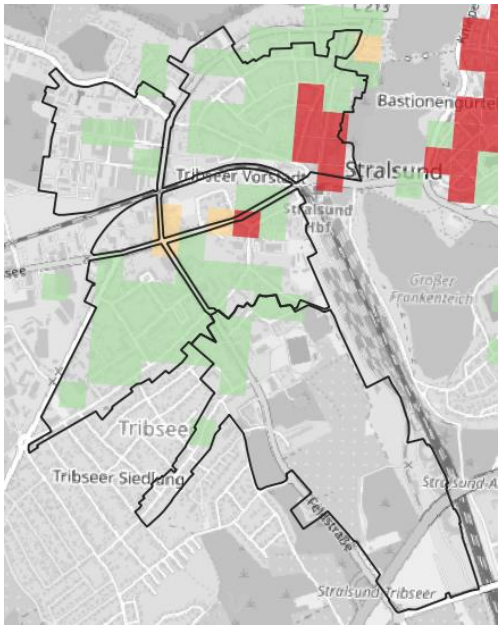


Abbildung 77: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) in der Tribseer Vorstadt

Energetische Sanierung bis 2045	
Wärmeenergieeinsparung	bis zu 5 GWh/a
CO_2-Einsparung	bis zu 2 000 t/a
Verantwortlichkeit	Bürger und Stadt Stralsund
Anmerkung	15 % der Gebäude haben eine Energieeffizienzklasse > E Energetische Sanierungen sollten gezielt vorangetrieben werden, um den Anteil der Gebäude in den Effizienzklassen F, G und H zu verringern. Durch die Sanierung von rund 98 Gebäuden kann der Anteil auf 2 % gesenkt werden.
Priorität	mittel

Zukünftige Versorgung

Zielzustand 2045		Reduzierung der fossilen Energieträger	
Wärmebedarf	ca. 38,4 GWh/a	Heizöl/Erdgas	-37,3 GWh/a
CO_2-Emissionen	ca. 1 976 t/a	CO_2-Einsparung	-7 558 t/a



- > 1 050 MWh/(ha a) (sehr gute Wärmenetzeignung)
- > 850 MWh/(ha a) (Gute Wärmenetzeignung)
- > 415 MWh/(ha a) (Mittlere Wärmenetzeignung)

Abbildung 78: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten der Tribseer Vorstadt

Wärmenetzausbau	
Verantwortlichkeit	Stadtwerke Stralsund

Anmerkung	• 7 Rasterzellen mit Wärmedichte > 1 050 MWh/(ha a)
	• 4 Rasterzellen mit Wärmedichte > 850 MWh/(ha a)
	• 64 Rasterzellen mit Wärmedichte > 415 MWh/(ha a)
	• Potenziale:
	  ○ Meeresthermie
	  ○ Tiefengeothermie
	  ○ Abwärme aus Klarabwasser (Kläranlage)
	  ○ Biomethan

Priorität	hoch

Heizungsmodernisierung	
Verantwortlichkeit	Bürger, Unternehmen, Stadt Stralsund
Merkmale	• Anteil Heizöl < 1 %, Erdgas 92 %) • Großteil der Heizungen vor 2013 eingebaut
Priorität	hoch
Status	Bevorzugt leitungsgebundene Wärmeversorgung (bereits geplant)

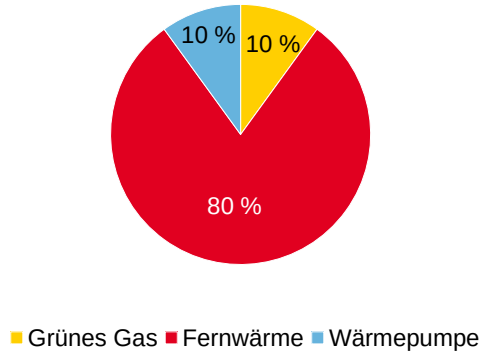


Abbildung 79: Wärmemengenverteilung in der Tribseer Vorstadt im Zielszenario 2045

8.2.4 Tribseer Siedlung

Ausgangssituation 2023

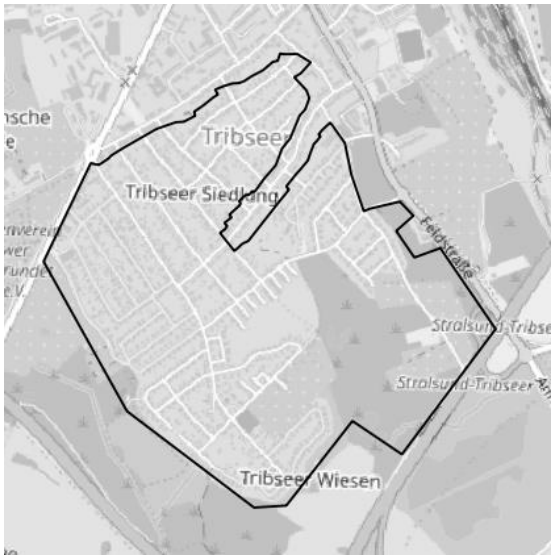


Abbildung 80: Tribseer Siedlung

Allgemeine Angaben

Gebietsgröße	120 ha
Anzahl Gebäude	1 197
Wärmebedarf	15 GWh/a
CO_2-Emissionen	3 934 t/a

Charakteristik des Stadtviertels

Die Tribseer Siedlung ist Teil des Stadtteils Tribseer Vorstadt und ein vorwiegend wohngeprägtes Gebiet mit Gebäuden unterschiedlicher Baualtersklassen. Neben Einfamilien-, Reihen- und Doppelhäusern finden sich auch einige gewerblich genutzte Gebäude.

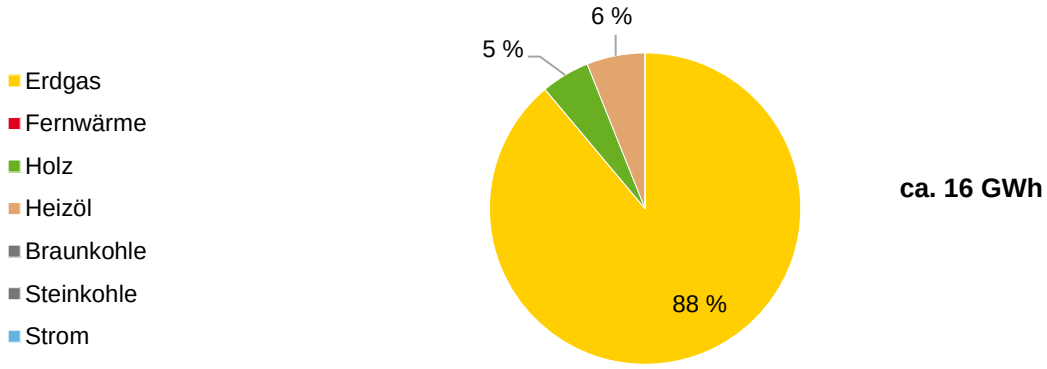


Abbildung 81: Verteilung der Endenergieträger in der Tribseer Siedlung

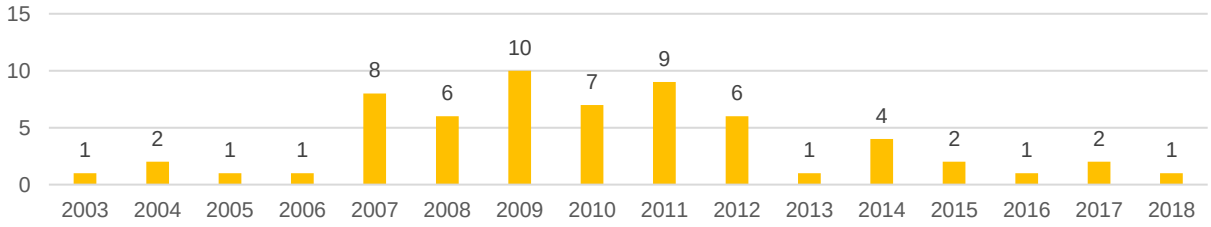


Abbildung 82: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock in der Tribseer Siedlung

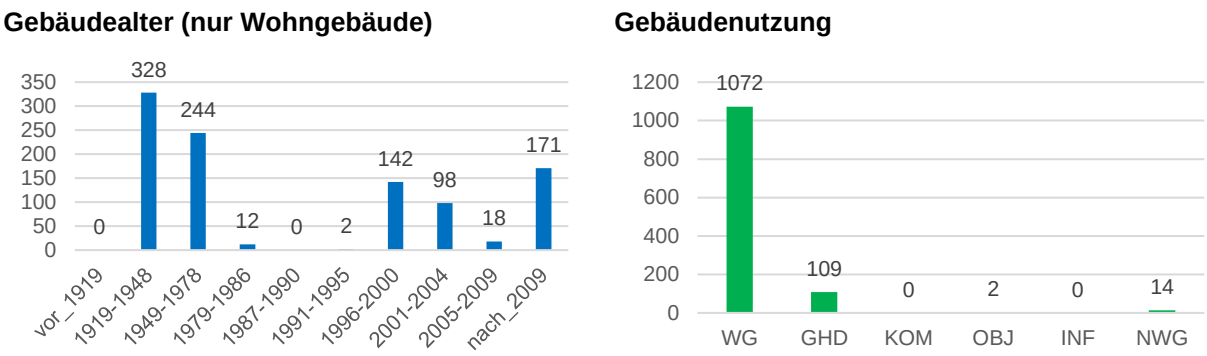
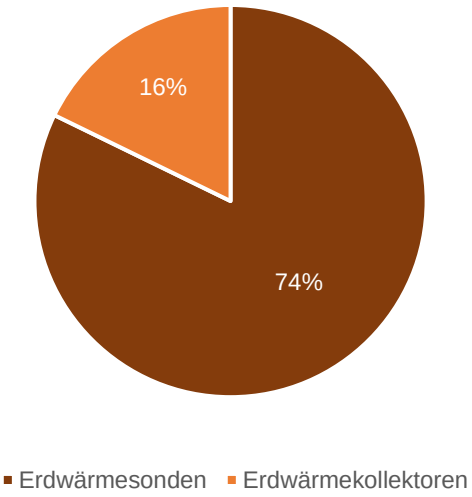


Abbildung 83: Gebäudealter und Gebäudenutzung der Tribseer Siedlung

Potenziale



Theoretische Potenziale

Erdwärmesonden	53,6 MW
Erdwärmekollektoren	18,9 MW

Abbildung 84: Potenzielle alternative Energiequellen in und für die Tribseer Siedlung

Energetische Sanierung

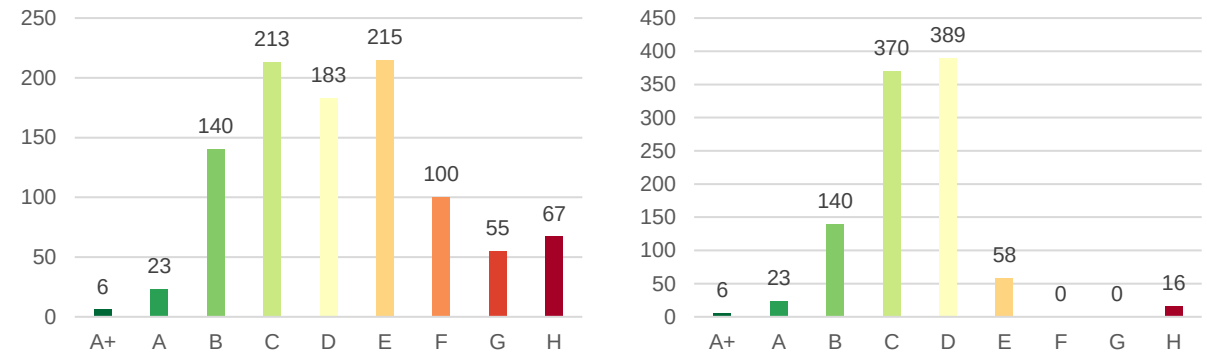


Abbildung 85: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) in der Tribseer Siedlung

Energetische Sanierung bis 2045	
Wärmeenergieeinsparung	bis zu 3 GWh/a
CO_2-Einsparung	bis zu 8 000 t/a
Verantwortlichkeit	Bürger und Stadt Stralsund
Anmerkung	22 % der Gebäude haben eine Energieeffizienzklasse > E Energetische Sanierungen sollten gezielt vorangetrieben werden, um den Anteil der Gebäude in den Effizienzklassen F, G und H zu verringern. Durch die Sanierung von rund 206 Gebäuden kann der Anteil auf 2 % gesenkt werden.
Priorität	hoch

Zukünftige Versorgung

Zielzustand 2045		Reduzierung der fossilen Energieträger	
Wärmebedarf	ca. 12 GWh/a	Heizöl/Erdgas	-11,9 GWh/a
CO_2-Emissionen	ca. 448 t/a	CO_2-Einsparung	-2 490 t/a



- > 1 050 MWh/(ha a) (Sehr gute Wärmenetzeignung)
- > 850 MWh/(ha a) (Gute Wärmenetzeignung)
- > 415 MWh/(ha a) (Mittlere Wärmenetzeignung)

Abbildung 86: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten der Tribseer Siedlung

Wärmenetzausbau	
Verantwortlichkeit	Stadtwerke Stralsund

Anmerkung	• 0 Rasterzellen (Abbildung 86) mit Wärmedichte > 1 050 MWh/(ha a)
	• 0 Rasterzellen mit Wärmedichte > 850 MWh/(ha a)
	• 1 Rasterzelle mit Wärmedichte > 415 MWh/(ha a)
	• Potenziale:
	  ○ Erdwärmesonden
	  ○ Erdwärmekollektoren

Priorität	keine

Heizungsmodernisierung	
Verantwortlichkeit	Bürger, Unternehmen, Stadt Stralsund
Merkmale	• Anteil Heizöl 6 %, Erdgas 88 %) • Großteil der Heizungen vor 2012 eingebaut
Priorität	mittel
Status	Bevorzugt dezentral versorgt

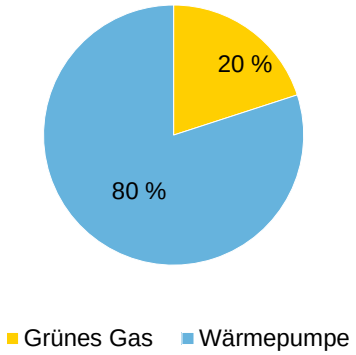


Abbildung 87: Wärmemengenverteilung in der Tribseer Siedlung im Zielszenario 2045

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schritte und Ablauf der kommunalen Wärmeplanung 8

Abbildung 2: Verteilung des Gebäudetyps nach Sektoren 10

Abbildung 3: Vorwiegender Gebäudetyp nach Sektoren in den Quartieren 11

Abbildung 4: Vorwiegender Gebäudetyp der Wohngebäude in den Quartieren 12

Abbildung 5: Vorwiegende Baualtersklasse der Wohngebäude in den Quartieren 13

Abbildung 6: Verteilung der Gebäudealtersklassen von Wohngebäuden untergliedert nach dem Wohngebäudetyp 13

Abbildung 7: Spezifische Wärmebedarfsdichte in den Quartieren 14

Abbildung 8: Spezifischer Wärmebedarf je Gebäudenutzfläche für alle Wohngebäude 15

Abbildung 9: Wärmeliniendichte der Straßenzüge 16

Abbildung 10: Dezentrale Wärmeerzeugung – Anzahl der Zentral- und Einzelfeuerstätten und deren eingesetzte Brennstoffe 18

Abbildung 11: Gasversorgung über weite Teile Stralsunds 19

Abbildung 12: Bestandswärmenetze in Stralsund 20

Abbildung 13: Anteil von Energieträgern für die Fernwärmeerzeugung im Jahre 2023 21

Abbildung 14: Wärmebedarf der Gebäude in Stralsund nach Energieträgern im Jahr 2023 22

Abbildung 15: Heutiger Endenergiebedarf nach Energieträgern 23

Abbildung 16: Endenergiebedarf je Energieträger und Verbrauchssektor 24

Abbildung 17: Dominanter Energieträger zur Wärmeversorgung in den Quartieren 25

Abbildung 18: Jährliche Treibhausgasemissionen je Energieträger 26

Abbildung 19: Jährliche Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung je Sektor 27

Abbildung 20: Jährliche Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung nach Sektoren und Energieträgern 27

Abbildung 21: Geeignete und bedingt geeignete Potenzialflächen für die Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen und Freiflächen-Solarthermieanlagen 34

Abbildung 22: Aufdach-PV-Potenzial 35

Abbildung 23: Grundsätzliche Eignungs- und Ausschlussgebiete für die Nutzung von Erdwärmesonden 37

Abbildung 24: Geeignete und bedingt geeignete Potenzialflächen für die Errichtung von dezentralen oberflächennahen Erdwärmesonden 38

Abbildung 25: Meeresthermie – Potenzielle Entnahmegebiete im Strelasund 41

Abbildung 26: Lage von Abwasserkanälen größer DN 800 (links) und potenzieller Betrachtungs- und Einzugsgebiete für die Nutzung von Abwasserwärme (rechts) 44

Abbildung 27: Potenzielle Flächen für Erdbeckenspeicher 48

Abbildung 28: Einteilung von Gebieten nach ihrer Eignung für den Ausbau von Fernwärme anhand der Wärmebedarfsdichte 52
Abbildung 29: Gebiete mit leitungsgebundener und dezentraler Wärmeversorgung 53
Abbildung 30: Energieeffizienzklassen der Gebäude in Stralsund im Jahre 2023 54
Abbildung 31: Reduzierter Wärmebedarf durch Sanierung und Klimaveränderungen im Vergleich zu den Gesamtkosten für die Sanierung 54
Abbildung 32: Einflussfaktoren auf die Änderung des Wärmebedarfs am Beispiel des Wärmenetzgebietes Knieper/Grünhufe. 55
Abbildung 33: Verringerung des Wärmebedarfs durch Sanierung ohne Berücksichtigung klimatischer Effekte 56
Abbildung 34: Entwicklung der Anzahl sanierter Gebäude von 2030 bis 2045 56
Abbildung 35: Prognostizierte Entwicklung der Gebäudesanierung und Sanierungsquote 57
Abbildung 36: Netztopologie im Zielszenario des Endausbaus bis 2045 58
Abbildung 37: Entwicklung der Wärmenetzversorgung von heute bis 2045 59
Abbildung 38: Bestehende und potenzielle Wärmeerzeugungsanlagen der Wärmenetze 61
Abbildung 39: Jahresdauerlinie der Wärmelast und der Wärmebedarfsdeckung in der Referenzvariante 66
Abbildung 40: Anteile der Wärmeerzeuger an der Gesamterzeugung in der Referenzvariante 67
Abbildung 41: Investitionskosten für alle Erzeugerparkvarianten in der Fernwärmeversorgung 70
Abbildung 42: Wärmegestehungskosten im Verhältnis zur Referenzvariante mit und ohne BEW-Förderung 70
Abbildung 43: Altersbedingter Erneuerungsbedarf von Heizungsanlagen in Gebieten mit dezentraler Wärmeversorgung 74
Abbildung 44: Änderung der Wärmeversorgung je Anschluss vom Bezugsjahr 2023 bis 2045 75
Abbildung 45: Änderung der Nutzenergiemengen je Energieträger bzw. Heizungsanlagentyp 75
Abbildung 46: Verteilung der dominierenden Energieträger im Zieljahr 2045 76
Abbildung 47: Gegenüberstellung der Anteile der Arten der Wärmebereitstellung und Heizungsanlagen zur Deckung des Wärmebedarfs heute und 2045 77
Abbildung 48: Entwicklung des Endenergiebedarfs mit Energieträgeranteilen (linke Achse) und Verlauf der THG-Emissionen (rechte Achse) 78
Abbildung 49: Potenzielle Verbindungstrassen zwischen bestehenden und geplanten Wärmenetzen 80
Abbildung 50: Prinzip des Controlling-Systems im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung 93
Abbildung 51: Geringer Anteil von Heizöl am Endenergieverbrauch im Stadtgebiet von Stralsund (Stand 2023) 99

Abbildung 52: Anteil von Erd- und Flüssiggas am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023) 100
Abbildung 53: Anteil von Fernwärme am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023) 101
Abbildung 54: Anteil von Biomasse am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023) 102
Abbildung 55: Stromanteil am Endenergieverbrauch je Baublock (Stand 2023) 103
Abbildung 56: Versorgungsgebiet Hafenkante/Frankenvorstadt 104
Abbildung 57: Verteilung der Endenergieträger im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt 104
Abbildung 58: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt 104
Abbildung 59: Gebäudealter und Gebäudenutzung im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt 105
Abbildung 60: Potenzielle alternative Energiequellen im Versorgungsgebiet Hafenkante/Frankenvorstadt 105
Abbildung 61: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) im Versorgungsgebiet Hafenkante/Frankenvorstadt 105
Abbildung 62: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten im Gebiet Hafenkante/Frankenvorstadt 106
Abbildung 63: Wärmemengenverteilung in der Hafenkante und Frankenvorstadt im Zielszenario 2045 107
Abbildung 64: Gebiet der Altstadt 108
Abbildung 65: Verteilung der Endenergieträger in der Altstadt 108
Abbildung 66: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock in der Altstadt 108
Abbildung 67: Gebäudealter und Gebäudenutzung der Altstadt 109
Abbildung 68: Potenzielle alternative Energiequellen in und für die Altstadt 109
Abbildung 69: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) in der Altstadt 109
Abbildung 70: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten der Altstadt 110
Abbildung 71: Wärmemengenverteilung in der Altstadt im Zielszenario 2045 111
Abbildung 72: Versorgungsgebiet Tribseer Vorstadt 112
Abbildung 73: Verteilung der Endenergieträger in der Tribseer Vorstadt 112
Abbildung 74: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock in der Tribseer Vorstadt 112
Abbildung 75: Gebäudealter und Gebäudenutzung der Tribseer Vorstadt 113
Abbildung 76: Potenzielle alternative Energiequellen in und für die Tribseer Vorstadt 113
Abbildung 77: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) in der Tribseer Vorstadt 113
Abbildung 78: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten der Tribseer Vorstadt 114

Abbildung 79: Wärmemengenverteilung in der Tribseer Vorstadt im Zielszenario 2045 115
Abbildung 80: Tribseer Siedlung 116
Abbildung 81: Verteilung der Endenergieträger in der Tribseer Siedlung 116
Abbildung 82: Durchschnittliche Anzahl der Heizungsanlagen je Einbaujahr und je Baublock in der Tribseer Siedlung 116
Abbildung 83: Gebäudealter und Gebäudenutzung der Tribseer Siedlung 117
Abbildung 84: Potenzielle alternative Energiequellen in und für die Tribseer Siedlung 117
Abbildung 85: Gebäudeeffizienzklassen vor (links) und nach der Sanierung (rechts) in der Tribseer Siedlung 117
Abbildung 86: Bewertung der Wärmenetzeignung nach durchschnittlichen Wärmedichten der Tribseer Siedlung..... 118
Abbildung 87: Wärmemengenverteilung in der Tribseer Siedlung im Zielszenario 2045..... 119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Heizwertbezogene Emissionsfaktoren der wesentlichen Energieträger 26

Tabelle 2: Bestandsanalyse – Zahlen und Fakten 29

Tabelle 3: Bestehende Fernwärmenetze 30

Tabelle 4: Energieträger in den Stralsunder Fernwärmenetzen 30

Tabelle 5: Übersicht geeigneter und bedingt geeigneter Flächen für die Errichtung von Freiflächen-PV-Anlagen 33

Tabelle 6: Übersicht geeigneter und bedingt geeigneter Flächen für die Errichtung von Freiflächen-Solarthermieanlagen 34

Tabelle 7: Potenzial erneuerbarer Quellen und Energieträger für die Wärmeversorgung Stralsunds 49

Tabelle 8: Wärmebedarfsdichten nach KWP-Leitfaden Baden-Württemberg 51

Tabelle 9: Repräsentative Sanierungsraten in Wärmeversorgungsgebieten 55

Tabelle 10: Übersicht der maximal möglichen Erzeugerleistung der erneuerbaren Erzeuger 64

Tabelle 11: Übersicht der in der Simulation verwendeten Parameter für die Wärmepumpen 65

Tabelle 12: Bestehende und geplante Wärmeerzeugungsanlagen 68

Tabelle 13: Erzeugerparkvarianten für die Zielszenarien 2045 68

Tabelle 14: THG-Emissionsfaktoren 78

Tabelle 15: Zeitliche Planung der Netzerweiterungen bis 2030 81

Tabelle 16: Zeitplan für eine Studie zur Nutzung von Meeresthermie mit nachfolgender Umsetzung bis 2030 83

Tabelle 17: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung durch dezentrale Wärmepumpen 85

Tabelle 18: Zeitplan für den Transformationsplan Knieper/Grünhufe 87

Tabelle 19: Akteure bei der Planung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen 88

Tabelle 20: Allgemeiner Zeitplan zur Planung von PV-Anlagen 89

Tabelle 21: Parameter für das Controlling-System im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung 92

Tabelle 22: Relevante Akteure und Aufgaben im Rahmen der Controlling-Strategie 94

Abkürzungsverzeichnis

ALKIS	Amtliches Liegenschaftskataster-Informationssystem
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Bundesbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude, Förderprogramm für Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärmeversorgung von Gebäuden
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, Förderprogramm zum Ausbau der Fernwärme
BHKW	Blockheizkraftwerk, Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, häufig mit Erdgas- oder Biomethanfeuerung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CapEx	Investitionsausgaben, Investitionskosten (von engl. Capital expenditure)
CO2eq	CO_2-eq, CO_2-Äquivalent, Anwendung bei Emissionen anderer Gase mit anderem Erderwärmungspotenzial
COP	Engl. Coefficient of performance, Leistungsfaktor oder Leistungszahl einer Kältemaschine, zu der auch Wärmepumpen gehören
DOM	Digitales Oberflächenmodell
DSM	Steuerung des Energieverbrauchs auf der Verbrauchsseite (von engl. Demand-side management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEK	Energieeffizienzklasse, Kennzeichnung des Energieverbrauchs der Gebäude
EW	Einwohnerin/Einwohner
FFH	Fauna, Flora, Habitat – Fauna-Flora-Habitat-Gebiete, Schutzgebiet im Natur- und Landschaftsschutz
GEG	Gebäudeenergiegesetz, bekannt als Heizungsgesetz
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GHDI	Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie
GIS	Geoinformationssystem, Software zur Darstellung, Erfassung, Bearbeitung, Organisation, Analyse und Präsentation räumlicher (im geografischen Sinne) Daten
INF	Klassifizierung der Gebäude: Infrastrukturgebäude wie z. B. Trafohäuschen, Technikräume
ISEK	Integriertes Stadtentwicklungskonzept der Hansestadt Stralsund
JAZ	Jahresarbeitszahl, ähnlich dem Leistungsfaktor einer Wärmepumpe das Verhältnis von erzeugter Heizwärme zu verbrauchtem Strom, jedoch über ein ganzes Jahr

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung, das heißt Erzeugung von Strom aus einer Wärmekraftmaschine (Verbrennungsmotor, Dampfkraftanlage, Stirling-Motor) und Nutzung der Abwärme
KWP	Kommunale Wärmeplanung, kommunaler Wärmeplan
LCOH	Durchschnittliche Kosten der Wärmeproduktion über der Lebensdauer der Anlage, Wärmegestehungskosten (von engl. Levelized cost of heat, nivellierte Kosten der Wärme)
LoD2	3D-Gebäudemodell mit dem „Level of Detail 2“, bildet Gebäude mit standardisierten Dachformen wie z. B. Sattel-, Walm-, Mansarden-, Pult-, oder Zeltdach ab
LPH	Leistungsphase nach HOAI (Honorarordnung für Architekten und Ingenieure)
NWG	Klassifizierung der Gebäude: Nichtwohngebäude
OBJ	Klassifizierung der Gebäude: Kleinere Bauwerke wie z. B. Silos, Lagertanks, Brunnenanlagen
OpEx	Betriebsausgaben, Betriebskosten (von engl. Operating expenses)
PtH	Eng. Power to heat, elektrische Energie zu Wärme
PV	Photovoltaik und Photovoltaikanlage, Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Sonnenenergie
SWS	Stadtwerke Stralsund
THG	Treibhausgas, z. B. CO_2, Methan, Wasserdampf
WG	Klassifizierung der Gebäude: Wohngebäude
WPG	Wärmeplanungsgesetz

Verwendete Einheiten

Energie/Wärme/Arbeit

GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1 000 MWh = 1 000 kWh)
kWh	Kilowattstunde (1 kWh = 1 kW · 1 h) Energie, die mit einer Leistung von beispielsweise einem Kilowatt eine Stunde lang erzeugt oder verbraucht wird oder in einem anderen Beispiel mit einer Leistung von zwei Kilowatt eine halbe Stunde lang oder 100 W (0,1 kW) 10 Stunden lang.
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1 000 kWh)

Leistung

GW	Gigawatt (1 GW = 1 000 MW = 1 000 kW)
MVA	Megavoltampere (elektrische Scheinleistung)
MW	Megawatt (1 MW = 1 000 kW)
MWp	Megawatt Peak, maximal erzielbare elektrische Leistung einer Photovoltaik- oder Windkraftanlage unter Idealbedingungen

Volumen

fm	Festmeter, Raummaß von 1 m³ Holzmasse ohne Zwischenräume
m³	Kubikmeter (1 m³ = 1 000 Liter)

Spezifische Einheiten

ct/kWh	Cent pro Kilowattstunde Kosten bzw. Preis einer Energiemenge 1 ct/kWh = 10 €/MWh (Euro pro Megawattstunde)
GWh/a	Gigawattstunden pro Jahr
g_{CO2eq}/kWh	Gramm CO_2-Äquivalent pro Kilowattstunde CO_2-Emissionsfaktor
kWh/(m² a)	Kilowattstunden pro Quadratmeter (Nutzfläche) pro Jahr
kt/a	Kilotonnen pro Jahr
MWh/(ha a)	Megawattstunden pro Hektar pro Jahr Spezifische Wärmedichte in einem Baublock (Siedlungsfläche)
t/a	Tonnen pro Jahr
€/MWh	Euro pro Megawattstunde Kosten bzw. Preis einer Energiemenge 1 €/MWh = 0,1 ct/kWh

Glossar

Baublock

Eingegrenzter Bereich in einem Siedlungsgebiet, meist umrahmt durch angrenzende Straßen, im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung der Hansestadt Stralsund mit mindestens 5 Hausnummern

Eutrophierung

Prozess der Anreicherung von Nährstoffen in einem Ökosystem

Grundwasserstauer

Aquiclude, wasserundurchlässige Sedimentschicht oder Gesteinskörper, Hindernis für die Grundwasserströmung

Heizgradtag

Gradtagzahl, Summe aus den Differenzen einer angenommenen Raumtemperatur von 20 °C und dem Tagesmittelwert der Außentemperatur

Indikator

Merkmal, Attribut, Eigenschaft, im Sinne der Potenzialanalyse Eigenschaft eines Flächenabschnitts

Permeabilität

Durchlässigkeit von Materialien für andere Stoffe, wie Gase oder Flüssigkeiten, im Falle der Tiefengeothermie die Durchlässigkeit von Sand- und Gesteinsschichten für unterirdisches Thermalwasser

Restriktion

Einschränkung, Beschränkung (von Rechten, Befugnissen, Möglichkeiten)

Restriktionsflächen

Gebiete/Flächen, die aufgrund bestimmter Schutzfunktionen eingeschränkt sind

Stakeholder

Person oder Gruppe, die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projektes hat (Akteure)

Trockenwetterabflussmenge

Wassermenge, die unter normalen, niederschlagsfreien Bedingungen in ein Kanalisationssystem fließt