

MASTERARBEIT

Potenzialstudie Hirschau

**Potenzialanalyse erneuerbarer Wärmequellen und Auslegung in einem
Wärmenetz mit reduziertem Biomasseanteil**

Jan Knut Völkel
Wurmlinger Straße 5
72108 Rottenburg

Allgemeine Angaben

Verfasser

Jan Knut Völkel
Wurmlinger Straße 5
72108 Rottenburg

Erstprüfer

Prof. Dr. rer.nat. Martin Brunotte, Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg

Zweitprüfer

Holger Zimmermann, ebök GmbH

Anschrift der HFR

Hochschule für Forstwirtschaft
Rottenburg
Schadenweilerhof
72108 Rottenburg

Copyright

© 2023
D-72108 Rottenburg

Alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung, Verbreitung und Übersetzung vorbehalten.
Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form ohne schriftliche Genehmigung reproduziert oder über elektronische Systeme verbreitet werden. Die Genehmigung ist bei der HFR einzuholen. Bei gesperrten Arbeiten ist jegliche Art der Weiterverwendung verboten.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Vorname, Name und Heimatort:

Jan Knut Völkel

Wurmlinger Straße 5

72108 Rottenburg

Ort, Datum:

Rottenburg, 4. Januar 2024

(Unterschrift)

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	vii
Abstract	viii
Abkürzungsverzeichnis	ix
1 Einleitung	1
2 Stand des Wissens	3
2.1 Wärmenetze in Deutschland	3
2.2 Regenerative Wärmequellen	5
2.2.1 Solarthermie und Photovoltaik	6
2.2.2 Wärmepumpentechnologie	7
2.2.3 Geothermie	10
2.2.4 Umweltwärme	15
2.2.5 Biomasse, Biogas und Wasserstoff	20
2.2.6 Abwärme	22
2.2.7 Wärmespeicherung und Sektorenkopplung	24
2.3 Innovative Wärmenetze	25
2.3.1 Niedertemperaturnetze und kalte Nahwärme	25
2.3.2 Innovationen zur Effizienzsteigerung	27
2.3.3 Gleichzeitigkeitsfaktor	28
3 Potenzialanalyse Hirschau	30
3.1 Beschreibung des Tübinger Ortsteiles Hirschau	30
3.2 Aktueller Stand der Heizwärmeversorgung und des Wärmebedarfs	30
3.2.1 Hirschau im kommunalen Wärmeplan Tübingen	31
3.2.2 Initiative aus dem Ortschaftsrat Hirschau	32
3.3 Auswahl der potenziellen Energiequellen	33
3.3.1 Solare Wärme	33
3.3.2 Erdwärmesonden und -kollektoren	35
3.3.3 Grundwasser	36
3.3.4 Oberflächengewässer	38

3.3.5	Abwasser	41
3.3.6	Luft	43
3.3.7	Biomasse, Biogas und Wasserstoff	43
3.3.8	Abwärme	44
3.3.9	Wärmespeicher	45
3.3.10	Weitere bestehende oder potenzielle Wärmequellen	46
3.3.11	Sektorenkopplung	47
3.4	Standort der Wärmezentrale	47
4	Entwicklung möglicher Szenarien für eine zentrale Wärmeversorgung	48
4.1	Versorgungsgebiete	48
4.1.1	Neubaugebiet Burgäcker Süd	48
4.1.2	Bestandsgebiete Wohnen	49
4.1.3	Gewerbegebiet Rittweg	51
4.2	Szenarien der Wärmeversorgung	51
4.2.1	Kalte Nahwärme Neubaugebiet Burgäcker Süd	51
4.2.2	Gewerbenetz Rittweg	52
4.2.3	Zentrale Wärmeversorgung der Bestandsgebiete	52
4.2.4	Vorstellung und Diskussion der Szenarien im Rahmen einer öffentlichen Informationsveranstaltung	56
4.3	Fazit zu den Wärmeversorgungsvarianten	57
5	Simulation und Optimierung des Wärmeversorgungskonzeptes	58
5.1	Ziel der Simulation	58
5.2	Aufbau der Simulation in nPro	59
5.2.1	Basisvariante	63
5.3	Methodik zur Reduktion des Biomasseanteils an der Wärmeerzeugung	63
5.3.1	Regulativer Eingriff einer Leistungs- oder Wärmemengenbeschränkung des Biomassekessels	64
5.3.2	Veränderung der Strombezugskosten	66
5.3.3	Verbesserung des COP der Wärmepumpe durch Absenkung der Netztemperatur	67
5.3.4	Weitere Kombinationen	67
5.4	Ergebnisse	68
5.4.1	Ergebnisse der Basisvarianten	68
5.4.2	Ergebnisse der regulativen Varianten	69
5.4.3	Ergebnisse der Varianten zur Senkung der Stromkosten	71
5.4.4	Ergebnisse der Absenkung der Netztemperatur	73
5.4.5	Ergebnisse der Kombinationen	75
5.5	Diskussion der Varianten	77

6 Diskussion und Ausblick	80
Abbildungsverzeichnis	82
Tabellenverzeichnis	85
Literatur	86
Anhang	101
Anschreiben und Fragenkatalog zur Umfrage im Gewerbegebiet Rittweg	102
Protokolle der durchgeführten Gespräche und Termine im Rahmen der Masterarbeit	105
Präsentation im Ortschaftsrat am 11.07.2023	110
Präsentation Informationsveranstaltung am 24.10.2023	111
Liniendichte Hirschau	118
Eingabeparameter nPro	120

Kurzfassung

Die Umstellung der Wärmeversorgung von fossilen Energieträgern auf klimafreundliche Alternativen basiert zum einen auf dem Austausch von dezentralen Systemen, aber auch auf dem Aus- und Neubau von Wärmenetzen. Gerade im ländlichen Raum dominiert noch die dezentrale Wärmeversorgung und Wärmenetze werden aufgrund der Verfügbarkeit und Kosten oft mit Biomasse betrieben. Auch wenn Biomasse als nachhaltige Energiequelle gesehen werden kann, sind ihre Ressourcen begrenzt. Durch den Einsatz von innovativen Niedertemperaturnetzen und kalter Nahwärme treten die Probleme der geringen Wärmedichte und der hohen Netztemperaturen immer mehr in den Hintergrund, sodass auch ländliche Netze wirtschaftlich tragbar werden und die Einbindung von erneuerbaren Energien ermöglicht wird. Diese Arbeit untersucht 15 Potenziale nachhaltiger Wärmequellen im bisher dezentral versorgten Tübinger Teilort Hirschau. Davon wurden sieben Wärmequellen für eine mögliche zentrale Wärmeversorgung ausgewählt. Die geothermischen Quellen bieten dabei das größte Spektrum, benötigen aber für eine realistische Einschätzung eine nähere Betrachtung. Außerdem konnten mögliche Abwärmequellen eines Gewerbegebietes identifiziert werden. Die Entwicklung von drei darauf aufbauenden Szenarien mit unterschiedlicher Ausbautiefe zeigte keine Limitationen innerhalb des im kommunalen Wärmeplan ausgewiesenen Fernwärmeeignungsgebietes. Das Maximalszenario mit der Erschließung des Ortskerns durch ein Niedertemperaturnetz mit Grundwasserwärmepumpe, Biomassekessel, Abwärme und großem Wärmespeicher wurde in nPro simuliert. Zur Reduktion des Biomasseanteils an der Gesamtwärmeerzeugung wurden drei Ansätze gewählt. Das Ergebnis zeigt, dass der regulative Ansatz auf Kosten der Wirtschaftlichkeit den Anteil an Biomasse reduzieren kann und eine flexible Fahrweise ermöglicht. Die Einbindung von Photovoltaikanlagen in das Konzept stärkt die Wärmepumpe und macht deren Betrieb in Kombination mit einem großen Wärmespeicher konkurrenzfähig. Der Ansatz der Absenkung der Netztemperatur hat gezeigt, dass ohne Photovoltaik eine starke Absenkung notwendig ist, um einen Effekt zu erzielen. Die Absenkung der Temperatur hatte höhere Kosten zur Folge, sobald die Vorlauftemperatur der Wärmeabnehmer unterschritten wurde. Diese Arbeit zeigt, dass die Umstellung auf klimafreundliche Wärmequellen gerade in ländlichen Gebieten vielfältige Möglichkeiten bietet, mit denen flexibel auf die ökologischen, sozialen und ökonomischen Ansprüche reagiert werden kann.

Abstract

The conversion of the heat supply from fossil fuels to climate-friendly alternatives is based on the one hand on the replacement of decentralised systems, but also on the expansion and new construction of district heating systems. Decentralised heat supply still dominates in rural areas in particular and district heating systems are often operated with biomass due to availability and costs. Even if biomass can be seen as a sustainable energy source, its resources are limited. Through the use of innovative low-temperature networks (LTDH) and cold district heating (5GDHC), the problems of low heat density and high network temperatures are increasingly receding into the background, making rural networks economically viable and enabling the integration of renewable energies. This study examines 15 potential sustainable heat sources in Tübingen's suburb of Hirschau, which is mostly supplied with decentralised heat. Seven heat sources were selected for a possible centralised heat supply. The geothermal sources offer the largest spectrum, but require closer examination for a realistic assessment. Possible waste heat sources from an industrial estate were also identified. The development of three scenarios with different expansion depths showed no limitations within the district heating suitability area identified in the municipal heating plan (kommunale Wärmeplanung). The maximum scenario with the development of the town centre through a low-temperature network with groundwater heat pump, biomass boiler, waste heat and large thermal energy storage was simulated in nPro. Three approaches were chosen to reduce the proportion of biomass used in the total heat generation. The result shows that the regulatory approach can reduce the proportion of biomass at the expense of economic efficiency and enables flexible operation. The integration of photovoltaic systems into the concept strengthens the heat pump and makes its operation competitive in combination with a large thermal energy storage tank. The approach of lowering the grid temperature has shown that without photovoltaics, a large reduction is necessary in order to achieve an effect. Lowering the temperature resulted in higher costs as soon as the supply temperature fell below the temperature required by the heat consumers. This work shows that the transition to climate-friendly heat sources offers a wide range of options, particularly in rural areas, which can be used to respond flexibly to ecological, social and economic demands.

Abkürzungsverzeichnis

4GDH	Fourth Generation District Heating
5GDHC	Fifth Generation District Heating and Cooling
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BW	Baden-Württemberg
COP	Coefficient of Performance
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V.
EE	erneuerbare Energien
EH40	Effizienzhaus 40
EU	Europäische Union
EWK	Erdwärmekollektoren
EWS	Erdwärmesonden
FFPV	Freiflächenphotovoltaik
FFST	Freiflächensolarthermie
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GF	Geschossfläche

GWWP	Grundwasser-Wärmepumpe
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor
ISONG	Informationssystem oberflächennahe Geothermie
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWP	kommunaler Wärmeplan
LRA	Landratsamt
MNQ	Mittlerer Niedrigwasserabfluss
P2H	Power to Heat
PV	Photovoltaik
PV-T	Photovoltaik-Thermie
RPT	Regierungspräsidium Tübingen
TWW	Trinkwarmwasser
UMBW	Umweltministerium Baden-Württemberg
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Windkraftanlagen
WP	Wärmepumpe
WPG	Wärmeplanungsgesetz

1 Einleitung

Bis in das 19. Jahrhundert hinein basierte die Energieversorgung der Menschheit auf erneuerbare Energien (EE). Neben Wind- und Wasserkraft spielte vor allem Biomasse zur Bereitstellung von Heiz- und Prozesswärme eine große Rolle [1]. Durch den kontinuierlich steigenden Holzbedarf wurden die Wälder Europas zunehmend weniger nachhaltig genutzt, was zu einem Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage im 18. Jahrhundert führte. Mit der Erschließung von fossilen Energiequellen wie Braun- und Steinkohle und später Erdöl und -gas konnte der zunehmende Energiebedarf der Industrialisierung gedeckt werden und die Abholzung der europäischen Wälder verhindert werden [2], [3]. Wie bereits seit den 1960er Jahren bekannt, hat jedoch der Einsatz von fossilen Energieträgern zu einer zunehmenden Anreicherung von Treibhausgasen - vorrangig CO₂ - in der Atmosphäre und einer daraus resultierenden deutlichen Beschleunigung der natürlichen Erderwärmung geführt [1], [4], [5]. Global hat sich die Temperatur bereits um 1 °C erhöht und das Risiko, gewisse Kipppunkte zu erreichen, steigt zunehmend an [6]. Als Reaktion gilt es, den Ausstoß klimaschädlicher Emissionen drastisch zu reduzieren. In dem Koalitionsvertrag zwischen SPD, Grünen und FDP 2021 heißt es, dass ein „verlässlicher und kosteneffizienter Weg zur Klimaneutralität“ bis spätestens 2045 ausgestaltet werden soll [7]. Als Maßnahmen für Deutschland hat bereits 2017 eine Studie des Fraunhofer IWES und IBP einen Ölausstieg, die Steigerung der Modernisierungsraten in Bestandsgebäuden auf 2 %, den verstärkten Einbau von fünf bis sechs Millionen Wärmepumpen (25 % Anteil bis 2030) und einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien zur Deckung des Mehrbedarfs im Wärme- und Verkehrssektor empfohlen. Gerade im Wärmesektor bestehen durch geeignete Technologien und Fernwärmenetze große Hebel, um eine deutliche Veränderung herbeizuführen. Die Dekarbonisierung und der gleichzeitige Ausbau der Wärmenetzinfrastruktur macht es möglich, schnell und kosteneffizient große Teile des Gebäudebestands mit EE zu versorgen [8]. Da Biomasse bereits heute intensiv genutzt wird, ist es wichtig, den Einsatz auf ein nachhaltiges Maß zu beschränken [9]–[11].

Im Juli 2019 hat der Gemeinderat Tübingen das Ziel der Klimaneutralität bis 2030 beschlossen und Maßnahmenpakete im Klimaschutzprogramm festgelegt. Darunter ist eine Aufstellung einer strategischen Wärmeplanung und der Ausbau der Wärmenetze aufgeführt. Mit Veröffentlichung des kommunalen Wärmeplans (KWP) Tübingen im Mai 2023 wurde bereits eine der Maßnahmen erfüllt. Auch im KWP stellt der Ausbau der Wärmenetze ein wichtiges Werkzeug zur Erreichung der Klimaneutralität dar. Die Möglichkeiten, bei der Planung von Neubau-Quartieren in den Ortsteilen die Bestandsgebäude mit einzubeziehen und mögliche Abwärmequellen zu erschließen, wird sowohl in den Maßnahmenpaketen als auch im KWP aufgegriffen. Für die Umsetzung werden Machbarkeitsstudien in Zusammenarbeit

mit den Stadtwerken Tübingen und eine begleitende Öffentlichkeitsarbeit und Akteursbeteiligung empfohlen [12], [13].

Das Ziel der Wärmewende hin zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien ist ein mehrstufiger Prozess. Durch die großräumige Erfassung von Wärmebedarf und -entwicklung im kommunalen Wärmeplan (KWP) können Gebiete mit besonderen Potenzialen in den Fokus genommen werden. Diese Arbeit baut darauf auf und betrachtet die Situation des Tübinger Teilortes Hirschau. Die ländliche Lage mit geringer bis mittlerer Wärmedichte, ein geplantes Neubaugebiet und das lokale Gewerbegebiet Rittweg bieten eine besondere Konstellation an Möglichkeiten und Chancen für eine zukünftige klimaneutrale Wärmeversorgung. Ziel dieser Arbeit soll es deshalb sein, eine erste Untersuchung möglicher erneuerbarer Energiequellen und deren Potenziale für die Wärmeversorgung des bisher dezentral versorgten Ortes durchzuführen. Des Weiteren sollen mögliche Szenarien eines Wärmenetzes auf Basis der im KWP ausgewiesenen Fernwärmeeignungsgebiete entwickelt werden. Die anschließende Simulation und Optimierung eines Szenarios in nPro soll dazu dienen Erkenntnisse über Maßnahmen zur Reduktion von Biomasseanteilen in nachhaltigen Wärmenetzen zu gewinnen. Untersucht werden regulative Maßnahmen, sowie Maßnahmen zur Kostenreduktion via Einbindung von Photovoltaik (PV) und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und technische Maßnahmen im Sinne der Absenkung der Netztemperaturen. Unterschiedliche Vorstellungen der involvierten Institutionen können nach Moilanen et al. zu einer Bremse für Innovationen in Wärmenetzen führen und eine flexible Anpassung an neue Gegebenheiten verhindern [14]. Die Ergebnisse dieser Arbeit sollen deshalb eine Grundlage für die offene Betrachtung des Ortes Hirschau in Bezug auf seine Potenziale zur erneuerbaren Wärmeversorgung bieten und die Grundlage einer einheitlichen Wissensbasis für alle beteiligten Akteure bilden.

2 Stand des Wissens

In diesem Kapitel werden die Grundlagen und die Entwicklung von Wärmenetzen behandelt. Es wird ausführlich auf die Erschließung und Speicherung erneuerbarer Energiequellen eingegangen. Des Weiteren wird der aktuelle Stand und die voraussichtliche Entwicklung zukünftiger nachhaltiger Wärmenetze und deren Innovationsgrad untersucht und beschrieben. Außerdem werden Werkzeuge, die die Erfassung von Wärmebedarf und Potenzialen erleichtern sollen, sowie Planungssoftware für die Konzeption und Auslegung von Wärmenetzen vorgestellt.

2.1 Wärmenetze in Deutschland

Unter dem Begriff Wärmenetze versteht man in Deutschland in der Regel die leitungsgebundene Versorgung von Gebäuden mit Wärme durch einen zentralen Wärmeerzeuger. Der Begriff des Wärmenetzes ist vor allem durch die Gesetzgebung definiert. Im Wärmeplanungsgesetz (WPG) §3 Abs. 1 Nr. 17 ist ein „Wärmenetz eine Einrichtung zur leitungsgebundenen Versorgung mit Wärme, die kein Gebäudenetz ist [...]“ [15] und referenziert auf das Gebäudeenergiegesetz (GEG) in §3 Abs. 1 Nr. 9a in der am 01.01.2024 gültigen Fassung in der ein Gebäudenetz als Netz zur Versorgung von „[...] mindestens zwei und bis zu 16 Gebäuden und bis zu 100 Wohneinheiten“ definiert ist [16]. Im Umkehrschluss handelt es sich im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) um ein Wärmenetz, wenn „[...] mehr als 16 Gebäude oder 100 Wohneinheiten mit leitungsgebundener Wärme versorgt [...]“ werden [17]. Der Unterschied zwischen Nah- und Fernwärme ist nicht genau definiert und die Grenzen verlaufen fließend. Grundsätzlich werden kleinere Netze zwischen 50 kW und einigen Megawatt Leistung als Nahwärmenetze bezeichnet. Alle größeren Netze werden dementsprechend als Fernwärmenetz bezeichnet [18]. Dabei besteht nach Werner die grundlegende Idee von Wärmenetzen darin, lokale Ressourcen, welche sonst nicht genutzt werden können, für die leitungsgebundene Wärmeversorgung vor Ort zu nutzen [19]. Diese ideale Definition basiert auf den Erfahrungen aus der schwedischen Fernwärmeentwicklung in der die Verwendung von lokalen Ressourcen wie Biomasse, Abwärme und Erschließung von Umweltwärmequellen durch Wärmepumpen seit den 1980er Jahren eine große Rolle spielt [20]. Im Jahr 2020 wurde nur noch ein marginaler Anteil der schwedischen Fernwärme direkt aus fossilen Energieträgern wie Erdgas, Heizöl oder Kohle gewonnen und dabei ein Marktanteil von etwa 55 % erreicht [21], [22]. Eine ähnliche Entwicklung hat auch in Dänemark stattgefunden. Dort werden ebenfalls zwei Drittel des Heizwärmebedarfs über Wärmenetze gedeckt. Noch bevor dem im Jahr 2018 beschlossenen dänischen Kohleausstieg bis 2030 [23] reduzierte sich der Anteil

fossiler Energieträger an der Wärme- und Stromerzeugung deutlich und lag 2020 nur noch bei rund 5 % [24]. Im Gegensatz dazu liegt der Anteil der Fernwärme an der gesamten Wärmebereitstellung in Deutschland bei 9,2 %. Davon werden zwei Drittel hauptsächlich über fossile Brennstoffe wie Erdgas, Kohle und Erdöl gedeckt [25]. Die Erzeugerstruktur ist sowohl in Schweden und Dänemark als auch in Deutschland historisch gewachsen und stark an den Umbau der Stromerzeugung und die damit einhergehende Effizienzsteigerung der Kraftwerke durch KWK und den Ausbau von PV und Windkraftanlagen (WKA) gebunden. Des Weiteren wurden die ersten Wärmenetze vor allem gebaut, um die starke Luftverschmutzung durch die vielen kohle- oder holzbetriebenen Einzelöfen in den Städten einzudämmen [26]. Die ersten kommerziell betriebenen Wärmenetze nutzten dabei überhitzten Wasserdampf als Medium und wurden bereits Ende des 19. Jahrhunderts installiert [27]. In der fortschreitenden Entwicklung von effizienteren Wärmenetzen wurden die Netztemperaturen sukzessiv reduziert, sodass die meisten aktuell betriebenen Wärmenetze mit Temperaturen unter 100 °C (3. Generation) oder als Niedertemperaturnetze mit Temperaturen unter 70 °C (4. Generation) arbeiten (siehe Tabelle 2.1). Bereits die vierte Generation von Wärmenetzen ermöglicht zunehmend die Einbindung von erneuerbaren Energiequellen. Die Wärmenetze befinden sich momentan in der Transformation von der dritten in die vierte Generation [28].

Tabelle 2.1: Entwicklungsstadien von Wärmenetzen nach [29]

Wärmenetz	Beschreibung	Temperatur
1. Generation	Dampfnetze	< 200 °C
2. Generation	Drucknetze mit KWK	> 100 °C
3. Generation	Wassernetze	< 100 °C
4. Generation	Nieder-/Niedrigtemperaturnetze	< 70 °C
5. Generation	Kalte Wärmenetze	< 30 °C

Nach Angaben des Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) Hauptberichtes 2022 gibt es in Deutschland etwa 3800 Fernwärmenetze mit 65.400 Trassenkilometern. 8 % (5.300 km) der verlegten Trassen befinden sich noch in der 1. Generation und werden mit Dampf betrieben. Drucknetze mit über 110 °C Wassertemperatur decken noch etwa 30 % (19.500 km) ab. Im Bereich der 3. Generation befindet sich der größte Teil der Wärmenetze mit 39 % (25.200 km). Niedertemperaturnetze decken 23 % der Trassenlängen (15.000 km) ab und im Bereich der LowEx-Netze unterhalb von 60 °C befinden sich gerade einmal 290 Trassenkilometer und damit unter 1 % der gesamten Trassenlängen [30]. In Deutschland führen die gegebenen Voraussetzungen zu einer großen Herausforderung im Bereich der Wärmenetze. Soll die Wärmewende funktionieren müssen bis 2030 20 % des Wärmebedarfs über Wärmenetze abgedeckt werden [8]. Das entspricht einer Verdopplung des aktuellen Anteils. Neben diesem massiven Ausbau müssen aber auch fast alle Wärmenetze eine tiefgreifende Transformation zur Einbindung von erneuerbaren Energien durchführen. Neben der Konzeption, Planung und Herstellung von regenerativen Erzeugerkapazitäten gilt es parallel die Netztemperaturen abzusenken, um diese Potenziale überhaupt erschließen zu können. Dabei gibt das WPG

klare Ziele für die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen vor. Ab 1. März 2025 müssen neue Wärmenetze mit mindestens 65 % aus erneuerbaren Energien und/oder unvermeidbarer Abwärme betrieben werden. Für bestehende Wärmenetze gilt ein Mindestanteil von 30 % an erneuerbaren Energien und/oder Abwärme bis 2030 mit einer Steigerung des Anteils auf 80 % im Jahr 2040 und 100 % in 2045. Für den Einsatz von Biomasse gibt es weitere Einschränkungen für große Netze >20 km Trassenlänge [15]. Durch den Ausbau und die Transformation der Wärmenetze lassen sich viele regenerative Energiequellen erschließen, welche mit dezentralen Systemen nicht erreichbar wären, wie Freiflächen-*sol*larthermie (FFST)-Anlagen, Tiefen-Geothermie, Großwärmepumpen, Abwärme sowie sauberere und effizientere Verbrennung von Biomasse zum Beispiel durch KWK-Anlagen. Durch den Einsatz von Power to Heat (P2H) können Wärmenetze außerdem dazu beitragen, zukünftige Lastspitzen im stark volatilen Stromsektor abzufangen und sinnvoll zu verwerten [26].

Nach §30 des neuen Wärmeplanungsgesetz (WPG) in der Fassung vom 17.11.2023 bestehen Vorgaben für die Wärmeerzeugung. Ab Baubeginn 2024 müssen mindestens 65 % der Nettowärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder Biomasse gedeckt werden. Diese Vorgabe muss demnach in Hirschau nicht berücksichtigt werden. Bis 2045 müssen auch neue Netze vollständig mit erneuerbaren Energien versorgt werden. Auf Grund der in beschriebenen Gesetzeslage müssen alle Wärmenetze bis 2045 vollständig betrieben werden.

2.2 Regenerative Wärmequellen

Während in vielen deutschen Städten bereits ausgedehnte Wärmenetze die Wärmeversorgung der Gebäude übernehmen, sind die ländlichen Gebiete durch die Versorgung mit dezentralen Einzellösungen geprägt [31]. Ein Großteil dieser Einzellösungen besteht in der Verbrennung von Erdgas oder Öl. In Neubauten werden mittlerweile überwiegend Wärmepumpen eingesetzt [32]. Die Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien macht bisher nur einen sehr geringen Anteil aus und liegt bei etwa 10% [31]. Die durch die Wärmewende notwendige angestoßene Transformation der Wärmeversorgung muss demnach auch in den weniger dicht besiedelten Gebieten stattfinden. Allgemein stehen für eine klimaschonende Versorgung in Zukunft drei Varianten zur Verfügung. Da ist Zum einen die Wärmeversorgung über Wärmenetze mit einer zentralen und klimaneutralen Wärmequelle und zum anderen CO₂-arme dezentrale Lösungen wie elektrisch betriebene Wärmepumpen und Biomassekessel sowie als letzte Lösung die Versorgung mit CO₂-neutralen Gasen wie grünem Wasserstoff und Biogas. Da die lokalen Gegebenheiten sehr unterschiedlich sein können, gibt es hier keine Pauschallösung und die Szenarien können sehr unterschiedlich sein, wie eine Studie des Fraunhofer ISE/IEE zeigt [33]. Auf Grund der in Abschnitt 2.1 genannten Argumente für Wärmenetze und der zukünftig knappen Verfügbarkeit von Wasserstoff [34] steht die Überprüfung der Eignung eines Gebietes für die Wärmeversorgung über ein Wärmenetz an erster Stelle. Im folgenden Abschnitt sollen mögliche Energiequellen sowie deren Erschließung und Speicherung für Wärmenetze betrachtet werden. Neben der solaren Einstrahlung und Nutzung der Abwärme der Erde kann auch die enthaltene Energie in unserer Umgebung als Wärmequelle genutzt

werden. Diese besteht größtenteils aus gespeicherter solarer Wärme, ist also indirekt auch der solaren Wärme zuzuordnen. Eine weitere Quelle für die indirekte Nutzung der solaren Energie ist der Umweg über Biomasse, welche nachhaltig genutzt auch zu den regenerativen Energiequellen gezählt werden kann. Die meisten nachhaltigen Wärmequellen sind jedoch kurz- oder langfristigen Schwankungen der Verfügbarkeit unterlegen, sodass eine Betrachtung der Speicherung der Wärmeenergie tageweise oder saisonal unbedingt notwendig ist. Regenerative Quellen lassen sich in die quasi endlos verfügbaren, aber fluktuierenden Quellen wie Sonne, Umweltwärme und Wind sowie begrenzte Quellen wie Biomasse und Abwärme aufteilen. Der Begriff regenerativ oder erneuerbar bezeichnet dabei Energiequellen, welche sich selbstständig in einem kürzeren Zeitraum erneuern [18].

2.2.1 Solarthermie und Photovoltaik

In Deutschland stehen je nach Region jährlich zwischen 1.000 kWh/m² und 1.200 kWh/m² solare Energie in Form von Globalstrahlung zur Verfügung [35]. Die Globalstrahlung setzt sich aus direkter Strahlung der Sonne und diffuser in der Atmosphäre reflektierter Strahlung zusammen. Die Solarenergie zählt zu den stark volatilen Energiequellen mit fluktuierender Verfügbarkeit im täglichen und saisonalen Verlauf. Die mittlere Einstrahlung ist im Sommer etwa 10-mal höher als im Winter [18]. Für die Nutzung der solaren Strahlung besteht die Möglichkeit der Umwandlung in Wärme über solarthermische Anlagen oder in elektrische Energie durch PV.

Solarthermische Kollektoren zur Gewinnung von Wärme lassen sich in zwei Klassen unterteilen. Konzentrierende Systeme lenken die Sonnenstrahlung über Spiegel auf einen Punkt und erzeugen somit eine höhere Energiedichte und ermöglichen die Produktion von Hochtemperaturwärme und damit auch die Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken. Die direkte Nutzung über die typischen Flachkollektoren sind der zweiten Klasse zuzuordnen und werden vorrangig für die Trinkwarmwasser (TWW)- und Heizwärmeerzeugung eingesetzt [36]. Durch die direkte Umwandlung in Wärme können diese Kollektoren unter idealen Bedingungen Wirkungsgrade bis zu 80 % erreichen und hohe Wassertemperaturen bereitstellen. Im Jahresmittel beträgt die durchschnittliche Effizienz aber nur 30 % bis 40 %, kann aber durch hocheffiziente Vakuumkollektoren auf über 50 % gesteigert werden [37], [38]. Auf Grund der Diskrepanz zwischen Angebot an solarer Einstrahlung und Wärmebedarf kann nur ein geringer Anteil der Wärme direkt genutzt werden. Speziell in dezentralen Systemen hat sich in Deutschland vor allem die Nutzung zur TWW-Erwärmung etabliert [39]. Durch die Einbindung in Wärmenetze kann bis zu einem Deckungsgrad von etwa 5 % die solare Wärme auch ohne Speicher direkt genutzt werden [40]. Nach Meißner sind vor allem Systeme mit solarem Deckungsgrad unter 20 % (ohne saisonale Speicherung) und über 40-50 % (mit saisonaler Speicherung) wirtschaftlich gut darstellbar (siehe auch Abbildung 2.1). Skalierungseffekte wirken sich auch bei solarthermischen Anlagen positiv aus [41], [42].

Während solarthermische Systeme in Deutschland vor allem dezentral eingesetzt werden, haben sich Freiflächenphotovoltaik (FFPV)-Anlagen bereits flächendeckend durchgesetzt und haben 2023 zusammen mit den dezentralen Aufdachanlagen mit einer Stromerzeugung von 61,1 TWh 12 % des

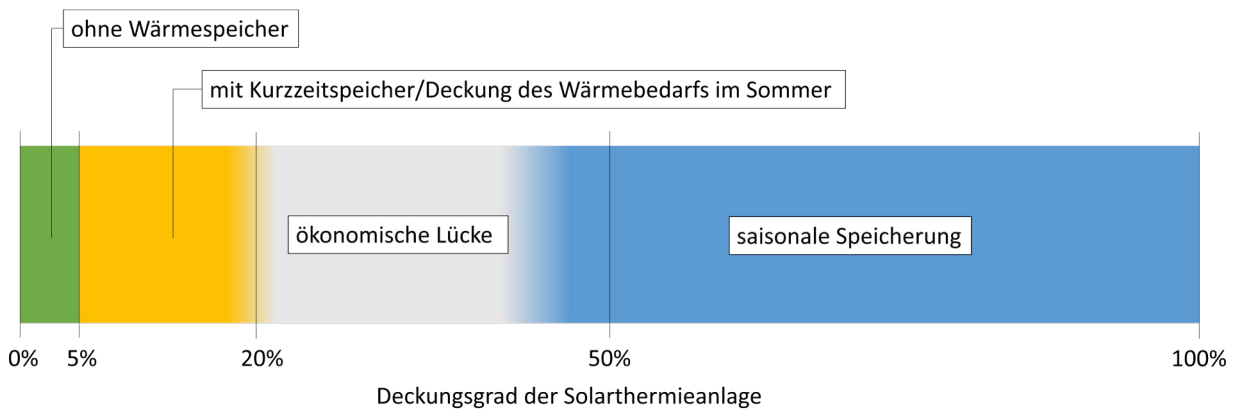


Abbildung 2.1: Bereiche des solaren Deckungsgrades in Wärmenetzen in Kombination mit Wärmespeichern nach [40]–[42]

deutschen Stromverbrauchs abgedeckt [43]. Moderne PV-Anlagen erreichen dabei Systemwirkungsgrade von etwa 18 % [44]. Auf Grund der stetig sinkenden Preise für PV-Kollektoren lagen die Stromgestehungskosten aus FFPV-Anlagen bereits 2021 bei 3-6 ct/kWh mit einer Prognose, dass die Kosten bis 2030 auf unter 4 ct/kWh sinken werden [45]. Mit Wärmegestehungskosten von etwa 5 ct/kWh liegen solarthermische Systeme in deutschen Fernwärmenetzen in einem ähnlichen Bereich, sodass der deutlich flexiblere Einsatz von Solarstrom für elektrische Anwendungen, Einspeisung ins Stromnetz oder die Umwandlung in Wärme über P2H zunehmend attraktiver wird [42]. Durch die unterschiedlichen Wirkungsgrade haben solarthermische Anlagen jedoch nach wie vor einen deutlich geringeren spezifischen Flächenbedarf, was gerade im urbanen Umfeld ein wichtiger Vorteil sein kann.

Da sich PV-Kollektoren im Betrieb durch die solare Strahlung aufwärmen und dies zu Effizienzverlusten führt, ist es naheliegend, die Wärme abzuführen und auch zu nutzen. Dies kann durch Photovoltaik-Thermie (PV-T)-Anlagen erreicht werden. Meist wird hinter dem PV-Kollektor ein System zur Wärmeabführung installiert und somit eine Doppelnutzung der Fläche erreicht, was den Gesamtwirkungsgrad auf über 60 % steigern kann. Auf Grund der Bauweise werden die elektrischen Wirkungsgrade jedoch auf 8 % bis 16 % reduziert und thermisch geringere Temperaturen von 30 °C bis 50 °C erreicht [46]. PV-T-Kollektoren eignen sich deshalb vorrangig für die Beheizung von Neubauten, Einbindung in Wärmenetzen mit sehr niedrigen Netztemperaturen oder zur Regeneration von geothermischen Quellen oder Eisspeichern [47].

2.2.2 Wärmepumpentechnologie

Da der absolute Nullpunkt der Temperatur bei -273,15 °C liegt, hat auch die Luft, Erde oder Wasser selbst bei für uns niedrigen Temperaturen einen Energiegehalt in Form von thermischer Energie. Die Gewinnung von Umweltwärme basiert deshalb auf Grund der niedrigen Quelltemperaturen unterhalb von 20 °C auf der Wärmepumpentechnologie. Durch Wärmepumpen (WP), kann die Umweltwärme für die entsprechenden Anwendungszwecke durch den Einsatz von mechanischer oder thermischer Arbeit

nutzbar gemacht werden, indem die Wärmeenergie aus der Umwelt entzogen wird und an ein anderes Medium wieder abgegeben wird. Wärmepumpen sind als dezentrale Lösung zur Wärmeversorgung von Neubauten bereits mit einem Marktanteil von etwa 70 % deutschlandweit gängige Praxis [48]. Dabei handelt es sich zumeist um einstufige Wärmepumpen mit Leistungen bis 500 kW. Zur Abdeckung größerer Leistungen werden mehrere WP parallelgeschaltet. Bei Großwärmepumpen wird der Prozess in mehrere Stufen unterteilt, um eine Effizienzsteigerung zu erhalten und einen größeren Temperaturhub realisieren zu können. Die Effizienz von Wärmepumpen wird über die Leistungszahl Coefficient of Performance (COP) angegeben und wird von den Herstellern bei definierten Betriebspunkten ermittelt und angegebenen. Für eine realistische Einschätzung der Effizienz einer Wärmepumpe wird die Jahresarbeitszahl (JAZ) herangezogen (Gleichung 2.1). Diese wird idealerweise aus der realen Wärme- und Strombilanz eines Jahres ermittelt.

$$JAZ = \frac{Q_{Heiz,Jahr}}{P_{el,Jahr}} \quad (2.1)$$

Für die theoretische Ermittlung der maximal möglichen Effizienz ausgedrückt als Leistungszahl ε_c einer Wärmepumpe wird dieser über Gleichung 2.2 ermittelt und entspricht dem Kehrwert des Carnot-Wirkungsgrades η_c im Carnot-Prozess einer Wärme-Kraft-Maschine.

$$\varepsilon_c = \frac{T_{hoch}}{T_{hoch} - T_{niedrig}} = \frac{1}{\eta_c} \quad (2.2)$$

Wie in Abbildung 2.2 zu sehen, ist die ideale Leistungszahl stark abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Quelle und Senke und verläuft nicht linear. Das hat dazu geführt, dass große Wärmepumpen, welche eine hohe Temperaturspreizung erreichen müssen, mit einem mehrstufigen Prozess arbeiten um die Effizienz um bis zu 25-30 % zu steigern [49]. Diese Verknüpfung mehrerer umgedrehter Carnot-Prozesse wird Lorenz Zyklus genannt. Die Berechnung der idealen Leistungszahl eines Lorenz Zyklus geschieht über jeweils zwei Temperaturpunkte auf Quellen- und Senkenseite (siehe Gleichung 2.3) [50].

$$\varepsilon_L = \frac{T_{Im,hoch}}{T_{Im,hoch} - T_{Im,niedrig}} \quad \text{mit} \quad T_{Im} = \frac{T_{rein} - T_{raus}}{\ln\left(\frac{T_{rein}}{T_{raus}}\right)} \quad (2.3)$$

Durch thermische, mechanische und hydraulische Verluste kann die maximal mögliche Leistungszahl jedoch nicht erreicht werden. In der Praxis geht man deshalb von einem Wirkungsgrad η von 0,4 bis 0,6 aus, um den realen COP zu bestimmen (Gleichung 2.4). Abbildung 2.3 zeigt die deutlich höhere Effizienz einer Wärmepumpe mit Lorenz Zyklus gegenüber einer Wärmepumpe mit einem einfachen Carnot-Prozess.

$$COP_{real} = \eta \cdot \varepsilon_c \quad \text{bzw.} \quad COP_{real} = \eta \cdot \varepsilon_L \quad (2.4)$$

Der Vorteil von Wärmepumpen mit dem Einsatz von wenig Energie viel Energie in Form von Wärme bereitzustellen, wird, wie in Abbildung 2.3 ersichtlich, bei steigendem Temperaturniveau immer geringer. Demnach ist es zum einen von Vorteil, beim Einsatz von WP Umweltwärme mit einem möglichst hohen Temperaturniveau zu verwenden und zum anderen das benötigte Temperaturniveau auf

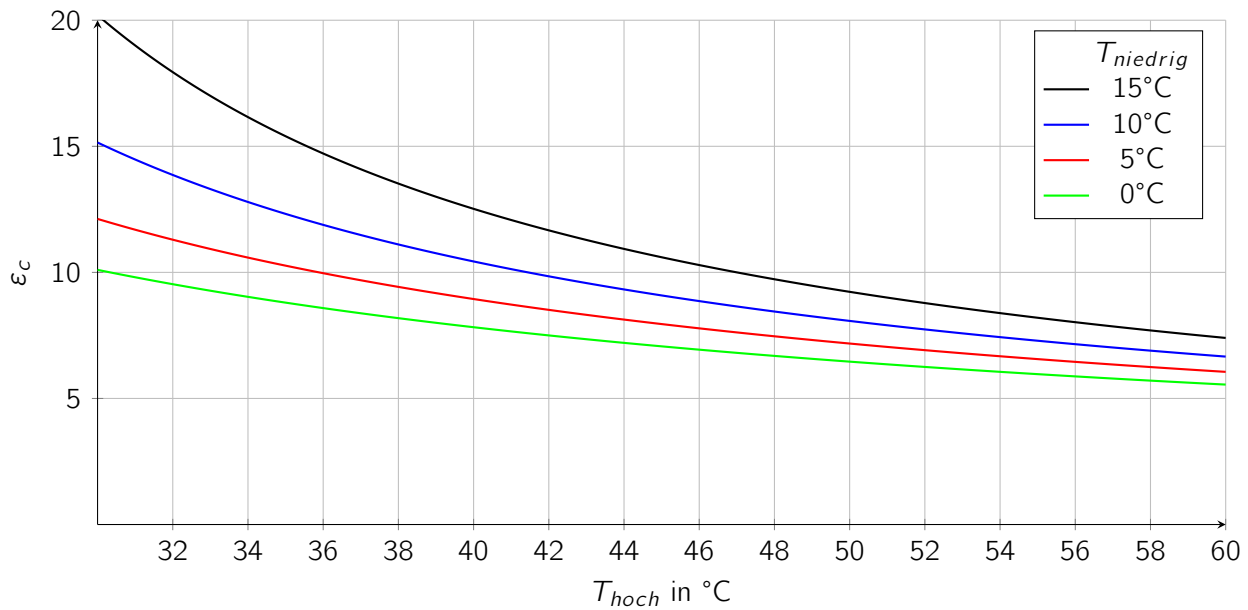


Abbildung 2.2: Theoretische Leistungszahl ε_c des umgekehrten Carnot-Prozesses einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Senkentemperatur T_{hoch} bei verschiedenen Quelltemperaturen $T_{niedrig}$

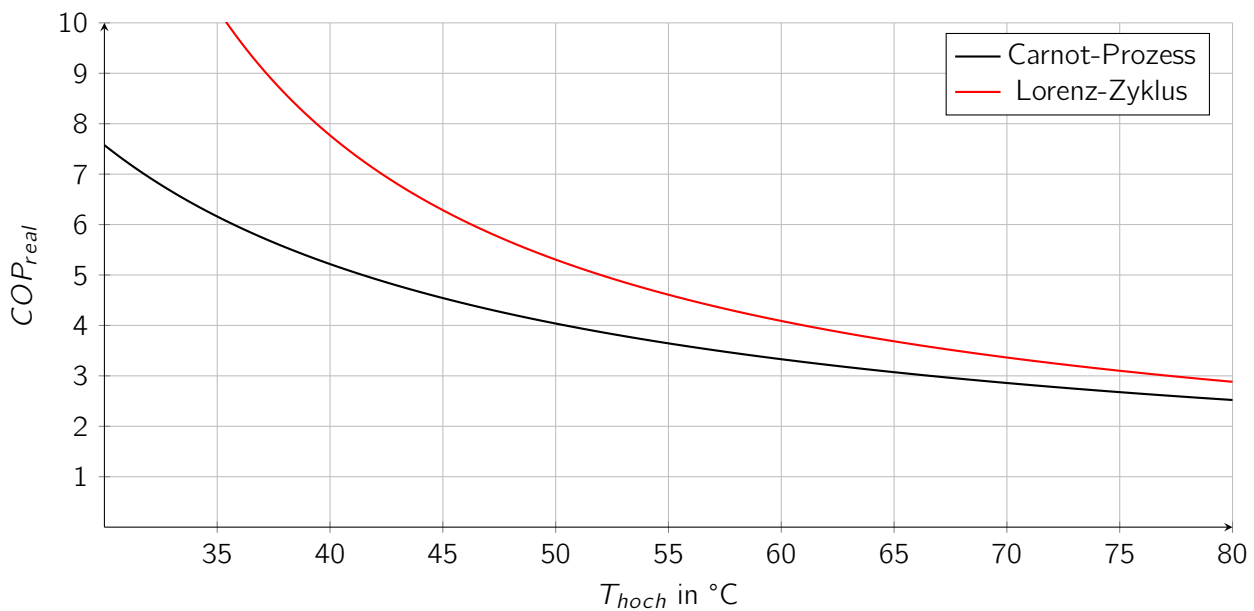


Abbildung 2.3: Vergleich des COP_{real} eines Carnot-Prozesses und eines Lorenz-Zyklus mit einem Wirkungsgrad von 0,5 und einer Quelltemperatur von 10 °C ($\Delta T_{Quelle} = 4\text{K}$) in Abhängigkeit von der Wärmesenkentemperatur T_{hoch} mit $\Delta T_{Senke} = 25\text{K}$

der Bedarfsseite möglichst stark abzusenken. Trotz Netztemperaturen von 70 °C bis 80 °C erreichen die in europäischen Fernwärmenetzen eingesetzten Großwärmepumpen einen COP von 3 bis 4 [20]. Dennoch sind dem Einsatz in Deutschland auf Grund der im Vergleich zum restlichen Europa hohen Strompreise ökonomische Grenzen gesetzt [51].

2.2.3 Geothermie

Die Geothermie lässt sich je nach Tiefe in oberflächennahe (bis 400 m), mitteltiefe (400 m - 2.000 m) und tiefe Geothermie (> 2.000 m) unterscheiden [52], [53]. Geothermische Quellen (Erdwärmequellen) beziehen ihre Wärmeenergie vorrangig aus radioaktiven Zerfallsprozessen in der Erdkruste und zu einem kleineren Anteil aus Abwärme des heißen Erdkerns [54]. Im Bereich der oberflächennahen Geothermie mit Technologien wie Erdwärmekollektoren (EWK) und Grundwasserbrunnen sowie Erdwärmesonden (EWS) bis 100 m Tiefe ist die Wärme hauptsächlich solaren Ursprungs.

Tiefe Geothermie

Mit zunehmender Tiefe nimmt jedoch der Anteil an solarer Wärme ab und der geothermische Anteil steigt. Der Temperaturanstieg geschieht mit einer konstanten Rate von etwa 3 °C pro 100 m Tiefe [54]. In Baden-Württemberg liegen die Temperaturen oberhalb des deutschen Durchschnitts, sodass eine Nutzung schon bereits in geringerer Tiefe möglich ist [55]. Wie in Abbildung 2.4 zu sehen, ist die Verteilung jedoch regional sehr unterschiedlich und die Temperaturgebiete verschieben sich je nach betrachteter Tiefe. Für die erfolgreiche Umsetzung von mitteltiefer und tiefer Geothermie ist neben einer entsprechend hohen Temperatur eine durchlässige wasserführende Gesteinsschicht in der entsprechenden Tiefe Voraussetzung (hydrothermales Verfahren) [52]. Befinden sich stattdessen feste, nicht durchlässige kristalline Schichten im Untergrund, müssen petrothermale Verfahren eingesetzt werden, zu denen auch tiefe EWS zählen [54]. Auch wenn in Deutschland einige kleinere Anlagen im Größenbereich von 1 MW existieren, liegt die durchschnittliche installierte Wärmeleistung deutscher Geothermieheizwerke auf Grund der hohen Investitionskosten bei 9,9 MW [56], [57]. Geothermieheizwerke sind Stand 2021 mit Wärmegestehungskosten von 2,5 ct/kWh bis 3 ct/kWh wirtschaftlich konkurrenzfähig, profitieren aber stark von Skalierungseffekten. Zudem steigt die Wirtschaftlichkeit mit der zusätzlichen Stromproduktion in Geothermieheizkraftwerken [58].

Oberflächennahe Geothermie

Typische Lösungen im Bereich der oberflächennahen Geothermie sind die Nutzung von Grundwasser mittels Schluck- und Förderbrunnen, EWK und EWS. Grundwasser wird in der Regel in offenen Systemen genutzt, EWK und EWS stellen hingegen geschlossene Systeme dar. Als dezentrale Heizlösung haben Wärmepumpen mit oberflächennahen geothermischen Wärmequellen die geringsten Betriebskosten [51].

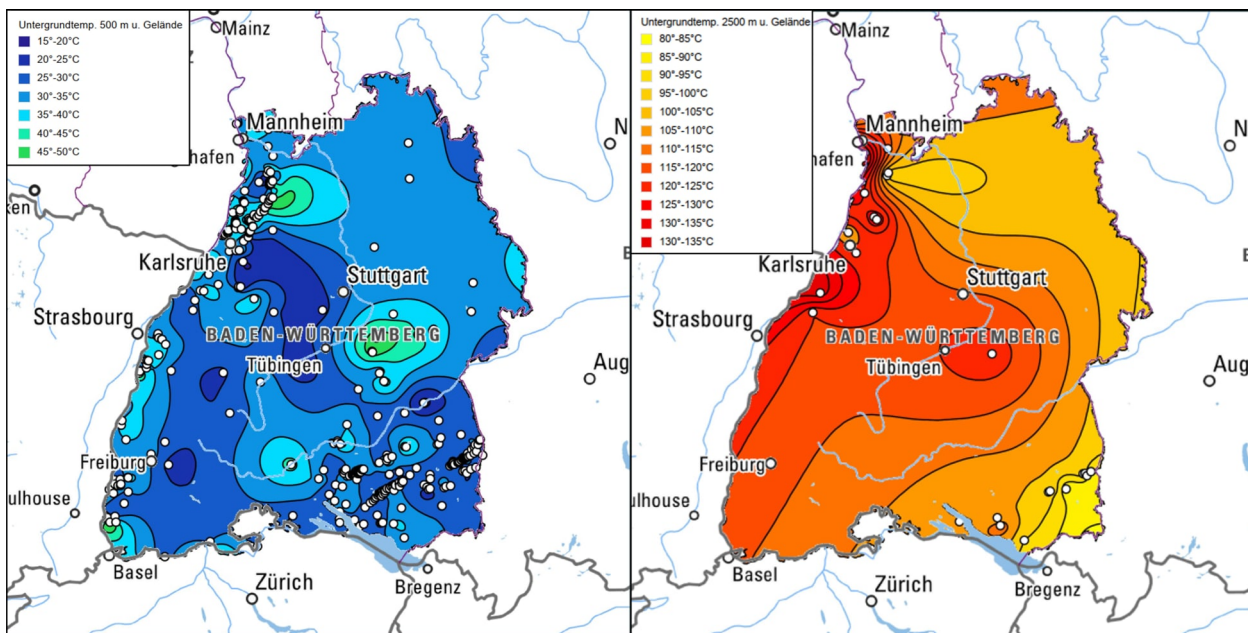


Abbildung 2.4: Untergrundtemperaturen Baden-Württembergs in 500 m Tiefe (linke Seite) und 2.500 m Tiefe (rechte Seite) Abbildungen aus dem LGRB-Kartenviewer [59]

Grundwasser Auf Grund der ab einer Tiefe von circa 10 m bis 15 m relativ konstanten Temperatur von 8 °C bis 12 °C je nach Region gilt Grundwasser als hervorragende Wärmequelle für Wärmepumpen [60]. Für die Wärmenutzung muss jedoch eine entsprechend hohe Fördermenge der Brunnen sowie die Möglichkeit der Rückführung über einen Schluckbrunnen gegeben sein. Dies setzt voraus, dass sich im Untergrund vor allem Lockergestein mit einem entsprechend hohen Durchlässigkeitsbeiwert¹ und ein Grundwasservorkommen befindet [61]. Wie in Abbildung 2.6 zu sehen, schränken diese Vorgaben den Einsatz von Grundwasser-Wärmepumpe (GWWP) deutlich ein. Da es auch in Gebieten mit vermeintlich hohem Grundwasservorkommen zu lokalen Unterschieden kommen kann, ist im Vorfeld immer eine Probebohrung mit entsprechenden Pumpversuchen erforderlich um die Ergiebigkeit des Vorkommens valide einschätzen zu können.

Erfahrungswerte gibt es vor allem aus China mit etwa 400 laufenden Anlagen, die 6,6 Millionen m² Geschossfläche (GF) mit Wärme und Kälte versorgen. Zum Einsatz kommt hier ein innovatives Einzelbrunnensystem. Dieses besteht aus einem Brunnen mit 0,5 m Durchmesser und 70 m bis 80 m Tiefe. Der untere Teil wird als Förderbrunnen verwendet und das Wasser über den oberen Teil wieder in den Grundwasserleiter zurückgeführt. Die beiden Bereiche sind baulich voneinander getrennt, um einen direkten Kurzschluss zu vermeiden. Damit sind Leistungen von 600 kW_{th} möglich. Voraussetzung ist aber ein dementsprechend leistungsstarkes Grundwasseraquifer mit hoher Durchlässigkeit [62], [63]. In Europa hat man mit der Anwendung von Grundwasser für Großwärmepumpen nur wenig Erfahrung [40]. Erfahrungswerte für die Auslegung der Förder- und Schluckbrunnen können aber aus

¹Der Durchlässigkeitsbeiwert beschreibt mit welcher Geschwindigkeit Wasser durch den Grundwasserleiter transportiert werden kann und wird in der Regel experimentell durch einen Pumpversuch bestimmt [61].

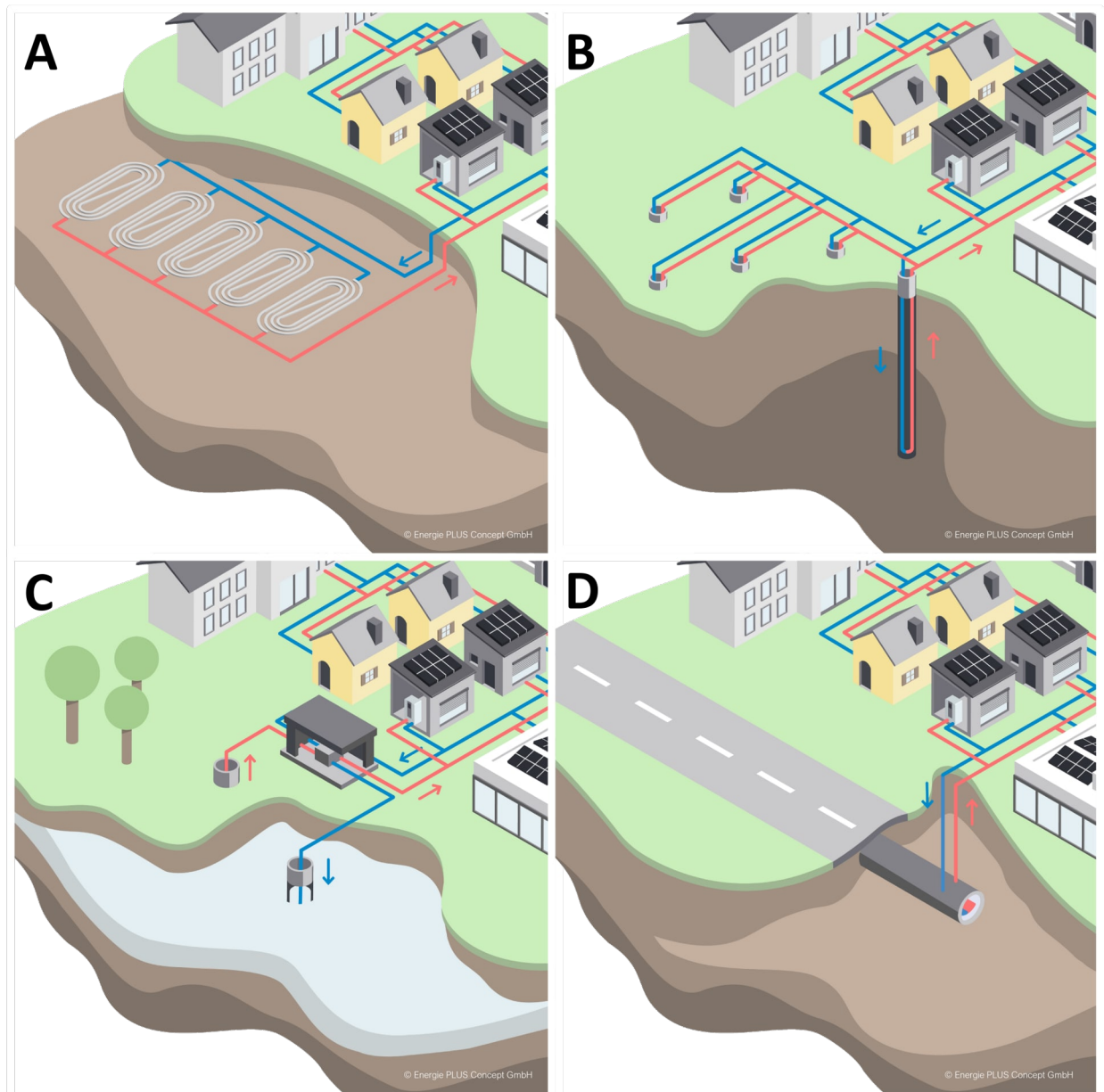


Abbildung 2.5: Darstellung möglicher Erschließungen von oberflächennaher Geothermie für ein Wärmenetz durch EWK (A), EWS (B) oder Grundwasser (C) und der Nutzung von Abwasserwärme (D). Grafiken: ©Energie Plus Concept GmbH

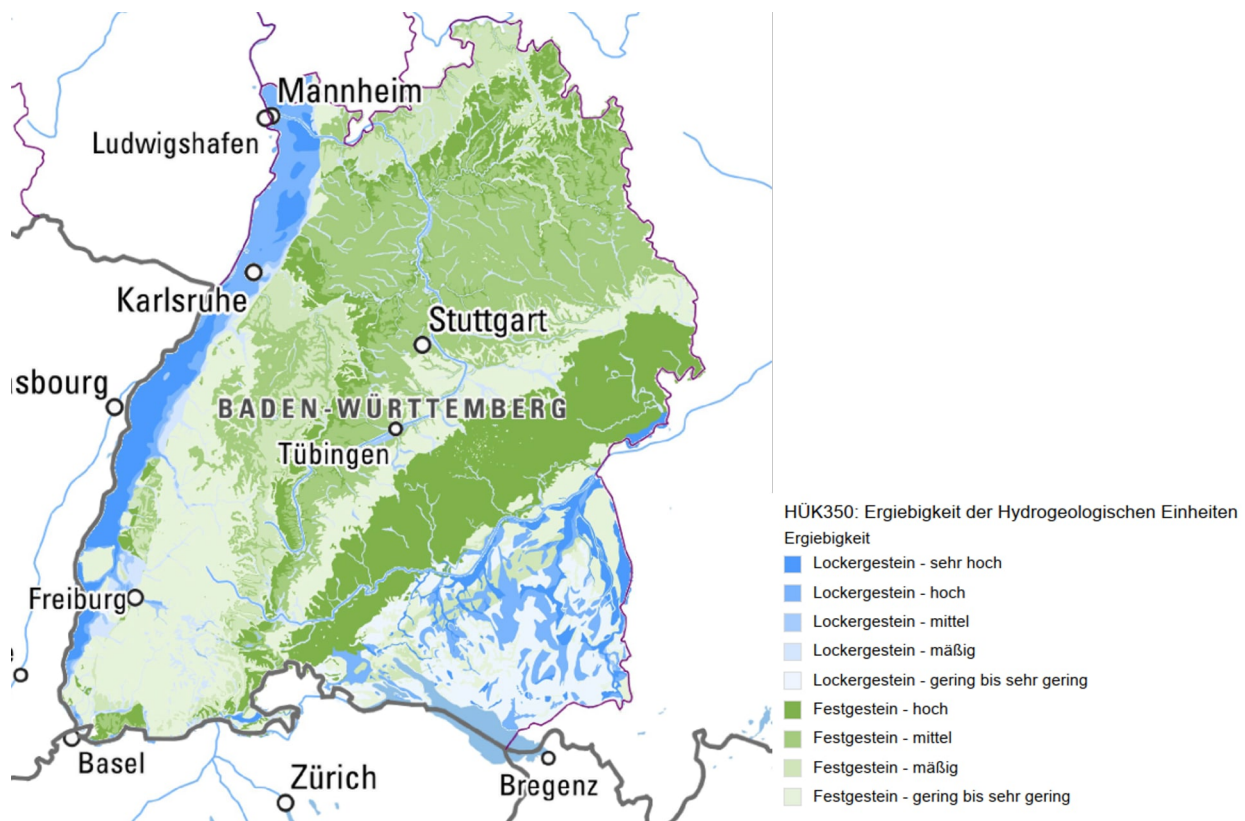


Abbildung 2.6: Ergiebigkeit der Hydrogeologischen Einheiten in Baden-Württemberg [59]

erfolgreichen Projekten mit kalter Nahwärme gesammelt werden. Beispielsweise haben die Lechwerke in Friedberg ein kaltes Nahwärmenetz auf Basis von Grundwasser errichtet. Die drei realisierten Förderbrunnen und zwei Schluckbrunnen mit einer Tiefe von 6 m bis 10 m haben eine Förderleistung von bis zu 108 m³/h mit 10 °C und versorgen die dezentralen Wärmepumpen von 18.000 m² beheizter Fläche [64]. Ein weiteres kalte Nahwärme-Projekt befindet sich in Tübingen-Bühl und wird von den Stadtwerken Tübingen betrieben. Der Förderbrunnen mit einer Leistung von 50 m³/h versorgt hier ein Neubaugebiet mit Wohngebäuden mit einem Wärmebedarf von 648 MWh/a und einer Heizleistung von 300 kW [65]. Des Weiteren gibt es weitere Forschungsprojekte in Norditalien, welche die Anwendung von GWWP mit Hilfe von hydrogeologischen Simulationen untersuchen. Diese haben unter anderem die theoretische Machbarkeit einer Anlage mit einer Heizleistung von 2,4 MW und einer Brunnenleistung von 230 m³/h gezeigt [66], [67]. Dass höhere Förderraten möglich sind, zeigen auch bestehende Trinkwasserbrunnen, jedoch kann es bei der Rückführung des Wassers bei einem niedrigem Gefälle (niedriger hydraulischer Gradient) in Kombination mit hohen Entnahmeraten zu Kurzschlüssen zwischen Förder- und Schluckbrunnen kommen. Galgaro et al. empfehlen deshalb eine minimale Distanz zwischen Saug- und Schluckbrunnen von 200 m [67]. Um die Rückführung des Grundwassers zu gewährleisten, sollte der Schluckbrunnen in der Regel doppelt so groß dimensioniert werden wie der Förderbrunnen [68]. Die Wärmepumpen in den vorgestellten Projekten versorgen überwiegend Neubauten und weisen dementsprechend hohe JAZ von 4 bis 5 auf [64], [66], [69], [70]

In Deutschland sind das Entnehmen von Grundwasser und das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser nach § 3 Abs. 1 Nrn. 5 und 6 nach Wasserhaushaltsgesetz (WHG) Benutzungen. Diese bedürfen einer wasserrechtlichen Erlaubnis [15]. Die Errichtung einer GWWP erfolgt im Landkreis Tübingen nach Angaben der Abteilung Umwelt und Gewerbe des Landratsamtes (LRA) Tübingen demnach in drei Schritten.

1. Erlaubnis zur Brunnenbohrung beantragen
2. Brunnenbohrung mit Pumpversuch
3. Antrag zur Errichtung und Betrieb einer GWWP

Erdwärmekollektoren und -sonden Eine weitere Möglichkeit, Wärme aus den oberflächennahen Erdschichten zu entziehen, besteht in der Einbringung von horizontal oder vertikal verlegten Wärmetauschern, welche mit einem Wärmeträgermedium (Sole) betrieben werden und als Zwischenkreislauf fungieren (geschlossene Systeme). Als horizontale Systeme werden EWK wie beispielsweise in Abbildung 2.5 A dargestellt in 1,5 bis 3 m Tiefe verwendet. Diese und vergleichbare Systeme werden auch als oberflächennahe Geothermie bezeichnet [71], [72]. Die Entzugsleistung von EWK ist stark abhängig von Wassergehalt, Wärmekapazität und -leitfähigkeit des Untergrundes [73], [74] und wird mit 10 W/m² bis 40 W/m² je nach Untergrund angegeben [54]. Da die Kollektoren horizontal in der Fläche verlegt werden und keine Überbauung möglich ist, um die solare Regeneration nicht zu beeinflussen, ist der Flächenverbrauch entsprechend hoch. Daher findet diese Technologie vor allem

im ländlichen Raum Anwendung. Zur Steigerung der Flächeneffizienz werden zunehmend neue Konzepte wie die vertikale Verlegung von Kapillarrohrmatten zur Verdopplung der Entzugsleistung [75] und die Verlegung in Äckern (Agrothermie) oder unter Sportplätzen, Parkplätzen oder Regenwasserretentionsbecken angewendet, um keine zusätzlichen Flächen verwenden zu müssen [71]. EWK können auch mehrlagig verlegt werden. Ein besonderes Beispiel für erhöhte Flächeneffizienz ist das Projekt ErdEis. Im Rahmen dieses Projektes wurden die Grundlagen, Durchführung und Anwendung eines mehrlagig verlegten Kollektors mit absichtlicher starker Vereisung untersucht. Die verfügbare Wärmemenge pro Fläche wird dadurch nochmal deutlich gesteigert [72]. Durch die mehrlagige Verlegung kann auch der Nachteil der vergleichsweise starken saisonalen Temperaturschwankungen reduziert werden. Im Gegensatz zu anderen geothermalen Quellen haben EWK wenig Restriktionen auf der Genehmigungsseite [71]. Laut dem Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit EWK des Umweltministerium Baden-Württemberg (UMBW) können EWK „ohne Kontakt zu Grundwasser und außerhalb von Wasserschutzgebieten“ anzeigefrei errichtet werden [76]. Das heißt, es braucht in der Regel keine wasserrechtliche Erlaubnis. Bis auf eine geringe Verschiebung der Vegetationsperiode von wenigen Tagen bis zwei Wochen durch Abkühlung des Bodens sind keine weiteren negativen Umwelteinflüsse bekannt [77]. Deutlich geringerer Flächenbedarf und einen stabileren Temperaturverlauf bietet die vertikale Erschließung über Energiepfähle in geringen Tiefen und EWS bis zu 400 m Tiefe. Üblich sind jedoch Längen von 100 m bis 200 m [78]. Um größere Leistungen abdecken zu können, werden Sondenfelder errichtet. Diese können auch unter Bauwerken errichtet werden, da die Regeneration hauptsächlich natürlich über Erdwärme und Grundwasserfluss sowie über eine aktive Maßnahme wie Solarkollektoren oder Abwärme aus Gebäudekühlung außerhalb der Heizperiode stattfindet. Speziell Sondenfelder benötigen eine aktive Regeneration, weil der Wärmestrom aus der Erdkruste nicht ausreicht, um die entzogene Wärmemenge im Winter zu regenerieren [79]. Aus diesem Grund eignen sich EWS auch als saisonale Speicher im höheren Temperaturbereich [80]. Planungstechnisch sind EWS schwieriger umzusetzen, da im Vorfeld Probebohrungen stattfinden müssen, um eine korrekte Auslegung zu gewährleisten und der Genehmigungsprozess insgesamt komplexer ist [81]. Ebenso gibt es in einigen Regionen Restriktionen, sodass keine EWS gebaut werden können. Erdwärmekollektoren und -sonden sind primäre Energiequellen für zwei Drittel der deutschen kalten Wärmenetze [82].

2.2.4 Umweltwärme

Weitere Wärmequellen sind der Umweltwärmewärme zuzuordnen. Dazu gehört die Wärme aus Oberflächengewässern, Luft und auch Wärme aus Abwasser.

Oberflächengewässer

Als Oberflächengewässer für die Wärmenutzung kommen Fließgewässer und stehende Gewässer natürlicher und künstlicher Genese in Frage. Durch den direkten Kontakt mit der Außenluft unterliegen Oberflächengewässern deutlich stärkeren saisonalen Temperaturschwankungen als Wärmequellen, wel-

che der oberflächennahen Geothermie zugeordnet werden können, sind jedoch stabiler im Verlauf als die Außenluft selbst. Durch das Wärmeträgermedium Wasser ist außerdem die Wärmedichte vergleichsweise hoch. Dementsprechend hoch ist auch das Potenzial von Oberflächengewässern - vorrangig von Fließgewässern auf Grund der inhärenten stetigen natürlichen Regeneration. Eine von Schwinghammer erstellte Potenzialkarte der Fließgewässer in Baden-Württemberg (BW) zeigt die möglichen Wärmeentzugsleistungen (siehe Abbildung 2.7). Für den Neckar werden bis zu 4 MW Entzugsleistung im oberen Abschnitt bis Tübingen und bis zu 50 MW im unteren Abschnitt bis zur Einmündung in den Rhein veranschlagt. Dabei wird jedoch nur mit einer Nutzung von 5 % der Mittlerer Niedrigwasserabfluss (MNQ) gerechnet [83].

Technisch gesehen besteht die Möglichkeit einer offenen und geschlossenen Bauweise. Bei der offenen Bauweise wird ein Teil des Gewässers entnommen und direkt am Wärmetauscher vorbeigeführt und dann wieder in das Gewässer eingeleitet. Dafür ist ein Entnahmebauwerk notwendig. Bei der geschlossenen Bauweise wird ein Zwischenkreislauf im Gewässer installiert, der mit einem Wärmeträgermedium (Wasser oder Wasser-Glykol-Gemisch) betrieben wird. Bei dieser Bauweise kann die Wärmepumpe oder Energiezentrale auch an einem Ort aufgestellt werden, der sich nicht in unmittelbarer Nähe zum Gewässer befindet. Dies ist vor allem dadurch relevant, da nach §61 Abs. 1 BNatSchG [84] ein Abstand von neu zu errichtenden Bauwerken von mindestens 50 m zum Ufer eingehalten werden muss. Ausgenommen sind bestehende Bauwerke. Dies führt auch dazu, dass sich die Auswahl möglicher Standorte größtenteils auf bestehende Uferbebauung durch Wasserkraftwerke, Stauwehre oder Entnahmebauwerke zu Kühlungs Zwecken von industriellen Anlagen oder Kraftwerken beschränkt. Ein weiterer Punkt, welcher die Erschließung der Potenziale verhindert, sind fehlende Richtlinien und Vorgaben aus öffentlichen Stellen zur möglichen Veränderung der Gewässertemperatur und der minimalen Temperatur bei der Gewässereinleitung. Technisch gesehen liegt die minimale Nutzungstemperatur von Gewässern bei 2 °C bis 4 °C [40], [83], ohne den Einsatz einer Wasser-Glykol-Mischung sogar bei 7 °C bei einer Temperaturspreizung von mindestens 3 K [40]. Die ökologischen Auswirkungen einer Abkühlung des Gewässers sind noch nicht eingehend untersucht, sodass sich dazu unterschiedliche Stimmen finden. Nach Schmid et al. wird die Einleitung von abgekühltem Wasser „[...] als eher unbedenklich angesehen“ [85]. Eine moderate Abkühlung wird hier positiv bewertet, da sie den Einfluss des Klimawandels entgegenwirkt. Nach Aussage von Dr. Verena Huber von der Kompetenzstelle Gewässerökologie des Regierungspräsidium Tübingen (RPT) wirkt sich eine Temperaturabsenkung nicht immer positiv auf die Gewässerökologie aus. Vor allem die Entwicklung von Larven und Eiern verschiedener in Gewässern lebender Organismen können durch eine Abkühlung negativ beeinflusst werden. Eine Abkühlung des gesamten Gewässers um 1 K wird aber als unproblematisch angesehen. Die Experteninterviews von Kammer sehen eine Abkühlung des Gewässers als unkritisch. Ökologische Bedenken bestehen vor allem bezüglich des Baus der Anlagen bei dem wertvolle Flachwasserzonen beeinträchtigt werden können. Im laufenden Betrieb und bei der Verwendung einer Leckageerkennung stellt die seewasserbetriebene Wärmepumpe laut Meinung der Experten keine Gefahr für die Verunreinigung der Gewässer dar [86]. In der Schweiz ist die Wärme- und Kältenutzung von Oberflächengewässern

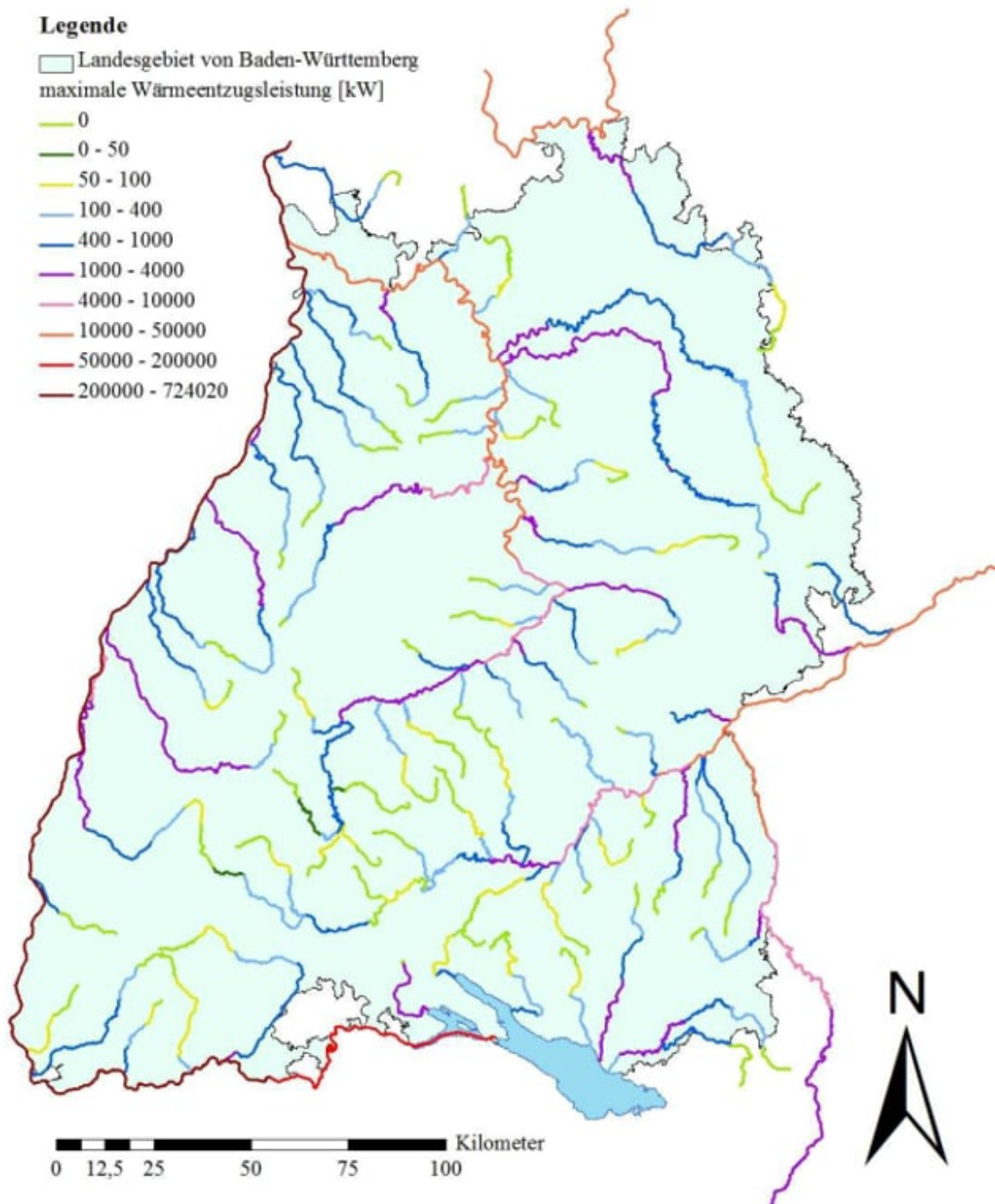


Abbildung 2.7: „Thermische Potenzialkarte für Baden-Württemberg für das Szenario mittlere Winter-
temperatur [...] bei einer Entnahmerate von 5 % des MNQ“ Abbildung und Bildunter-
schrift aus [83]

schon genauer untersucht worden und dort gilt die gesetzliche Vorgabe aus der Gewässerschutzverordnung einer maximalen Entnahmemenge von 20 % aus Fließgewässern mit einem Trockenwetterabfluss von mindestens 500 l/s [87]. Dabei darf die Temperatur um nicht mehr als 3 K (bzw. 1,5 K²) im Vergleich zur Referenztemperatur³ verändert werden. Für stehende Gewässer wird eine Begrenzung der Erwärmung oder Abkühlung auf 0,5 K empfohlen [88]. Ein Praxisbeispiel für die Nutzung von Fließgewässern ist die Flusswärmepumpe in Mannheim mit 20 MW thermischer Leistung. Die Anlage wurde in ein bestehendes Entnahmebauwerk am Rhein integriert und benötigt einen Durchfluss von 2.500 m³/h [89]. Trotz der hohen Leistung entspricht dies nur 0,05 % des mittleren Durchflusses des Rheins am Standort Mannheim [90]. Bei der Nutzung von Seen als Wärmequelle sollte laut einem fact sheet des Wasserforschungsinstituts Eawag keine Wasserentnahme oberhalb von 15 m stattfinden, um Nutzungskonflikte zu vermeiden und eine konstante Entnahmetemperatur zu garantieren [91]. Auch die von Kammer geführten Interviews haben ergeben, dass die Anwendung vor allem in größeren und tiefen Seen mit einer ausgeprägten Schichtung sinnvoll ist. In der Untersuchung zu Seewassernutzung in Deutschland wurden deshalb nur Seen > 50 ha betrachtet [86]. Die Erfahrungen mit einer Seewasserwärmepumpe mit offener Bauweise in Südchina zeigen jedoch, dass auch in flachen Seen, die Wärme- und Kältenutzung möglich ist [92].

Luft

Außenluft oder die Wärme in Abluft kann über Luft-Wasser-Wärmepumpen nutzbar gemacht werden. Durch die einfache Erschließung und geringe Investitionskosten ist dieses System vor allem für die dezentrale Versorgung von kleineren Gebäuden weit verbreitet und machte 2022 87 % der installierten Wärmepumpensysteme in Deutschland aus [48]. Da im Gegensatz zu geothermalen Quellen nur wenig Platz benötigt wird, stellen Luft-WP teilweise die einzige Alternative für die dezentrale Versorgung von bisher fossil beheizten Gebäuden dar und eignen sich deshalb auch für die Heizungsmodernisierung in dicht besiedelten Gebieten [93]. Größter Nachteil sind die starken Schwankungen der Quelltemperaturen sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal was zu deutlich geringeren JAZ im Vergleich zu geothermisch betriebenen WP führt (siehe auch Abbildung 2.8) [94], [95]. Dies hängt vor allem mit dem zusätzlichen Energieeinsatz für die Enteisung des Wärmetauschers [96] sowie Einsatz von Heizstäben bei Erreichen der minimalen Betriebstemperatur der WP zusammen. Der Einsatz von Luft-WP in Wärmenetzen ist nicht weit verbreitet. In der Studie von David et al. (2017) in der elektrische WP mit einer Leistung von über 1 MW in Europa erfasst wurden, werden keine Luft-WP erwähnt [20]. Seit Ende 2022 sind drei Luft-WP mit jeweils 1,5 MW Leistung in einem iKWK-Projekt der Stadtwerke Heidelberg in Betrieb gegangen. Diese sind auf die Übergangsjahreszeiten mit 10 °C Außentemperatur optimiert [97].

²Der geringere Temperaturbereich gilt in Gewässerabschnitten der Forellenregion

³Die Referenztemperatur beschreibt die Temperatur des Gewässers ohne menschliche Einflüsse

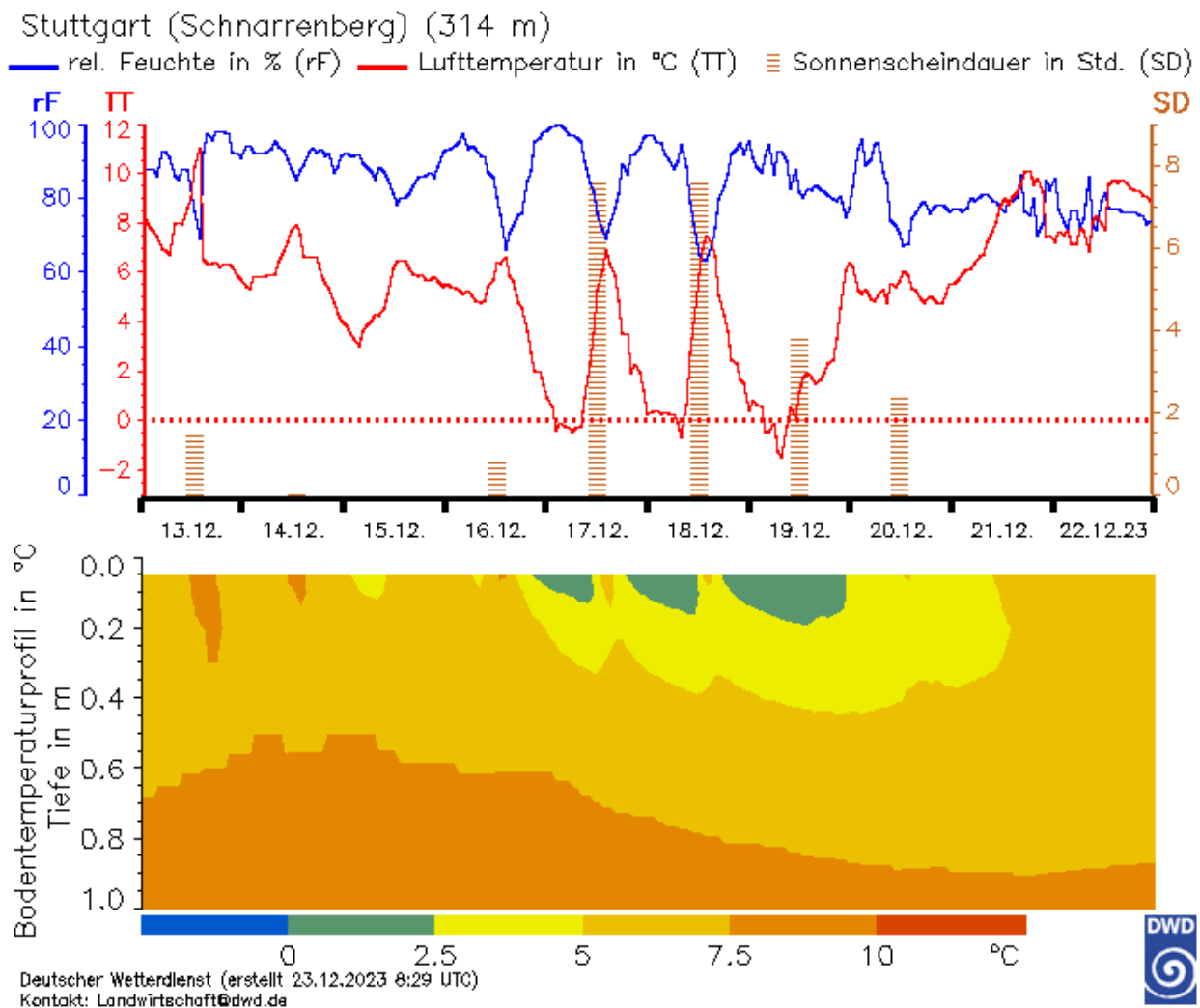


Abbildung 2.8: Vergleich von Luft- und Bodentemperaturen bis 1 m Tiefe am Standort Stuttgart Schnarrenberg vom 13.12.2023 bis 22.12.2023 [98]

Abwasser

Die Wärme aus Abwasser setzt sich aus Abwärme der Gebäude im Sinne von ungenutztem TWW und aufgenommener Heizwärme und Umweltwärme aus dem Kanalsystem zusammen. Die Nutzung kann bereits im Gebäude erfolgen. Jedoch ist für Wärmenetze vor allem die Nutzung des gesammelten Schmutzwassers im Kanalnetz und insbesondere die Nutzung von gereinigtem Abwasser (Reinwasser) in der Ausleitung ins Gewässernetz relevant. Während die Abwasserwärmenutzung im Kanalnetz auf Grund der Kapazitäten eher für Einzelgebäude oder kleine Quartiere genutzt wird [99], werden Reinwässer bereits intensiv für die Einspeisung in Wärmenetze genutzt. Europaweit ist Abwasser die am stärksten erschlossene Quelle für Groß-WP mit einem Anteil von 56 % an der Gesamtleistung in 2017 [20]. Eine Studie der Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA) in BW zur Abwasserwärmenutzung aus dem Auslauf von Kläranlagen hat gezeigt, dass durch die Erschließung etwa 4 % des gesamten Nutzwärmebedarfs im Bestand durch Abwasser-WP gedeckt werden könnten. Vorteil der Abwassernutzung generell ist das relativ hohe Temperaturniveau und vor allem bei größeren Kommunen ein stetiger zur Verfügung stehender Abfluss. Dennoch kann es durch starke Regenfälle und andere Wetterereignisse zu kurzfristigen Schwankungen in Abwassermenge und -temperatur kommen, weshalb eine Zwischenspeicherung sinnvoll sein kann, um Schwankungen auszugleichen [100]. Die Wärmeabnahme erfolgt in der Regel über eine offene Bauweise bei gereinigtem Abwasser, ähnlich einer Fluss-WP oder in geschlossener Bauweise als im Kanal eingebaute Wärmetauscher. Für die Erschließung von Schmutzwasser als Wärmequelle sollte ein Trockenwetterabfluss von mindestens 10 l/s bis 15 l/s und bei nachträglichem Einbau ein Kanalrohr mit einem Minstdurchmesser von 800 mm (DN 800) vorliegen. Bei geringeren Kanalrohrdurchmessern bis 600 mm (DN 600) ist die Länge des Wärmetauschers begrenzt, da keine Begehung des Kanals mehr möglich ist [99], [101]. Die an Schmutzwasser anfallende Menge lässt sich überschlägig anhand des täglichen Schmutzwasseranfalls pro Einwohner bestimmen [101]. Nach Aussage des LRA Tübingen ist für die Nutzung von Abwasser als Wärmequelle ist kein wasserrechtliches Verfahren notwendig, da durch die Nutzung keine offensichtliche Gefahr für Gewässer besteht. Aus Sicht der Abteilung Umwelt und Gewerbe des LRA Tübingen stellt sich bei der Abwasserwärmenutzung vor allem die Frage, ob der Netzbetreiber dies möchte und welche Vorsichtsmaßnahmen dieser treffen muss, um das Risiko einer Gefährdung des Kläranlagenbetriebs oder der nachfolgenden Fließgewässer zu minimieren.

2.2.5 Biomasse, Biogas und Wasserstoff

Bioenergie im Sinne von aus Biomasse gewonnener Energie macht einen großen Anteil der erneuerbaren Energien aus und spielt vor allem in ländlichen Raum auf Grund der guten Verfügbarkeit eine große Rolle für dezentrale, aber auch zentrale Wärmelösungen. Bei der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien liegt der Anteil der Biomasse bei 86 % (2021) [9]. Die Wärmebereitstellung geschieht im größeren Stil in der Regel durch Holzheiz(kraft)werke oder Biogas-Blockheizkraftwerk (BHKW). Große Anteile der Bioenergie werden aber auch in Form von Scheitholz oder Pellets dezentral in

Einzelöfen oder Zentralheizungen verwertet [9]. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor wird der Druck auf die Ressource Holz nochmal deutlich steigen. Die Einschätzung der verfügbaren Potenziale ist auf Grund der regionalen Besonderheiten schwierig. Zudem existiert kein zentrales Monitoring der Stoffströme. Aus diesem Grund haben Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) eine nationale Biomassestrategie in Auftrag gegeben, die offenstehende Fragen klären soll [102].

Zur Beurteilung der nachhaltigen Verwendung von biogenen Festbrennstoffen liegen verschiedene Quellen vor, welche alle von einem verfügbaren, aber begrenzten Potenzial ausgehen. Die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) geht in ihrem Bericht aus dem Jahr 2022 von einem möglichen Potenzial von etwa 25 TWh aus Landschaftspflege und Waldrestholz für ganz Deutschland aus [9]. Das entspricht einem Zuwachs von etwa 19 %. Diese Annahmen decken sich auch mit anderen Untersuchungen zur Biomassepotenzialen in Deutschland welche ein maximales Potenzial von zusätzlich etwa 20% sehen, wenn eine nachhaltige Forstwirtschaft garantiert werden soll [10], [103], [104]. Auf Landesebene gibt es laut Nitsch in Baden-Württemberg etwa 3,3 TWh bis 3,9 TWh ungenutzten Holzzuwachs, der für die Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt werden kann [105]. Zusätzlich zum Holzzuwachs entsteht durch den klimabedingten Waldumbau allgemein ein zusätzlich nutzbares Energieholzpotenzial [106]. Vergleichbar mit den Schätzungen der FNR gehen Eichermüller und Thorwarth [107] in einer Kurzstudie der Holz-Stoffströme in Baden-Württemberg von einem möglichen Zuwachs von etwa 24 % in der energetischen Nutzung aus. Während mit den zusätzlichen Potenzialen vor allem der Bedarf nach Holzhackschnitzeln gedeckt werden könnte, übersteigt die Nachfrage nach Holzpellets in der EU bereits seit Jahren die heimische Produktion, was zu verstärkten Importen aus weniger forstwirtschaftlich reglementierten Ländern geführt hat [108], [109]. In Deutschland wird der größte Teil von Holzenergieprodukten noch heimisch gedeckt. Bei steigender Nachfrage wird davon ausgegangen, dass der Bedarf nicht durch Produkte mit deutscher Herkunft gedeckt werden kann [110].

Eine Alternative zu üblichen Biomasseanlagen mit Hackschnitzeln sind Pyrolyseanlagen. Diese sind nachhaltiger als übliche Anlagen, da über 80% des Kohlenstoffes in der entstehenden Biokohle verbleibt. Pyrolyseanlagen sind demnach CO₂-Senken und erlauben neben der energetischen auch eine stoffliche Nutzung des Rohstoffes [111]. Trotz Verkauf von CO₂-Zertifikaten und Biokohle ist die Wirtschaftlichkeit durch hohe Investitionskosten der komplexen Anlagen schlechter als übliche Biomassekessel [112]. Beim Bau von Biomassefeuerungsanlagen sind die Vorgaben zur Luftreinhaltung des Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) zu beachten [84]. Bis 1 MW Anlagenleistung gilt die 1. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV) [113]. Ab 1 MW Leistung ist nach der 4. BImSchV ein entsprechendes Genehmigungsverfahren notwendig. Ausnahmen gelten lediglich wenn man nachweisen kann, dass ein Teil der Leistung nur als Sicherheit vorgehalten wird und die 1 MW-Grenze im Regelbetrieb nicht überschritten wird [114].

Biogas

Neben fester Biomasse, ist auch Biogas ein fester Bestandteil des Energiesystems [103]. Biogas wird vorrangig in landwirtschaftlichen Betrieben hergestellt und direkt vor Ort in Biogas-BHKW verwendet und trägt etwa 20 % zur erneuerbaren Stromerzeugung bei [115]. Diese zumeist stromgeführten Anlagen produzieren auch Wärme, welche jedoch in vielen Fällen nur zu kleinen Anteilen genutzt wird, weil Abnehmer in der Nähe fehlen. Durch die Reduktion der Förderungen steigt aber der Druck auch die Wärme zu vermarkten, sodass zum Beispiel im Rahmen der KWP verstärkt nach Wegen gesucht wird diese zu nutzen. Als innovatives Konzept soll dabei der Einsatz von Biogas-Speicherkraftwerke die Effizienz steigern und die Möglichkeit erweitern flexibel auf die Schwankungen im Stromsektor zu reagieren [116].

Wasserstoff

Zukünftig wird auch Wasserstoff eine wichtige Rolle im Energiesystem insbesondere in Deutschland spielen wie die nationale Wasserstoffstrategie des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi) zeigt [117], [118]. Dabei wird vor allem auf grünen, also klimaneutral erzeugten Wasserstoff gesetzt. Kurz- und mittelfristig wird ein Großteil des Wasserstoffes in Europa jedoch noch fossilen Ursprungs sein da die Erzeugerkapazitäten für grünen Wasserstoff erst noch aufgebaut werden müssen. Die geringen verfügbaren Mengen an nachhaltig produziertem Wasserstoff werden aus ökonomischen Gründen vorerst für die Prozesswärme und erst später im Wärmesektor in der Priorität von zentral (KWK) zu dezentral Anwendung finden [34]. Auch Riemer et al. sehen die Anwendung von Wasserstoff vorwiegend in Industrie und Verkehr und weniger im Gebäudesektor [119]. Die Ergebnisse einer Simulation von Korberg et al. bezüglich des Wasserstoffeinsatzes in Europa zeigte, dass Wärmepumpen und Fernwärme eine deutlich effizientere und kostengünstigere Wärmeversorgung darstellen [120]. Thomsen et al. haben in ihrer Studie zu Pfadoptionen zur Dekarbonisierung des Wärmesektors gezeigt, dass erst bei niedrigen Wasserstoffendkundenpreisen von 90 €/MWh der Wärmesektor der privaten Haushalte erschlossen wird und zuallererst Industrie und Fernwärme Wasserstoff nutzen werden. Deutlich wurde aber auch die Abhängigkeit der Entwicklung von regionalen Gegebenheiten. So hängt der Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor auch stark vom lokalen industriellen Wasserstoffbedarf zusammen [33].

2.2.6 Abwärme

Neben der prozessinternen Wärmerückgewinnung und der Abwärmenutzung innerhalb desselben Unternehmens ist für diese Arbeit vor allem die Abwärmenutzung im Sinne einer Wärmeabgabe an Dritte relevant. Die Nutzung von Mittel- und Hochtemperaturabwärme durch Umwandlung in andere Energieformen wie elektrische Energie durch ORC-Anlagen oder Dampfprozesse wird nicht weiter betrachtet.

Nach Wheatcroft et al. hat die Abwärmenutzung das Potenzial 10 % des europäischen Wärmebedarfs zu decken [121]. Trotz diesem großen Potenzial wird Abwärme bisher nur sehr wenig ge-

Tabelle 2.2: Temperaturniveaus der Wärmerückgewinnung von Abwärmequellen und Möglichkeiten zur Einbindung in Wärmenetze in Anlehnung an [127], [128]

Abwärmequelle	Wärmerückgewinnung	Temperatur [°C]	Einbindung ins Wärmenetz
KWK- und Heizanlagen	Abgase	70-100	Brennwerttechnik, Wärmetauscher
	starke Abkühlung der Abgase	40-70	WP, Wärmetauscher
Industrielle Abwärme	industrielle Prozesse	70-100	Wärmetauscher
	Kälte-, Druckluft- und Belüftungssysteme	30-40	Luft-Wasser-WP, Wärmetauscher
Datenzentren	Serverraumkühlung	25-35	Luft-Wasser-WP, Wärmetauscher
Einzelhandel	Kältetechnik	30-50	Luft-Wasser-WP, Wärmetauscher
Abwasser	Behandeltes Abwasser	8-15	(mehrstufige) Wasser-Wasser-WP, Wärmetauscher
Transformatoren	Luftkühlung der Transformatoren	25-30	(mehrstufige) Luft-Wasser-WP, Wärmetauscher

nutzt [122]. Dies liegt auch daran, dass die meiste erzeugte Abwärme ein niedriges Temperaturniveau unter 100 °C besitzt und als diffuse Quelle in gasförmigen Medien vorliegt [123]. Wie in Tabelle 2.2 dargestellt kann je nach Temperaturniveau der Abwärme und des Wärmenetzes die direkte Nutzung über Wärmetauscher oder die indirekte Nutzung durch WP geschehen. Speziell bei fluktuierenden Temperaturniveaus und bietet sich eine Wärmepumpe an, da diese auch bei unterschiedlichen Quelltemperaturen die Netztemperatur bereitstellen kann. Dabei sind nach Lygnerud et al. nicht die ingenieurtechnischen Probleme eine Herausforderung, sondern die oft ungewohnte Konstellation von Akteuren und die Schwierigkeiten bei der Vertragserstellung auf Grund der teilweise unbekannten Risiken [124]. Auch Pelda et al. stellen heraus, dass für die erfolgreiche Erschließung der Potenziale von Abwärme für Wärmenetze von Anfang an die Einbindung der beteiligten Akteure und eine technische Begleitung notwendig ist [122]. Als wichtige Kenngrößen für die Erfassung der nicht vermeidbaren Abwärme sind nach der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Temperaturniveau, Medium der Abwärme, Leistung, zeitliche Verfügbarkeit, verfügbare Energiemengen und Lage zu nennen [125]. Im Allgemeinen steigert die Abwärmenutzung die Effizienz der Abwärme verursachenden Systeme. Im Vergleich zur direkten Nutzung vor Ort bieten Wärmenetze dabei die Möglichkeit einer kontinuierlichen und gesicherten Wärmeabnahme. Die günstige Wärmequelle auf einem vergleichsweise hohen Temperaturniveau steigert außerdem die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen und macht diese konkurrenzfähiger [126].

2.2.7 Wärmespeicherung und Sektorenkopplung

In den meisten technischen Systemen zur Wärmeversorgung sind Wärmespeicher integriert. Diese tragen dazu bei, die Effizienz und Reliabilität des Systems zu verbessern und ermöglichen die Einbindung von sonst ungenutzten Kapazitäten. Im Rahmen der Wärmewende werden thermische Energiespeicher eine zunehmend wichtige Rolle spielen, um Lastspitzen abzuf puffern und Unterbrechungen zu überbrücken. Thermische Energiespeicher ermöglichen Kontinuität und Sicherheit bei fluktuierender Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien.

Wärmespeicher lassen sich nach Goeke in Abhängigkeit der Speichertechnologie in drei Unterarten unterteilen. Neben Reaktionswärmespeichern, welche auf chemischen Prozessen basieren, gibt es auch Latentwärmespeicher, welche die für einen Phasenwechsel notwendige Energie nutzen. Dazu zählen auch Eisspeicher. Die am häufigsten verwendeten und etabliertesten Speicherformen sind sensible Wärmespeicher. Diese können mit festen oder flüssigen Wärmespeichermedien betrieben werden. Für die üblichen Anwendung im Temperaturbereich des Heizwärmebedarfs wird in der Regel Wasser als Medium verwendet [129]. Eine weitere Klassifizierung ist die Einteilung von Speichern nach Speicherdauer. Dabei spielt hauptsächlich das Verhältnis von Speichervolumen und Wärmebedarf eine Rolle. Thermische Speicher können für wenige Stunden bis Tage oder auch für die saisonale Speicherung eingesetzt werden. Saisonale Speicherung lohnt sich erst bei saisonaler Verschiebung von Angebot und Nachfrage wie es in solarthermischen Wärmenetzen der Fall ist [37] oder bei ausreichendem Vorkommen von kontinuierlicher Abwärme [130]. Die meisten Wärmespeicher in Wärmenetzen sind deshalb als Kurzzeitspeicher zu sehen [131]. Die wichtigsten Bauarten nach Speichergröße sind Druckspeicher (bis 250 m³), drucklose Behälterspeicher (250 m³ bis 15.000 m³) und Erdbeckenspeicher (ab 1.500 m³). Die Speicherkosten unterscheiden sich nach Bauart, sinken jedoch deutlich mit zunehmender Speichergröße und Bauart. Neben gebauten Wärmespeichern kann auch das Wärmenetz selbst als Speicher gesehen werden [132]. Durch gleitende Netztemperaturen konnten Basciotti et al. zeigen, dass sich die Spitzenlast um 15 % reduzieren lässt [133]. Eine weitere innovative Form der Wärmespeicherung wird von Bellos et al. besprochen. Die Verlagerung von einem zentralen Wärmespeicher zu vielen dezentralen Wärmespeichern in Kombination mit einem vernetzten Beladungskonzept nach Bedarf führt zu Energieeinsparungen von 18 % und Reduktion der Wärmeverluste um 22 % [134].

Die minimale Funktion von thermischen Speichern in Wärmenetzen ist die der hydraulischen Weiche, welche den Erzeugerkreis vom Bedarfskreis entkoppelt und damit unterschiedliche Massenströme zulässt. Zusätzlich kann ein Wärmespeicher aber auch dazu genutzt werden die Spitzenlast abzudecken und als Redundanz für Unterbrechungen in der Wärmeerzeugung fungieren. Dadurch kann die Erzeugerleistung kostengünstig reduziert werden. Eine der wichtigsten Funktionen von Wärmespeichern in Wärmenetzen ist jedoch, dass diese den intensiven Einsatz von volatilen Erzeugern ermöglichen. Es werden Erzeugung und Wärmeabnahme nicht nur hydraulisch, sondern auch zeitlich voneinander entkoppelt [129]. Dies ermöglicht auch die in Zukunft immer wichtiger werdende Sektorenkopplung von Strom und Wärme über KWK und P2H in Form von geothermisch o.ä. betriebenen WP [135]. Müller et al. haben gezeigt, dass die Sektorenkopplung über KWK und WP zu einer Reduktion der

Stromlast um 14 % (Spitze) und 33 % (Senke) führen und die Menge an überschüssigem Strom um 59 % reduziert werden kann. Die Erhöhung der thermischen Speicherkapazitäten verstärkt diesen Effekt zusätzlich [136]. Strom in Wärme zu speichern, entwertet zwar die elektrische Energie und ist auf dem angewendeten Temperaturniveau nicht effizient rückgängig zu machen, jedoch sind die Kosten pro elektrischer Speicherleistung um 50- bis 300-mal höher [137]. Die ökologischen Kosten durch Ressourceneinsatz für elektrische Batteriespeicher nicht eingerechnet.

2.3 Innovative Wärmenetze

Die gesetzlichen Entwicklungen in Deutschland und die Bestrebungen der Europäischen Union (EU) forcieren den Umstieg auf erneuerbare Energien im Wärmesektor. Durch die Novellierung des GEG dürfen ab spätestens Juli 2028 mit wenigen Ausnahmen nur noch Heizungssysteme auf Basis von erneuerbaren Energien, beziehungsweise Strom oder ein Wärmenetzanschluss eingebaut werden. Für Neubauten gilt diese Vorgabe bereits ab Januar 2024 [16]. Parallel dazu führt die Einführung des WPG zur Vorgabe einer klimaneutralen Versorgung für Wärmenetzbetreiber bis 2045. Für neue Wärmenetze müssen bereits ab Januar 2024 mindestens 65 % der Wärme erneuerbaren Ursprungs sein [15]. Eine übergeordnete Maßnahme, um diese Ziele zu erreichen ist die Absenkung der Netztemperaturen in den Niedertemperaturbereich.

2.3.1 Niedertemperaturnetze und kalte Nahwärme

Das Ziel von Niedertemperaturnetzen ist es möglichst nah an die Heiztemperaturen der Wärmeabnehmer heranzukommen. Dies führt zu unterschiedlichen Auffassungen bei der Definition von Niedertemperaturnetzen. Im deutschen Sprachraum wird der Begriff Niedertemperaturnetz verwendet, wenn die Netzhaupttemperatur unterhalb von 90-95 °C liegen [71], [138]. In der internationalen Literatur spricht man von Niedertemperaturnetzen (Low temperature district heating LTDH beziehungsweise Fourth Generation District Heating (4GDH)) eher im Temperaturbereich unterhalb von 70 °C und deutlich niedriger [28], [139], [140].

Die Gründe für die Absenkung der Netztemperatur sind vielfältig haben aber ihre Hauptursache in den oft niedrigen Temperaturniveaus erneuerbarer Energien beziehungsweise der deutlich höheren Kostensensitivität für die Bereitstellung von höheren Temperaturen [139]–[141]. Eine Absenkung der Netztemperaturen erlaubt also erst gewisse Wärmequellen wie Niedertemperaturabwärme, Groß-WP und Solarthermie ökonomisch und technisch sinnvoll einzubinden. Zusätzlich wird die Reduktion des allgemeinen Wärmebedarfs durch Modernisierung und Klimawandel dazu führen, dass Netzverluste deutlich ansteigen [142]. Diese Effekte werden in ländlicheren Regionen mit sowieso schon hohen Netzverlusten von bis zu 45 % nochmal deutlich stärker ausfallen [143]. Niedrige Netztemperaturen wirken diesem Trend entgegen und können die Netzverluste deutlich senken [144]. Die geringeren Temperaturen erhöht außerdem die Lebensdauer der Rohrleitungen, insbesondere von modernen Kunststoffleitungen, deutlich [145]. Die Herausforderung bei Absenkung der Netztemperatur besteht

vor allen Dingen in Bestandsnetzen, welche für die Bereitstellung von Wärme auf größere Temperaturspreizungen angewiesen sind [138].

Nach Lund et al. müssen Wärmenetze als Teil eines nachhaltigen Energiesystems in Zukunft vor allem die in Tabelle 2.3 dargestellten fünf Voraussetzungen erfüllen [146]. Erfüllt werden diese nicht von konventionellen Wärmenetzen, sondern vor allem von Niedertemperaturnetzen, aber auch größtenteils von kalten Nahwärmenetzen, oft referenziert als Wärmenetze der 5. Generation (Fifth Generation District Heating and Cooling (5GDHC)). Das Prinzip der kalten Nahwärme basiert auf Netztemperaturen, welche nahe der Erdoberflächentemperaturen liegen (-5 °C bis 20 °C). Da diese Temperatur nicht ausreicht, um Gebäude direkt zu beheizen, werden dezentrale Wärmepumpen in den Gebäuden eingesetzt und die Temperatur auf das benötigte Niveau anzuheben. Wärmequellen für kalte Wärmenetze sind in den meisten Fällen Quellen der oberflächennahen Geothermie wie EWK und EWS [82], [147]. Die niedrigen Netztemperaturen können auch zur Gebäudekühlung genutzt werden und zusätzlich ist ein bidirektionaler Betrieb, das heißt das gleichzeitige Kühlen und Heizen von Gebäuden über ein Verteilnetz möglich, was Synergien ermöglicht und die Effizienz steigert [148]. Des Weiteren treten keine Wärmeverluste, sondern tendenziell eher Wärmeeinträge auf, da die ungedämmten Rohrleitungen als EWK fungieren [149].

Da kalte Nahwärme eine neue Form der Wärmeversorgung darstellt und die Entwicklung der Niedertemperaturnetze und kalten Nahwärmenetze mehr oder weniger parallel entstanden ist, gibt es Kritik an der Bezeichnung als 5. Generation. Ein Netz der vierten Generation kann nicht in ein kaltes Wärmenetz transformiert werden, beide Netzformen haben ihre Stärken und Schwächen und ergänzen sich deshalb in einer ganzheitlichen Lösung für die Dekarbonisierung des Wärmesektors [146]. Während Niedertemperaturnetze auch gut geeignet sind, um die höheren Vorlauftemperaturen und Wärmemengen im Bestand und bei hohen Wärmedichten bereit zu stellen, kommen kalte Nahwärmenetze im Bestand und im urbanen Bereich an ihre Grenzen, da die Netz- und Erzeugerkapazitäten durch die geringe Temperaturspreizung begrenzt ist. Sie eignen sich aber auf Grund der effizienten Wärmeverteilung ideal für ländliche Regionen mit geringeren Wärmedichten und generell für Neubaugebiete mit einem entsprechend niedrigem Wärmebedarf [82]. Dabei können fast alle erneuerbaren Energiequellen mit niedrigem Temperaturniveau einfach und flexibel eingebunden werden [150], [151]. Durch die Einbindung von Biomasse-KWK, P2H in Form von Wärmepumpen in Kombination mit großen Wärmespeichern sind Niedertemperaturnetze hingegen gut geeignet, um Teil eines nachhaltigen ganzheitlichen Energiesystems zu sein. Die Wärmepumpen in kalten Nahwärmenetzen und dezentralen Pufferspeicher können nur einseitig und kurzfristig reagieren und eine entsprechende Steuerung ist auf Grund der dezentralen Technik deutlich komplexer [152], [153].

Aus wirtschaftlicher Sicht hat ein Kostenvergleich auf Basis der in Großbritannien und Dänemark gegebenen Grundlagen gezeigt, dass Niedertemperaturnetze im Vergleich zu kalten Nahwärmenetzen für den untersuchten Fall die ökonomisch günstigste Lösung darstellen [154]. C.A.R.M.E.N. e.V. gibt an, dass die spezifischen Investitionskosten vergleichbar sind. Das Risiko bei kalten Nahwärmenetzen aber minimiert wird [155].

Tabelle 2.3: Voraussetzungen für Wärmenetze als Teil eines nachhaltigen Energiesystems nach Lund et al. [28] und die Einordnung von konventionellen Wärmenetzen (3GDH), Niedertemperaturnetzen (4GDH) und kalten Nahwärmenetzen (KNW)

Nr.	Voraussetzungen	3GDH	4GDH	KNW
1	Deckung des Heizwärme- und TWW-Bedarfs in Bestandsgebäuden und Neubauten	-	++	+/-
2	Effiziente Verteilung von Wärme mit geringen Netzverlusten	-	+	++
3	Möglichkeit zur Integration von erneuerbaren Wärmequellen und Wärmerecycling	-	++	++
4	Sektorenkopplung ermöglichen	+	++	+/-
5	Rahmenbedingungen für nachhaltige Planung und Investition schaffen	-	++	+

2.3.2 Innovationen zur Effizienzsteigerung

Neben der Absenkung der Netztemperaturen als Hauptmaßnahme zur Effizienzsteigerung und Einbindung erneuerbarer Energien gibt es noch weitere Innovationen, welche einen Beitrag zu einem zukünftigen nachhaltigen Energiesystem leisten.

Bivalente Systeme

Ausgehend von der Transformation von fossilen zu erneuerbaren Energiequellen sind hier zuallererst die bivalenten Systeme zu nennen. In bivalenten Heizsystemen kommen zwei Wärmeerzeuger zum Einsatz. Der erste Erzeuger deckt einen prozentualen Anteil der maximalen Leistung ab und ein zweiter, hier fossiler Erzeuger deckt die restliche Leistung oder die vollständige Leistung ab. Die beiden Erzeuger arbeiten ab einem definierten Betriebspunkt parallel (bivalent-parallel) oder der zweite Erzeuger übernimmt die Wärmeerzeugung vollständig (bivalent) [8], [86]. Bivalente Systeme machen sich die Tatsache zu Nutze, dass ein Großteil der bereitgestellten Wärmemenge im Grundlast und unteren Mittellastbereich liegt. Dadurch kann bereits ein 25-prozentiger Leistungsanteil des ersten Wärmeerzeugers rund 55 % der Wärmemenge erzeugen. Bei einem 50-prozentigen Leistungsanteil liegt dieser Wert schon bei 88 % [156]. Dadurch sind bivalente Heizungen in der Lage durch die Kombination von Wärmepumpen und bestehenden fossilen Heizungen die Vorgaben aus dem GEG zur Erfüllung der 65 % EE-Quote zu erfüllen [48]. Dies gilt natürlich auch für Wärmenetze. Hier können bestehende Anlagen weiterhin betrieben werden und die Einbindung von regenerativen Energiequellen ermöglichen.

Mehrleiternetze

Ähnlich wie bei bidirektionalen kalten Nahwärmenetzen ermöglichen Mehrleiternetze die dezentrale Einspeisung von Wärme in das Netz und begünstigen damit Synergien. Die Wärmeabnehmer werden in

diesem Fall zu Prosumenten, welche dauerhaft oder zu gewissen Zeiten auch Wärme einspeisen [150]. Mehrleiternetze bestehen aus drei oder mehr Leitungssträngen, welche alle auf unterschiedlichen Temperaturniveaus betrieben werden. Dadurch ist es möglich eine sehr flexible Bereitstellung von Wärme zur Verfügung zu stellen. Gerade in Misch- und Gewerbegebieten mit unterschiedlichen Wärme- und Kältebedarf bietet sich diese Technologie an. Das abgestufte Temperaturniveau ermöglicht eine intensivere und somit exergetisch effizientere Nutzung und eine parallele erzeugeroptimierte Einspeisung der Wärme [157], [158].

Dezentrale Speicher

Um den hohen Netzverlusten in Gebieten mit geringer Wärmedichte zu begegnen, gibt es das Konzept einer intelligent vernetzten dezentralen Speicherinfrastruktur. Die zentrale Steuerung analysiert das Netz kontinuierlich auf Basis der Verbräuche und Speicherstände der dezentralen Kurzzeitspeicher und belädt diese nach Bedarf. Dabei werden benachbarte Speicher bevorzugt mit beladen. Durch erhöhte Netzstillstandzeiten im Sommer und die serielle Beladung im Winter können Netzverluste um 22 % und die benötigte Spitzenlast um 25 % gesenkt werden [134].

2.3.3 Gleichzeitigkeitsfaktor

Da sich die maximale Abnahmeleistung in einem Wärmenetz durch die individuellen Lastkurven reduziert, muss dies bei der Auslegung berücksichtigt werden. Für die Berücksichtigung dieser Gleichzeitigkeiten wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF) definiert, der von der Anzahl an Wärmeabnehmern abhängig ist. Ein typischer Verlauf ist in Abbildung 2.9 dargestellt. Der GZF ist definiert als Verhältnis der maximalen Abnahmeleistung eines Wärmenetzes zu der Summe der individuellen Abnahmeleistungen der einzelnen Wärmeabnehmer [159]. Art und Ausprägung der individuellen Lastkurven hat einen großen Einfluss auf die Gleichzeitigkeit. Beispielsweise zeigen Braas et al. in einer Studie zur Gleichzeitigkeit von TWW in Wärmenetzen [160], dass sich der diskontinuierliche Bedarf und die kurzen Lastspitzen positiv auf den GZF auswirken. Es zeigen sich GZF bis unter 0,1 bei 100 angeschlossenen Gebäuden. Bei einem hohen Anteil von Wärmeabnehmern mit kontinuierlichen Verbräuchen wie Prozesswärme oder in Neubaugebieten mit geringen Lastspitzen im Heizwärmebedarf steigt der GZF an. Der GZF ist somit immer individuell für das entsprechende Wärmenetz anzupassen [161].

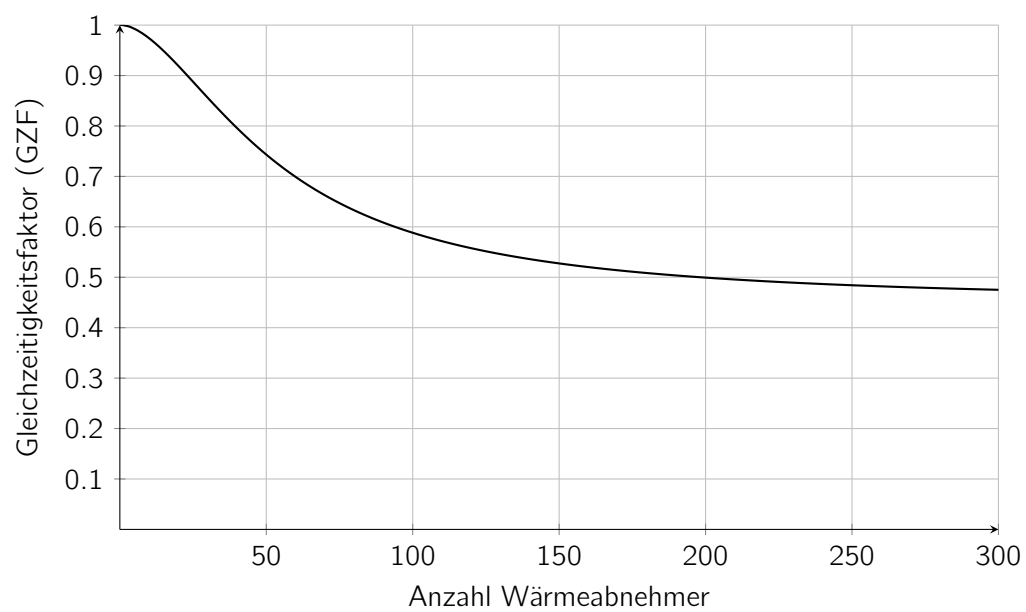


Abbildung 2.9: Funktion des GZF in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen nach Winter et al. [159].
Gültig für $1 < \text{Wärmeabnehmer} \leq 200$

3 Potenzialanalyse Hirschau

Die Potenzialanalyse befasst sich damit, das vorhandene Potenzial erneuerbarer Energiequellen für die Wärmeerzeugung zu ermitteln. Durch die Identifizierung und Bewertung dieser Potenziale liegen fundierte Grundlagen für die weiteren Arbeiten und Planungsprozesse vor.

3.1 Beschreibung des Tübinger Ortsteiles Hirschau

Der Ort Hirschau ist seit der kommunalen Verwaltungsreform 1971 ein Stadtteil von Tübingen. Er liegt im Süd-Westen des Stadtgebietes etwa drei Kilometer außerhalb der Kernstadt (siehe Abbildung 3.1). Im Norden grenzt der Ort an das Landschaftsschutzgebiet Spitzberg an dessen südlichem Hang sich das Naturschutzgebiet Hirschauer Berg befindet. Das im Süden gelegene Gewerbegebiet Rittweg wird durch einen landwirtschaftlich genutzten Grünstreifen vom Rest des Ortes separiert. Süd-östlich des Gewerbegebietes befindet sich der freizeitlich genutzte Baggersee (Epplesee) und zwei weitere kleine künstliche Seen sowie der Fluss Neckar. In Hirschau lebten im Jahr 2022 3.384 Menschen [162]. Seit 2016 ist die Bevölkerung um knapp 100 Menschen gestiegen [163]. Diesem Wachstum wird durch den Planungsprozess eines Wohnneubaugebiets Rechnung getragen. Das geplante Neubaugebiet Burgäcker Süd befindet sich noch in einer frühen Konzeptphase und soll südlich des Ortskerns in direkter Nachbarschaft zum katholischen Kindergarten St. Martin entstehen. Auch im Gewerbegebiet Rittweg im südlichen Teil Hirschaus sind mehrere Erweiterungen mit unbekanntem Zeithorizont vorgesehen. Unter anderem sieht der städtebauliche Rahmenplan eine 6,3 ha große Erweiterungsfläche nördlich des Rittweg vor. Diese soll vor allem der Erweiterung der bestehenden ansässigen Firmen und lokalen Betrieben vorbehalten sein und nach Bedarf entwickelt werden [164].

3.2 Aktueller Stand der Heizwärmeversorgung und des Wärmebedarfs

Da in Hirschau kein Fernwärmenetz besteht werden die Bestandsgebäude größtenteils über dezentrale Heizungsanlagen mit Wärme versorgt. An zwei Standorten haben die Stadtwerke Tübingen kleine Wärmeverbünde mit BHKW und Solarthermie aufgebaut, welche wenige Gebäude mit Wärme versorgen. Auf die Verteilung des Wärmebedarfs und der Energieträger in Hirschau wird im Folgenden näher eingegangen.

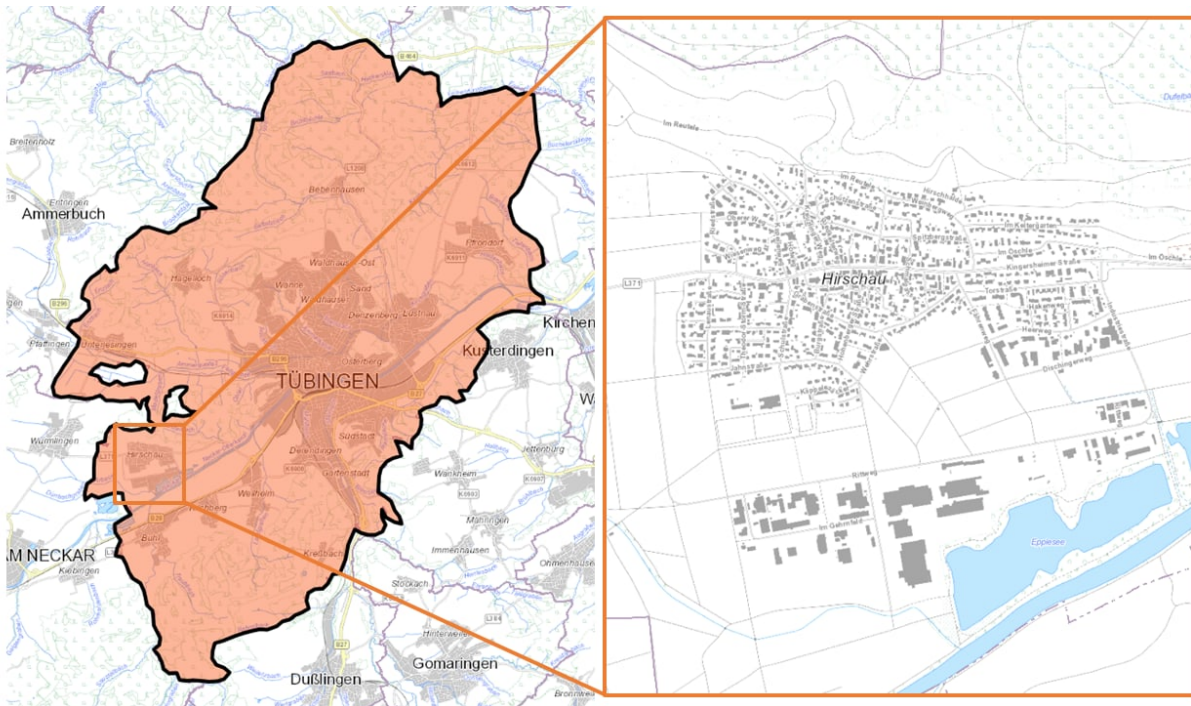


Abbildung 3.1: Übersichtskarte von Tübingen-Hirschau und Verortung des Stadtteiles im Stadtgebiet (Quelle: Daten- und Kartendienst der LUBW 23.07.2023)

3.2.1 Hirschau im kommunalen Wärmeplan Tübingen

Der Bericht zur kommunalen Wärmeplanung in Tübingen wurde 2023 von der Stadt Tübingen veröffentlicht [12]. Neben dem ganzheitlichen Blick auf Tübingen werden auch die einzelnen Stadtteile in Steckbriefen genauer betrachtet und mögliche Szenarien auf Basis der erhobenen Daten formuliert. Für Hirschau wurde das in Abbildung 3.2 dargestellte Fernwärmeeignungsgebiet definiert. Also mögliches Szenario kann das Gebiet bis 2030 teilweise mit einem Endenergiebedarf von 5,9 GWh/a und einer Energiezentrale mit 4,1 MW Leistung versorgt werden. Als Energieträgermix sind im kommunalen Wärmeplan Freiflächen-Solarthermieranlagen mit 5.000 m² bis 11.000 m² Kollektorfläche je nach Deckungsgrad (30 % oder 50 %) vorgesehen. Ergänzt werden die Solarthermieranlagen durch Wärmespeicher, Biomasse, eine iKWK-Anlage (H2-Ready) oder eventuell verfügbarer industrieller Abwärme. Zur Umsetzung wird eine Machbarkeitsstudie nach Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) mit einer vorherigen Prüfung eines möglichen Standortes für ein Holz-Heizwerk beziehungsweise iKWK-Anlage, verfügbaren Flächen für Solarthermie und die Feststellung möglicher Synergien bezüglich Abwärmenutzung mit dem Gewerbegebiet Rittweg empfohlen.

Laut den Daten der kommunalen Wärmeplanung Tübingen liegt der Gesamtwärmebedarf Hirschaus bei 48 GWh/a. Etwa die Hälfte davon entfällt auf Industrie und GHD. Als Energieträger wird mit 53 % an der Erzeugernutzwärme Erdgas als häufigstes verwendet. Darauf folgen mit 19 % und 13 % Heizöl und Wärmenetze. Holz- und Stromdirektheizungen sowie Wärmepumpen spielen in der Gesamt-

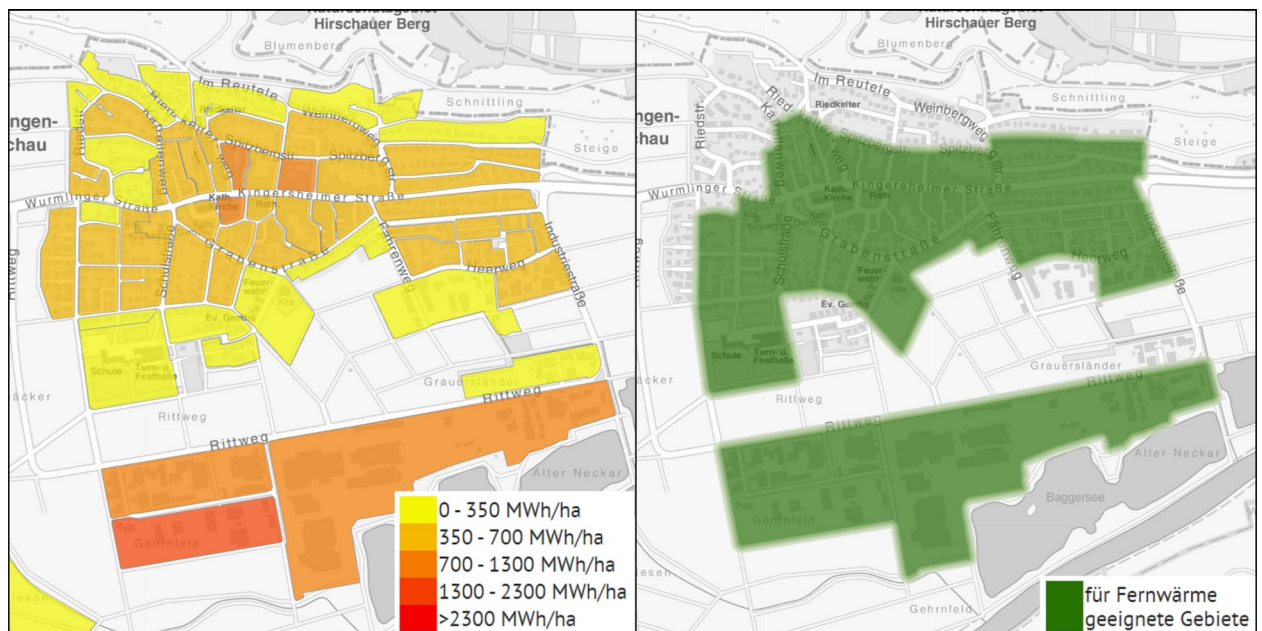


Abbildung 3.2: Wärmedichte (links) und Fernwärmeeignungsgebiete (rechts) für Hirschau aus dem kommunalen Wärmeplan Tübingen [162]

wärmeerzeugung nur eine untergeordnete Rolle. Der Anteil der fossilen dezentralen Wärmeerzeugung liegt in Hirschau bei über 97 %. Damit entstehen in Hirschau jährlich 7 % der Treibhausgasemissionen der Stadt Tübingen. Um die Treibhausgasemissionen zu senken sind im kommunalen Wärmeplan mehrere Maßnahmen bis 2030 formuliert, welche unter anderem die Konzeption und Realisierung eines Wärmenetzes im Ortskern unter Berücksichtigung des Neubaugebietes und des Gewerbegebietes Rittweg vorsieht. Des Weiteren soll der Wärmebedarf durch die Nutzung von Effizienzpotenzialen im Gebäudebestand um 5 % reduziert werden und die dezentrale Wärmeerzeugung auf Wärmepumpen mit Umweltquellen umgestellt werden. Dafür stehen laut KWP Erdwärme über EWK, Grundwasserwärme, Außenluft und zusätzlich Solarenergie zur Verfügung. Im Zielszenario 2030 werden demnach 55 % der Erzeugernutzwärme durch Wärmepumpen und 23 % über ein Fernwärmenetz abgedeckt. Die verstärkte Nutzung von Holz (8 %) und biogenen Gasen oder Wasserstoff (8 %) trägt in diesem Szenario zusätzlich zur angestrebten Klimaneutralität der Wärmeversorgung bei.

3.2.2 Initiative aus dem Ortschaftsrat Hirschau

Im April 2023 hat die grüne Liste Hirschau im Ortschaftsrat eine Beschlussvorlage vorgelegt, in der die Stadtverwaltung aufgefordert wird zu Prüfen „[...] inwieweit der Aufbau eines Nahwärmenetzes für das Neubaugebiet „Burgäcker“ auch Bestandgebäude von Hirschau integrieren kann.“ Des Weiteren soll für gesamt Hirschau die zentrale Wärmeversorgung über ein Wärmenetz geprüft werden [165]. Die grüne Liste Hirschau ist eine Gruppe engagierter Bürger:innen, welche mit drei Ortschaftsräten im Ortschaftsrat Hirschau vertreten sind. Als Begründung für den Antrag wird diese Maßnahme vor

allem als Reaktion auf das Gebäudeenergiegesetz der Bundesregierung gesehen, um Menschen mit Immobilienbesitz von der finanziellen Verantwortung zu entlasten. Die Klimarelevanz wird in der Beschlussvorlage als sehr hoch eingestuft. Die Beschlussvorlage wurde am 9. Mai 2023 vom Ortschaftsrat einstimmig angenommen und beschlossen. Am 20. September 2023 fand deshalb ein Treffen mit Vertreter:innen der grünen Liste Hirschau und dem Masteranten statt. Im Rahmen der Veranstaltung wurde ein Eindruck der Möglichkeiten im Ort vermittelt, wobei über die vorgestellten Potenziale vor allem allgemeingültig informiert wurde. Dabei wurden auch die möglichen Technologien zur erneuerbaren Wärmeversorgung diskutiert und sich darüber ausgetauscht, wie die Idee eines nachhaltigen Wärmenetzes in Hirschau vorangebracht werden könnte.

3.3 Auswahl der potenziellen Energiequellen

Auf Grund der Vorgaben aus dem WPG (siehe Abschnitt 2.1) werden bei der Analyse der Potenziale nur EE, unvermeidbare Abwärme und Wärme aus Biomasse als mögliche Wärmequellen betrachtet.

In einem ersten Schritt wurden alle möglichen erneuerbaren Energien aufgeschlüsselt und anhand einer Bewertungsmatrix analysiert. In der Bewertungsmatrix wurden für jede Energiequelle Kriterien für eine Umsetzbarkeit definiert. Die Kriterien wurden projektspezifisch auf Basis der Literaturrecherche aufgestellt. Die Kriterien wurden abgeprüft und durch ein hart-positives Ausschlussverfahren die theoretisch zur Verfügung stehenden Energiequellen herausgefiltert. Das bedeutet, dass bereits ein Kriterium ausreicht, um eine Energiequelle auszuschließen. Wenn Kriterien nicht eindeutig positiv oder negativ bewertet werden können, wird die Energiequelle dennoch positiv bewertet, um eine tiefergehende Untersuchung des Kriteriums zu ermöglichen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.1 dargestellt. Auf die Kriterien wird in den einzelnen Abschnitten zu den Energiequellen näher eingegangen.

3.3.1 Solare Wärme

Das Hauptkriterium für den Einsatz von zentralen Solarthermieranlagen als Wärmequelle ist die Flächenverfügbarkeit. Ein weiteres Kriterium besteht darin, dass eine 100-prozentige solare Versorgung nur mit einem entsprechend großen saisonalen Wärmespeicher möglich ist. Bei geringeren Anteilen muss demnach die Möglichkeit der Einbindung in ein Energiekonzept mit einer oder mehreren weiteren Energiequellen bestehen. Bei der Überprüfung der Flächenverfügbarkeit in Kooperation mit der Fachabteilung nachhaltige Stadtentwicklung und der Fachabteilung Stadtplanung der Stadt Tübingen wurde die Flächenverfügbarkeit für Solarthermie analysiert. Potenzielle Flächen befinden sich vor allem im Bereich des Grünzugs zwischen Wohn- und Gewerbegebiet. Weitere Gebiete sind entweder als Schutzgebiete ausgewiesen oder befinden sich zu weit entfernt von den Wärmebedarfen. Im Bereich des Grünzugs befinden sich bereits einige Flurstücke im Besitz der Stadt Tübingen. Diese sind jedoch als Tauschflurstücke für die Erweiterung des Sportplatzes und der Erweiterung des Gewerbegebietes Rittweg Nord vorgesehen. Aus Sicht der Stadt Tübingen sind demnach keine Flächen für Freiflächen-solarthermie verfügbar. Dadurch kommt es zu einem Ausschluss von Solarthermie als primäre

Tabelle 3.1: Bewertungskriterien der verfügbaren Energiequellen

Energiequelle	Kriterium	Bewertung	Gesamt-bewertung
Solarthermie			
zentrale Einspeisung	Flächenverfügbarkeit für Kollektoren	nein	X
	Fläche für saisonalen Speicher vorhanden und/oder zusätzliche Primärwärmequelle möglich (70-90°C)	ja	
dezentrale Einspeisung	Bereitschaft der Prosumenten	unbekannt	✓
	Auslegung des Netzes auf dezentrale Einspeisung	ja, möglich	
Geothermie			
EWS	Zulässigkeit (Genehmigung)	nein	X
	geeigneter Untergrund	unbekannt	
EWK	Flächenverfügbarkeit	ja	
	Zulässigkeit (Genehmigung)	ja	✓
	Boden mit geeigneter spezifischer Wärmekapazität	wenig geeignet	
	Flächenverfügbarkeit	ja	
Oberflächengewässer			
Neckar	Zulässigkeit (Genehmigung)	ja	(✓)
	Nutzungskonflikte	unbekannt	
Baggersee	Potenzial und technische Machbarkeit	ja	
	Zulässigkeit (Genehmigung)	ja	(X)
	Nutzungskonflikte	gering	
	Potenzial und technische Machbarkeit	nein	
Grundwasser	Zulässigkeit (Genehmigung)	ja	✓
	Potenzial vorhanden	ja	
Abwasser	Grundwassereignung (Probebohrung)	unbekannt	
	Verfügbarkeit	gering	(X)
Luft	Nutzungskonflikte	nein	
	keine Kriterien definiert		✓
Biomasse	Fläche für Heizwerk	ja	✓
	Akzeptanz	unbekannt	
Biogas	Verfügbarkeit von Brennmaterial	ja	
	Verfügbarkeit	nein	X
Wasserstoff	Verfügbarkeit	nein	X
Abwärme	potenzielle Verfügbarkeit	ja	(✓)
	technische Machbarkeit	unbekannt	
saisonaler Wärmespeicher	Flächenverfügbarkeit	ja	✓
vorhandene Wärmequellen	Einbindung ins Netz möglich	ja	X
BHKW	Überschuss an Wärme	nein	
potenzielle Wärmequelle	Einbindung ins Netz möglich	ja	✓
Biomassekessel und Solarthermie	Überschuss an Wärme	ja	

Wärmequelle. Eine weitere Möglichkeit solare Wärme in ein Wärmenetz zu integrieren, besteht in der dezentralen Einspeisung von kleinen Solarthermieanlagen. Da diese Anlagen auf den Grundstücken der Netzteilnehmer installiert sind, ist das wichtigste Kriterium die Bereitschaft als Prosument aufzutreten. Außerdem muss das Netz für eine dezentrale Einspeisung entsprechend ausgelegt werden, da besondere Anforderungen an die Hausanschlusstationen und die Netzhydraulik im Allgemeinen gestellt werden. Sowohl das Bereitschaftskriterium als auch die Auslegung des Netzes lassen sich im Rahmen der Potenzialanalyse nicht evaluieren. Demnach wird empfohlen die dezentrale Einspeisung von solarer Wärme im späteren Verlauf im Rahmen einer Machbarkeitsstudie oder eines Energiekonzeptes erneut zu überprüfen. Durch den Flächenkonflikt mit dezentralen PV-Anlagen ist vor allem die Dimensionierung der Anlagen zur Effizienzsteigerung zu beachten.

3.3.2 Erdwärmesonden und -kollektoren

Wichtigstes Kriterium für die Realisierung von EWS ist deren Zulässigkeit, da diese genehmigungspflichtig sind. Im kompletten Hirschauer Gebiet gibt es Vorkommen der Grabfeld-Formation im Untergrund. Diese ist für die Verwendung von EWS als Wärmequelle kritisch, da es durch einen Kurzschluss der Grundwasserstockwerke zur Gipsauslaugung und infolgedessen zu Geländesetzungen kommen kann. Im Hirschauer Nachbarort Rottenburg-Wurmlingen kam es zu Erdfällen und Schäden an Gebäuden infolge von mangelhaft abgedichteten EWS [166]. Daraufhin wurde 2015 vom Landratsamt Tübingen eine Karte zur Zulässigkeit von EWS im Landkreis Tübingen erstellt¹. In Hirschau sind demnach keine EWS zulässig. Somit ist die Prüfung der weiteren Kriterien zur Eignung des Untergrundes (Entzugsleistung) und der Flächenverfügbarkeit nichtig.

Auch bei EWK ist das wichtigste Kriterium die Zulässigkeit. Die Genehmigung ist aber in den meisten Fällen weniger kritisch, da nur sehr oberflächennah gearbeitet wird. Laut dem Informationssystem oberflächennahe Geothermie (ISONG) befinden sich die Potenzialflächen für EWK nicht innerhalb von Wasser- und Heilquellenschutzgebieten. Nach Rücksprache mit dem LRA Tübingen sprechen auch keine sonstigen Gründe gegen eine Genehmigung in Hirschau. Ein weiteres Kriterium betrifft die Eignung des Bodens für den Einsatz von EWK. Laut dem ISONG (siehe Abbildung 3.3) sind die verfügbaren Flächen zwar grabbar aber nur wenig für EWK geeignet. Die geschätzte spezifische Wärmeleitfähigkeit liegt unterhalb von 0,8 W/mK. Positiv zu bewerten ist jedoch die hohe Flächenverfügbarkeit. In Abbildung 3.4 sind die theoretisch verfügbaren Potenzialflächen dargestellt, welche sich auf den kompletten Grünzug zwischen Wohn- und Gewerbegebiet erstrecken. Von den etwa zwölf Hektar entfallen etwa drei Hektar auf die westlich gelegene Sporterweiterungsfläche. Im Rahmen der Erschließung der Sportflächen lassen sich Kollektoren in den Untergrund einbringen und ermöglichen somit eine Doppelnutzung der Fläche. Die weiteren landwirtschaftlich genutzten Flächen sind auf Basis ihrer Entfernung zum Neubaugebiet in primäre (3 ha) und sekundäre (6 ha) Potenzialflächen unterteilt. Bei der weiteren Planung ist zu beachten, dass die geringe Entzugsleistung zwar durch die Flächenverfügbarkeit

¹verfügbar unter <https://www.kreis-tuebingen.de/Startseite/landratsamt/Erdwaermesonden.html> (Stand: 01.06.2023)

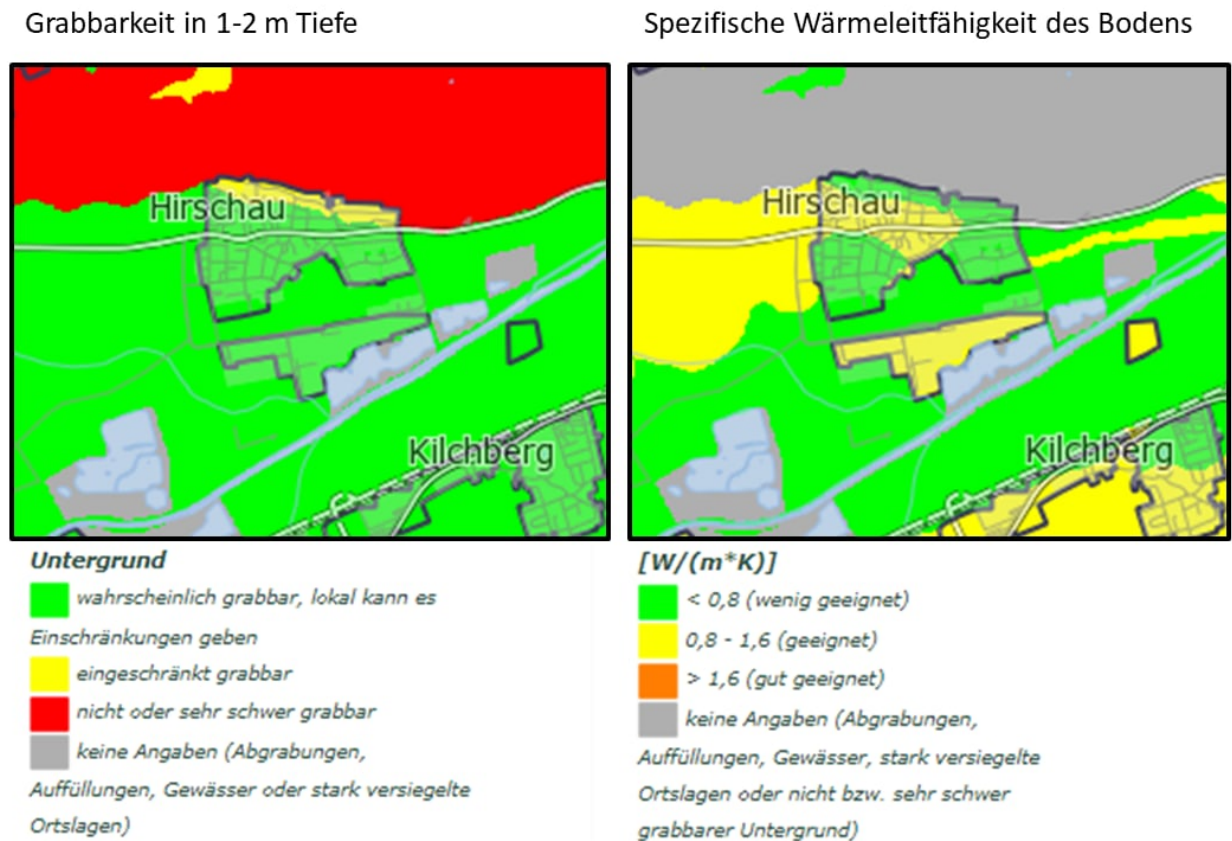


Abbildung 3.3: Grabbarkeit und spezifische Wärmeleitfähigkeit des Bodens im Gebiet Hirschau [167]

ausgeglichen werden kann, sich dadurch aber auch die spezifischen Investitionskosten erhöhen und im Falle der agrothermischen Nutzung auch höhere Pachtkosten anfallen. Da die Bodenbeschaffenheit außerdem starken lokalen Schwankungen unterliegt und anthropogene Bodenveränderungen durch den Kartendienst nicht erfasst werden ist für die weitere Planung ein Bodengutachten zur Ermittlung der möglichen Entzugsleistung erforderlich.

3.3.3 Grundwasser

Ähnlich wie andere geothermische Potenziale auch, lässt sich das Potenzial des Grundwassers nur schwer vorab abschätzen. Die Voraussetzungen für die Nutzung von Grundwasser als Wärmequelle sind Zulässigkeit, Verfügbarkeit und Grundwassereignung. Im Vorfeld lässt sich in der Regel nur die Zulässigkeit abklären. Laut Angaben der Abteilung Umwelt und Gewerbe des LRA Tübingen existieren bereits fünf mit Grundwasser als Wärmequelle betriebene Wärmepumpen in Hirschau. Diese sind am westlichen Ortsrand und im östlichen Teil Hirschaus verortet. In unmittelbarer Umgebung des geplanten Neubaugebietes Burgäcker Süd befindet sich keine GWWP, sodass eine Beeinflussung auf Grund der räumlichen Abstände nicht zu erwarten ist. Auf Grund der bereits bestehenden GWWP

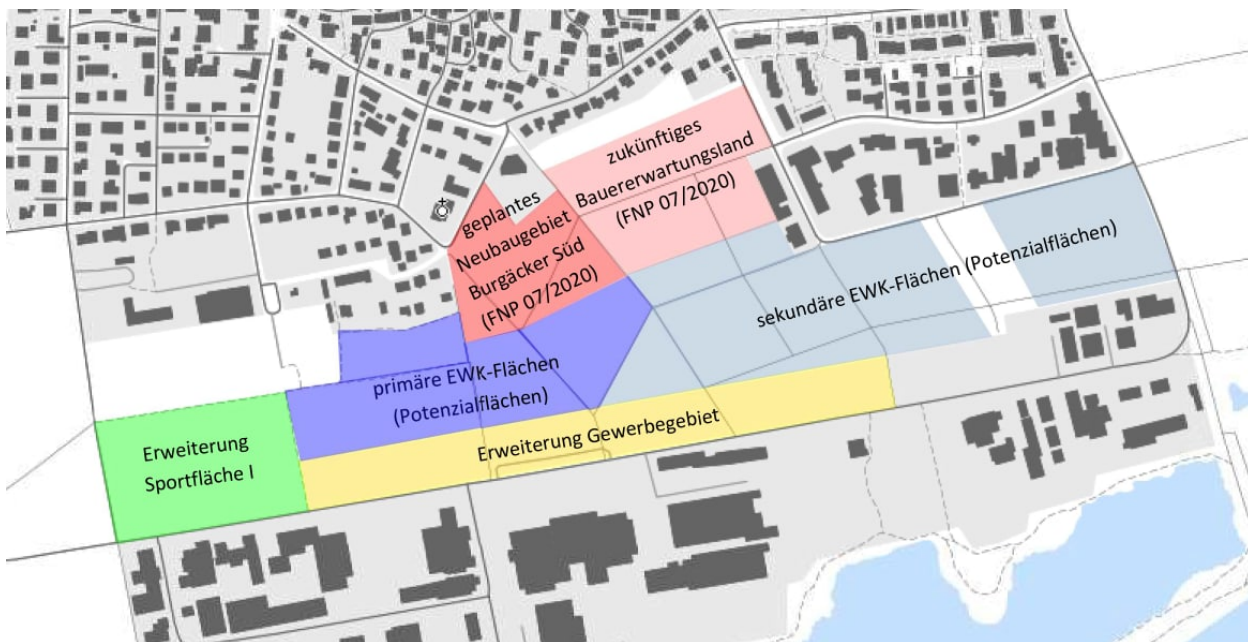


Abbildung 3.4: Übersicht über die Potenzialflächen für Erdwärmekollektoren (EWK) im Hirschauer Grünzug und geplante Entwicklungen im Flächennutzungsplan (FNP) vom Juli 2020

ist davon auszugehen, dass die Zulässigkeit einer weiteren Anlage möglich ist. Eine sichere Abschätzung der möglichen Verfügbarkeit und Entzugsleistung lässt sich ohne vorherige Probebohrung und Pumpversuch nicht durchführen. Eine grobe Einschätzung geben die hydrogeologischen Karten des LGRB [167]. Demnach befindet sich Hirschau in einem Grundwasserleiter-Gebiet aus Porengrundwasserleitern (Jungquartäre Flusskiese und -sande). Die Ergiebigkeit wird als mittel eingeschätzt. Die poröse Struktur des quartären Grundwasserleiters bietet gute Voraussetzungen für eine Grundwassernutzung und die Existenz der bestehenden Anlagen spricht ebenfalls für eine gute Verfügbarkeit. Laut Aussage der Abteilung Umwelt und Gewerbe verläuft die Fließrichtung des Grundwassers südöstlich in Richtung Neckar. Der Grundwasserstand liegt bei circa 5 m. Die bestehenden Brunnen haben eine Tiefe von 6 m bis 12 m. Im Falle einer genaueren Prüfung ist zunächst eine Brunnenbohrung und ein Pumpversuch durchzuführen. Für die Bohrung ist eine Erlaubnis beim LRA zu beantragen und die Ergebnisse des Pumpversuchs sind vorzulegen. Auf Basis der Ergebnisse des Pumpversuchs kann in einem weiteren Schritt das System dimensioniert werden. Für den Bau und Betrieb der Anlage ist dann wiederum eine Genehmigung bei der Abteilung Umwelt und Gewerbe des LRA Tübingen einzuholen [60]. In Anlehnung an die Förderleistung der Brunnen zur Trinkwasserversorgung im Neckartal (Kiebingen), können dem Geschäftsbericht des Zweckverbandes Ammertal-Schönbuchgruppe die Fördermengen der Brunnen auf mindestens 30 m³/h je Brunnen abgeschätzt werden [168]. Nach den verfügbaren Karten im Geoportal.de liegt Hirschau in einem Gebiet mit zu erwartender Ergiebigkeit der Brunnen von 54 m³/h bis 144 m³/h [169]. Durch mehrere Brunnen lässt sich die Förderleistung entsprechend skalieren, sodass Leistungen von 1-2 MW mit zwei bis vier Brunnen abgedeckt werden

könnten². Für große GWWP mit hohem Fördervolumen gibt es bisher jedoch kaum Erfahrungswerte. Ein limitierender Faktor könnte die Rückgabe des Wassers in den Grundwasserleiter im Schluckbrunnen darstellen. Die lokalen Gegebenheiten spielen aber eine entscheidende Rolle bei der Umsetzbarkeit.

3.3.4 Oberflächengewässer

Als weitere Wärmequelle kommen die lokalen Oberflächengewässer in Frage. Im Hirschauer Gebiet, südlich und östlich angrenzend an das Gewerbegebiet Rittweg, befinden sich drei Baggerseen und der Neckar, welcher in östlicher Richtung verläuft. Wichtigstes Kriterium für die Erschließung aller Oberflächengewässer ist auch hier die Zulässigkeit des Vorhabens. Weitere Kriterien sind die Nutzbarkeit im Sinne von Wassermenge und -temperatur im Jahresverlauf, technische Machbarkeit und mögliche Nutzungskonflikte. Sowohl bei der Nutzung von Seewasser als auch bei der Nutzung von Flusswasser sieht die zuständige Behörde³ keine generellen Bedenken, sodass eine Zulässigkeit des Vorhabens grundsätzlich möglich ist, wenn die entsprechenden Vorgaben eingehalten und keine negativen ökologischen Folgen zu erwarten sind. Gegebenenfalls sind entsprechende Gutachten einzuholen. Die drei lokalen stehenden Gewässer sind der Epplesee, im folgenden Baggersee Hirschau genannt, der Moritzenbach-See und das Gewässer Hirschenwert. Der größte See ist der Baggersee Hirschau mit einer Fläche von etwa 10,4 Hektar. Die anderen beiden Gewässer sind mit 3,4 Hektar (Moritzenbach-See) und 0,6 Hektar (Hirschenwert) deutlich kleiner. Aus diesem Grund wird nur der Baggersee Hirschau intensiver betrachtet. Dieser hat laut Daten des LUBW eine Wassertiefe von 8 Metern [170] was sich im Gespräch mit einem ortsansässigen Feuerwehrttaucher bestätigen ließ. Der Kreisfischereiverein Tübingen (KFV) gibt die Wassertiefe mit 4-4,5 Metern an [171]. Nach Rücksprache mit dem Kreisfischereiverein gibt es jedoch keine Messung, die diesen Wert bestätigt. Laut KFV befindet sich die tiefste Stelle mit bis zu 8 Metern Wassertiefe am Westufer. Geht man von einer durchschnittlichen Wassertiefe von 3 Metern aus, fasst der See ein Wasservolumen von rund 312.000 m³. Auf Grund der saisonalen Schwankung des Wärmebedarfs sind vor allem die Wassertemperaturen im Winter relevant für die Potenzialanalyse des Gewässers. Der Baggersee Hirschau hat nach Angaben des KFV im Winter eine Wassertemperatur von etwa 7-8 °C. Durch die Ausrichtung des Sees in Hauptwindrichtung und die geringe Wassertiefe kommt es schnell zur vollständigen Durchmischung des Wassers und es tritt keine Schichtung ein. Friert der See im Winter zu, sinkt die Wassertemperatur an der Oberfläche auf 0°C und am Seegrund auf 4°C. Nach diesen Angaben ist eine thermische Nutzung des Seewassers nur sehr eingeschränkt und mit größeren Unsicherheiten möglich. Hinzu kommt, dass es durch einen hohen Nährstoffeintrag in den See in den Sommermonaten zu einem starken Pflanzenwachstum kommt, welcher sich auf Grund der geringen Wassertiefe fast über den ganzen See erstreckt. Das Pflanzenwachstum würde die technische Umsetzung der Wasserentnahme bei einem offenen System deutlich erschweren und die Betriebskosten steigern.

Neben dem Baggersee Hirschau, kommt außerdem der Neckar als Wärmequelle in Frage. Durch

²Annahme bei einer Temperaturspreizung von 4 K und einer JAZ von 3,5

³zuständig in Hirschau ist die Abteilung Umwelt und Gewerbe des LRA Tübingen

das Wehr Hirschau, in dem ein kleines Flusswasserkraftwerk integriert ist, bestehen bereits bauliche Anlagen am Fluss. Am Hirschauer Wehr wird das Wasser für die Nutzung im 1,7 km entfernten Wasserkraftwerk Rappenberghalde aufgestaut und diesem über einen Kanal zugeführt. Das Wasser wird bereits am Zugang zum Kanal vorgereinigt. Für die Ermittlung der Wassermengen stehen MNQ-Werte der Hochwasservorhersagezentrale Baden-Württemberg am Pegel Horb von $3,81 \text{ m}^3/\text{s}$ und am Pegel Kirchentellingsfurt von $7,00 \text{ m}^3/\text{s}$ zur Verfügung (Stand: 01.03.2016). Die regionalisierten Werte aus Abfluss-BW des LUBW zeigen für den Gewässerknoten bei Hirschau einen MNQ von $5,91 \text{ m}^3/\text{s}$ ($21.276 \text{ m}^3/\text{h}$) [172]. In einer Untersuchung der Wasserkraftnutzung an den Fließgewässern in der Region Neckar-Alb wird der MNQ am Kraftwerk Rappenberghalde mit $6,052 \text{ m}^3/\text{s}$ angegeben [173]. Es ist also davon auszugehen, dass ein Großteil des Durchflusses über den Kanal abgeleitet wird. Als Wassertemperaturen können die durch das biologische Messnetz des LUBW gemessenen Temperaturen in Kirchentellingsfurt herangezogen werden. Diese betragen im Winter zwischen 8 und 10°C und im Sommer zwischen 19 und 23°C . Es ist aber zu berücksichtigen, dass das Tübinger Klärwerk etwa drei Flusskilometer aufwärts das Tübinger Abwasser einleitet und damit die Wassertemperatur leicht anhebt. Detaillierte tagesweise aufgelöste Messwerte der Wassertemperatur der letzten drei Jahre sind für die Messstelle in Wendlingen verfügbar und in Abbildung 3.5 dargestellt. In Abbildung 3.6 sind die möglichen Anteile der Nutzungstage im Jahr nach theoretischen Grenztemperaturen dargestellt. Selbst bei einer niedrigen Grenztemperatur von 4°C war die Versorgung in den Jahren 2020 bis 2022 nur an 89 % des Jahres vollständig gesichert. Der monovalente Betrieb einer Flusswärmepumpe setzt demnach einen großen Wärmespeicher zur Überbrückung der Stillstandszeiten und als Redundanz voraus. Unter der Annahme einer Grenztemperatur von 4°C müsste der Speicher eine zusammenhängende Stillstandszeit von 18 Tagen überbrücken. Diese Tatsache schließt aus ökonomischen Gesichtspunkten den monovalenten Betrieb eines Wärmenetzes mit einer Flusswärmepumpe aus. Die technische Machbarkeit wird außerdem durch die Entfernung zu den möglichen Wärmeabnehmern eingeschränkt. Außerdem befindet sich das Hirschauer Wehr in direkter Nachbarschaft zu Biotop- und FFH-Gebieten. Nach Rücksprache mit der zuständigen Naturschutzbehörde kann die Verlegung von Rohrleitungen und Bauten möglich sein. Dafür ist aber eine eingehende Prüfung inklusive entsprechendem Verfahren erforderlich. Eine eventuelle Gefährdung des Gewässers durch eine Leckage und Austreten der als Wärmeträgermedium verwendeten Wasser-Glykol-Lösung wird von der zuständigen Behörde als gering eingeschätzt. Auf Grund der beschriebenen Problematik der Grenztemperaturen der Nutzbarkeit ist eine Flusswärmepumpe gut für die Deckung des Wärmebedarfs in den Übergangszeiten und im Sommer zur Deckung des TWW-Bedarfs geeignet. Dementsprechend wird die Prüfung des zentraleren Standortes direkt am Kraftwerk Rappenberghalde zur Einspeisung ins Tübinger Fernwärmenetz, wie im KWP Tübingen beschrieben, empfohlen [163]. Bei vorliegenden Nutzungskonflikten durch konkurrierende Anlagen werden laut des LRA Tübingen größere Anlagen bei der Genehmigung bevorzugt behandelt.

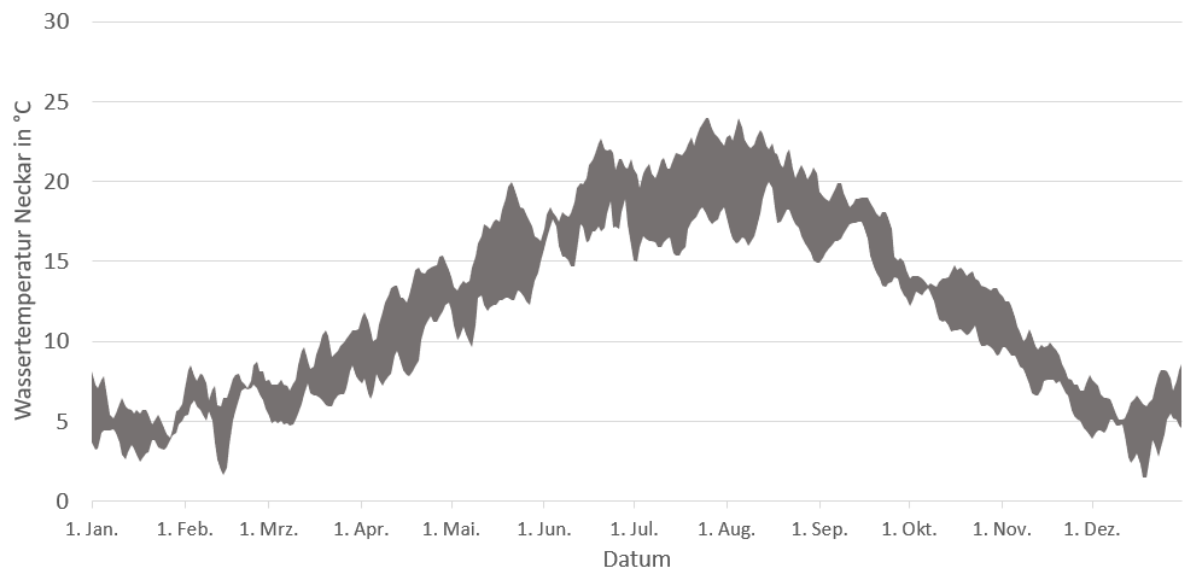


Abbildung 3.5: Bereich der Wassertemperaturen des Neckars in den Jahren 2020 bis 2023 an der Messstelle Wendlingen [170]

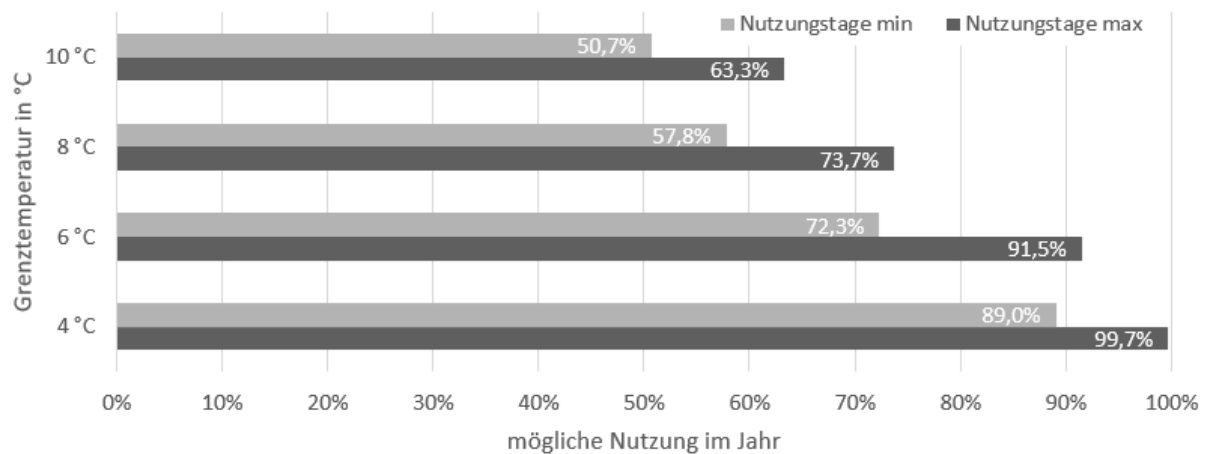


Abbildung 3.6: Anteil der möglichen Nutzungstage pro Jahr nach angenommener Grenztemperatur auf Basis der Wassertemperaturen in den Jahren 2020 bis 2023 (Messstelle Wendlingen) [170]

3.3.5 Abwasser

Bei der Nutzung von Abwasser als Wärmequelle ist zwischen der Nutzung nach dem Klärwerk, also von gereinigtem Abwasser und der Nutzung in der Kanalisation vor dem Klärwerk zu differenzieren. Da in Hirschau keine Kläranlage besteht, sondern das Abwasser in der Tübinger Kläranlage gereinigt wird, wird in diesem Abschnitt nur das Potenzial des Kanalisationsabwassers untersucht.

Das wichtigste Kriterium ist hier die Verfügbarkeit im Sinne von ausreichenden Abwassermengen und -temperaturen sowie die technische Machbarkeit durch ausreichend groß dimensionierte Abwasserrohre. Grenzwerte für ausreichende Abwassermengen liegen zwischen 10 l/s [101] und 15 l/s [99]. Eine überschlägige Berechnung auf Basis der Einwohnerzahlen ergibt für Hirschau einen Trockenwetterabfluss von 5 l/s bis 8 l/s. Dabei werden allerdings die gewerblichen Abflüsse vernachlässigt. Zusätzlich zu dem theoretischen Wert liegen Messwerte des Regenüberlaufbeckens, beziehungsweise des Pumpwerkes Hirschau vor. Im Mittel wurde hier ein Abfluss von 14 l/s im Jahr 2021 gemessen. 2022 lag dieser jedoch nur bei 11,45 l/s. Die Abflussmengen variieren stark im Jahresgang. So wurden zum Beispiel im Jahr 2022 Werte zwischen 9,2 l/s und 16,4 l/s im Monatsmittel gemessen. Es ist zu berücksichtigen, dass sowohl die gemessenen als auch die berechneten Mengen für ganz Hirschau gelten. Bei einer Nutzung innerhalb des Ortes sind dementsprechend geringere Mengen anzunehmen.

Die Durchmesser der Abwasserohre in Hirschau konnten aus entsprechenden Karten der Stadt Tübingen entnommen werden. Die in der Literatur genannte Grenze für die Nutzbarkeit von 800mm Durchmesser (DN 800) wird nur in wenigen Teilbereichen des Abwassernetzes erreicht (siehe Abbildung 3.7). Die relativ große Dimensionierung im Gewerbegebiet Rittweg und im Bereich des Neubaugebietes Burgäcker Süd bis zum Pumpwerk Hirschau ist darauf zurückzuführen, dass es sich um Mischwasserkanäle handelt. Für eine Evaluation des Trockenwetterabflusses und der Abwassertemperaturen ist eine repräsentative Messung erforderlich. Es ist aber davon auszugehen, dass die Abflussmengen für eine sinnvolle Nutzung nicht ausreichend hoch ausfallen oder sich im Grenzbereich der Nutzbarkeit befinden.

Ein zusätzliches Ausschlusskriterium können Nutzungskonflikte im Sinne einer konkurrierenden Abwasserwärmenutzung durch eine andere Anlage oder ein zu geringes Temperaturniveau im Kanalnetz sein, welches den Betrieb der Kläranlage stören kann. Nutzungskonflikte in diesem Sinne liegen in Hirschau nicht vor. Durch die große Entfernung zur Kläranlage Tübingen, ist die Regenerationsstrecke ausreichend groß. Dies wurde auch im Gespräch mit den kommunalen Servicebetrieben Tübingen (KST) bestätigt. Auch die Einschätzung des LRA bestätigt dies. Hindernisse stellen laut LRA eher zu geringe Abflussmengen oder eine fehlende hydraulische Reserve dar.

Eine Chance für die Abwasserwärmenutzung kann in den anstehenden Maßnahmen zur Sanierung des Kanalnetzes in Hirschau gesehen werden. Sollte es zu einem Austausch von Teilstücken kommen, kann es durch den gleichzeitigen Einbau von Wärmetauschern zu Kostensynergien kommen, welche die Wirtschaftlichkeit der Anlagen deutlich verbessert. Zum offenen Austausch von Kanalstücken kommt es jedoch nur bei starken Beschädigungen. Eine weitere Möglichkeit der Nutzung besteht durch den Einbau von Wärmetauschern direkt im Pumpwerk, wie in Unterunterabschnitt 2.2.4 beschrieben. Vor-

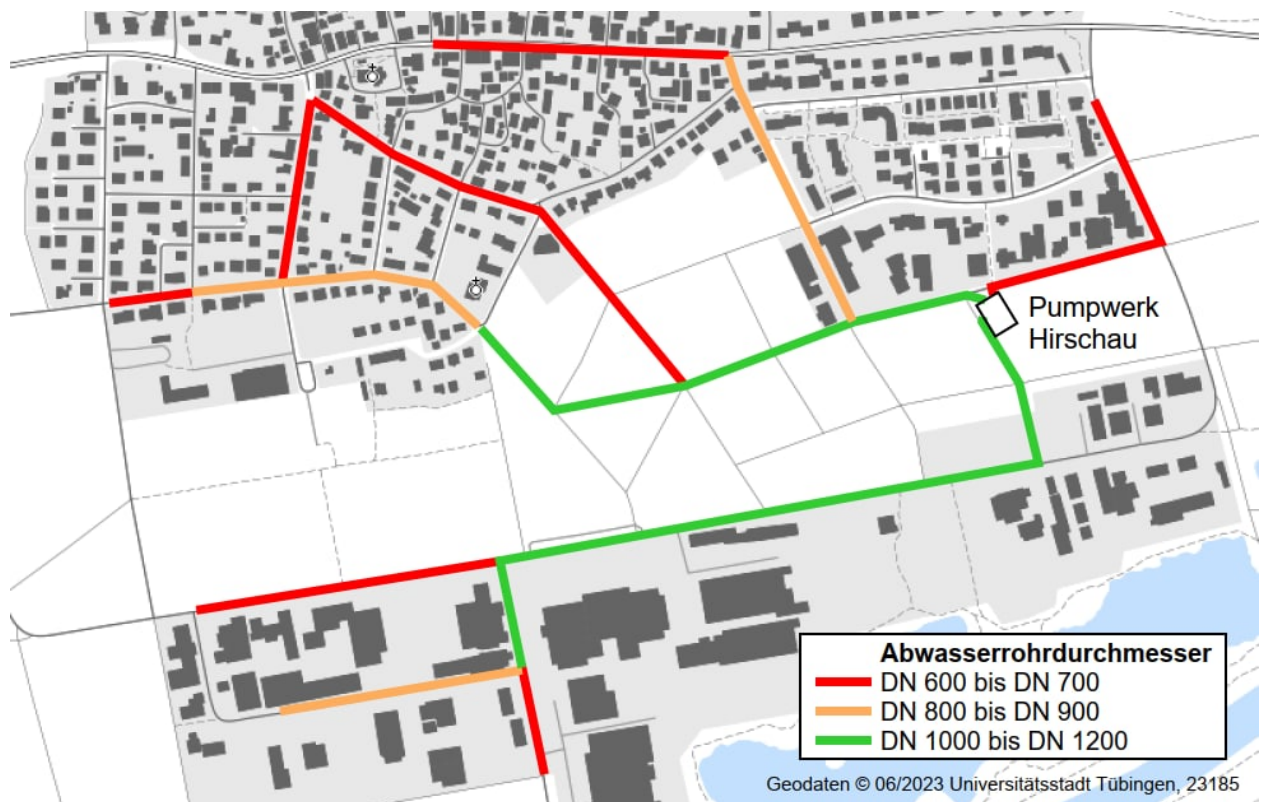


Abbildung 3.7: Darstellung der Abwasserkanäle nach Durchmesser in Hirschau. Abwasserkanäle mit geringerem Durchmesser als DN 600 sind nicht dargestellt. Eigene Abbildung unter Verwendung der Geodaten © 06/2023 Universitätsstadt Tübingen, 23185

teil wäre hier, dass die vollen Abflussmengen vorliegen. Als Wärmeabnehmer kommen jedoch nur die benachbarten Liegenschaften im näheren Umkreis von bis zu 300 m in Frage.

Bei Realisierung von Abwasserwärmeprojekten ist nach Aussage des LRA Tübingen eine Rücksprache mit den zuständigen Behörden als zusätzliche Absicherung üblich, auch wenn grundsätzlich keine Genehmigungspflicht besteht. Aus Sicht der Abteilung Umwelt und Gewerbe des LRA Tübingen stellt sich bei der Abwasserwärmenutzung vor allem die Frage, ob der Netzbetreiber dies möchte und welche Vorsichtsmaßnahmen dieser Treffen muss, um das Risiko einer Gefährdung des Kläranlagenbetriebs oder der nachfolgenden Fließgewässer zu minimieren.

3.3.6 Luft

Luft als Wärmequelle ist überall verfügbar, eignet sich jedoch auf Grund der stark schwankenden Quelltemperaturen weniger als Wärmequelle für eine Wärmepumpe als andere Quellen. Gerade bei großen Luftwärmepumpen spielt die Lärmemission am Standort eine Rolle für die mögliche Integration. Wird die Luftwärmepumpe in eine Energiezentrale integriert welche baulich von sonstigen Nutzungen getrennt ist, stellen die Lärmemissionen grundsätzlich keine Probleme dar. Bei der Integration in ein Wohngebiet müssen die entsprechenden Grenzwerte eingehalten werden. Hier ist eine entsprechende Fachplanung unbedingt notwendig. In Rücksprache mit der Stadtplanung der Stadt Tübingen ließe sich eine Luftwärmepumpe sowohl in das Neubaugebiet Burgäcker Süd als auch in einer Energiezentrale in der Gewerbegebietserweiterung Rittweg Nord baulich ohne große Bedenken integrieren.

3.3.7 Biomasse, Biogas und Wasserstoff

Weitere Potenziale bestehen in den Energieträgern Biomasse im Sinne von Holzenergieprodukten wie Holzhackschnitzeln und Holzpellets oder vergleichbaren biogenen Festbrennstoffen, Biogas und Wasserstoff. Wie in Unterabschnitt 2.2.5 beschrieben sind der Verfügbarkeit von biogenen Festbrennstoffen Grenzen gesetzt. Mehrere Studien gehen von einem geringen zusätzlichen Ausbaupotenzial von etwa 20 % aus. Dazu kommt, dass die Verfügbarkeit insbesondere von Hackschnitzeln regional sehr unterschiedlich sein kann. Die Untersuchungen der Potenziale von fester Biomasse im kommunalen Wärmeplan Tübingen haben ergeben, dass die lokalen Potenziale von etwa 20 GWh/a bereits verwendet werden und weitere Mengen aus externen Quellen beschafft werden müssten [162]. Aus den oben genannten Gründen sollte die benötigte Wärmeleistung, wenn möglich vorrangig durch andere Energiequellen gedeckt werden. Eine Verknappung des Rohstoffes und die damit verbundene Preiserhöhung kann sonst zu einem Anstieg der Wärmegestehungskosten führen und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und des gesamten Wärmenetzes reduzieren. Des Weiteren versuchen auch die Stadtwerke Tübingen die Biomasseverbrennung in ihren Wärmenetzlösungen als letzte Option anzusehen und auf einem möglichst geringen Niveau einzuplanen.

Bezüglich der zukünftigen Versorgung mit grünen Gasen (Biogas, grüner Wasserstoff) besteht aktuell noch keine Strategie der Stadtwerke Tübingen. Der KWP empfiehlt die langfristige Erhaltung von

Mitteldruckleitungen für die Versorgung von Großabnehmern und KWK-Anlagen und eine Umstellung auf biogene Gase und/oder Wasserstoff (S. 10). Laut der Initiative H2 für BW [174] sind für die Region Tübingen noch nicht genug Bedarfsmeldungen eingegangen, die einen frühzeitigen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur begünstigen würden, sodass eine Versorgung mit Wasserstoff in der Region Tübingen erst ab 2040 geplant ist. Der einzige Biogashersteller in Tübingen ist die Biogasanlage in Tübingen-Weilheim. Das Gas wird jedoch direkt vor Ort über ein BHKW verstromt [12].

3.3.8 Abwärme

Für das Potenzial Abwärme ist zuallererst die Verfügbarkeit von Relevanz. Um die Situation in Hirschau einschätzen zu können, wurde in Zusammenarbeit mit der Stadt Tübingen eine Online-Umfrage erstellt, welche an die Unternehmen im Gewerbegebiet Rittweg versandt wurde. Von den 17 Unternehmen haben sich vier Unternehmen an der Umfrage beteiligt. Bei zwei der Unternehmen wurden in der Umfrage Abwärmepotenziale angegeben, sodass ein Gespräch vor Ort vereinbart wurde. Ein weiteres Unternehmen hat sich erst im Nachhinein zu der Umfrage geäußert.

Beton Kemmler

Eines der Unternehmen ist Beton Kemmler, welches hauptsächlich Betonfertigteile produziert und vertreibt. Die Abwärmepotenziale am Firmenstandort wurden bereits intern erfasst und wenn möglich nutzbar gemacht. Dabei handelt es sich um die Abwärme der Druckluftherzeugung, welche in einer Trockenkammer genutzt wird. Abwärme entsteht ansonsten hauptsächlich im Bereich der Trockenkammern in denen die Betonteile zur schnelleren Aushärtung bei 40-50°C Lufttemperatur für einige Stunden verbleiben. Die dabei entstehende Abwärme ist diffus und im Medium Luft enthalten und dementsprechend schwer nutzbar zu machen. Dazu kommt, dass sie ein niedriges Temperaturniveau besitzt. Eine Abwärmennutzung ist hier sowohl technisch als auch wirtschaftlich wenig sinnvoll. Außerdem wird durch die ständigen Optimierungen der Prozesse eine weitere Reduktion der Abwärmemengen und -temperaturen eintreten.

HÄNDLE Härterei

Als weiteres Unternehmen mit Abwärmepotenzialen hat sich die HÄNDLE Härterei an der Umfrage beteiligt. Als Unternehmen im Bereich der Wärmebehandlungsverfahren für Metalle ist der Betrieb mit 14 GWh bis 15 GWh pro Jahr sehr energieintensiv und damit größter Energieverbraucher im Gewerbegebiet Rittweg. Die im Unternehmen durchgeführten Verfahren sind größtenteils Hochtemperaturanwendungen und haben ein entsprechend hohes Abwärmepotenzial. Dazu kommt, dass die Öfen fast dauerhaft im Betrieb sind. Dadurch entsteht kontinuierlich Abwärme, welche nur sehr geringen Schwankungen unterliegt. Ein intern durchgeführtes Gutachten hat ein Abwärmepotenzial von 1,25 GWh pro Jahr ermittelt, welches in Form von auf 60°C bis 70°C erhitzter Luft vorliegt. Davon könnten circa 0,45 GWh/a intern genutzt werden. Es gibt also ein Wärmepotenzial von 0,8 GWh pro Jahr,

welches bei einer quasi kontinuierlichen Verfügbarkeit einer Leistung von etwa 100 kW entspricht. Bisher liegt allerdings kein technisch und wirtschaftlich machbares Konzept vor. Als Hauptproblematik wird hier vor allem der Platzbedarf für zusätzliche technische Anlagen gesehen. Falls die Abwärme in Zukunft nutzbar gemacht werden kann, besteht Interesse als Wärmelieferant für ein mögliches Wärmenetz aufzutreten. Als Voraussetzung aus Sicht der HÄNDLE Härterei wird eine bestehende Netzinfrastruktur und ein angemessener Wärmepreis gesehen.

tübinger stahlfeinguss

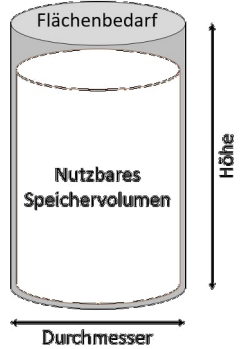
Nicht an der Umfrage beteiligt hat sich die Firma tsf (tübinger stahlfeinguss), welche sich aber im Nachgang nochmal gesondert zu der Thematik geäußert hat. Ähnlich wie bei der Händle Härterei tritt in der Gießerei Abwärme vor allem diffus als Abwärme der Öfen und bei der Auskühlung der Gussteile an der Luft auf. Zusätzlich ist die Abwärme nicht kontinuierlich verfügbar, da die Öfen nur einmal täglich verwendet werden und nicht durchgängig heiß sind. Die Erschließung ist entsprechend technisch aufwendig. Mit einem Energieverbrauch von etwa 2,8 GWh/a dürften die Abwärmepotenziale jedoch auch kleiner ausfallen als die der Härterei. Aktuell wird ein Energieaudit durchgeführt und eine Bewertung einer möglichen Abwärmenutzung wird angestrebt.

Für die Einschätzung der restlichen ansässigen Unternehmen kann nur die Branchenzugehörigkeit herangezogen werden. Dabei fallen keine weiteren energieintensiven Unternehmen auf, sodass das sonstige Abwärmepotenzial wahrscheinlich gering ausfällt.

3.3.9 Wärmespeicher

Für die Integration von Wärmespeichern in ein Wärmenetz ist hauptsächlich die Flächenverfügbarkeit sowie die zulässige Bauhöhe ein limitierender Faktor. Nach Rücksprache mit der Stadtplanung Tübingen könnten kleinere Wärmespeicher baulich im Neubaugebiet Burgäcker Süd integriert werden. Bei größerem Volumen sollte ein Wärmespeicher tendenziell eher innerhalb der Erweiterungsflächen Rittweg Nord geplant werden. Weitere Flächen sind nicht verfügbar. In Tabelle 3.2 sind beispielhaft verschiedene Flächenbedarfe und Höhen von zylindrischen Behälterwärmespeichern mit einem Verhältnis von Höhe zu Durchmesser von 1,4 dargestellt. Bis zu einem Speichervolumen von etwa 200 m³ ist die Integration innerhalb eines Gebäudes denkbar. Zum Beispiel in Form eines liegenden Druckbehälterspeichers. Bereits ab etwa 50 m³ Speichervolumen erstreckt sich der Speicher über zwei oder mehr Stockwerke. Bei Außenaufstellung ist die Höhe des Wärmespeichers auf die maximal im Bebauungsplan festgelegte Firsthöhe beschränkt. Im Neubaugebiet Burgäcker Süd ist das Speichervolumen dadurch unter den Höhen-Durchmesser-Verhältnis von 1,4 auf etwa 500 m³ limitiert. Wärmespeicher können jedoch auch breiter als hoch gebaut werden, sodass größere Speichervolumina bei gleicher Höhe realisiert werden können. Jedoch sind auf den Erweiterungsflächen Rittweg Nord größere Wärmespeicher ohne Einschränkungen realisierbar.

Tabelle 3.2: Flächenbedarf und Höhe von zylindrischen Behälterspeichern mit einem Verhältnis von Höhe zu Durchmesser von 1,4 (Werte gerundet)

Speichervolumen [m ³]	Flächenbedarf [m ²]	Höhe [m]	Darstellung
10	5	3,6	
50	13	5,7	
100	20	7,1	
500	61	12,3	
1.000	93	15,2	
2.000	143	18,9	
5.000	255	25,2	
10.000	397	31,5	
20.000	621	39,4	
30.000	807	44,9	

3.3.10 Weitere bestehende oder potenzielle Wärmequellen

Die Stadtwerke Tübingen betreiben nach eigenen Angaben bereits zwei erdgasbetriebene BHKW als kleine Wärmenetze in der Turnhalle Hirschau zur Versorgung der Schulgebäude sowie in den Wohngebäuden in der Torstraße/Hakenweg. Der Spitzenlastkessel in der Turnhalle besteht seit 2011, das BHKW wurde im Mai 2021 erneuert. BHKW, Spitzenlastkessel und Solarthermieanlage in der Torstraße wurden 2017 in Betrieb genommen. Im Verlauf der aktuellen Modernisierungsmaßnahmen der Gebäudehülle hat sich gezeigt, dass ein besserer Wärmeschutz-Standard erreicht werden kann als zuerst geplant. Dadurch besteht die Möglichkeit, dass Kapazitäten bei der Wärmeerzeugung frei werden. Überschüsse könnten außerdem in Zukunft bei der Modernisierung der Schulgebäude, insbesondere der Turnhalle entstehen. Weitere Potenziale entstehen durch den Umbau der Wärmeversorgung des Unternehmens Beton Kemmler, welches sich das Ziel gesetzt hat bis 2030 klimaneutral zu werden. Zur Erreichung dieses Ziels muss vor allem die Wärmebereitstellung für die Produktion der Betonfertigteile von aktuell 100 % fossiler Energie (v. a. Erdgas) auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Dafür hat Beton Kemmler ein firmeninternes Energiekonzept entwickelt mit deren Umsetzung bereits begonnen wurde. Dieses beinhaltet die Integration eines Biomassekessels, der Aufbau einer großen Solarthermieanlage und die Einbindung einer GWWP sowie die Senkung der Prozesstemperaturen von aktuell vorwiegend 80°C auf 40°C-50°C um die Einbindung von erneuerbaren Energiequellen zu erleichtern. Der Weiterbetrieb der BHKW mit zukünftig grünen Gasen wird angestrebt. Beton Kemmler ist aufgeschlossen gegenüber einem möglichen Wärmenetz und kann sich vorstellen Wärme aus dem Netz zu beziehen sowie als Wärmelieferant aufzutreten. Dies könnte durch einen entsprechend dimensionierten Biomassekessel und die Einspeisung von Wärmeüberschüssen aus den Solarthermieanlagen realisiert werden.

3.3.11 Sektorenkopplung

Im Bereich des Hirschauer Wehrs ist von den Stadtwerken Tübingen eine Freiflächen-PV-Anlage geplant. Ein Wärmenetz in Hirschau könnte über eine Wärmepumpe oder direkte Stromheizung in Kombination mit einem Wärmespeicher als Puffer für die Spitzenlasten der Stromerzeugung dienen. Dadurch lässt sich außerdem die Wirtschaftlichkeit von strombetriebenen Heizungsanlagen steigern. Die PV-Anlage könnte ebenso dazu beitragen dezentral im Gewerbegebiet Hirschau Wasserstoff zu erzeugen und die nicht anders bedienbaren Wärmeprozesse darüber abzudecken. Wird eine Versorgungsvariante mit Biomasseverbrennung gewählt, kann die Kraft-Wärme-Kopplung über ein Holzvergaser-BHKW eine Option sein um zukünftigen Stromspitzenlasten flexibel zu begegnen.

3.4 Standort der Wärmezentrale

In Kooperation mit der Stadtplanung der Stadt Tübingen wurden neben den verfügbaren Flächen für erneuerbare Energien auch ein möglicher Standort für eine Heizzentrale untersucht. Das Neubaugebiet Burgäcker Süd bietet die Chance bei der Erschließung eine Heizzentrale mit aufzubauen. Diese kann als Einzelgebäude geplant werden oder je nach Heizungstechnik in die Gebäude für das Seniorenwohnen integriert werden. Dies hätte den Vorteil, dass die Heizzentrale sich nah am Bedarf befindet, reduziert jedoch auch die vorgesehene Baufläche für die Wohngebäude. Des Weiteren ließe sich ein größerer Speicher nur schlecht baulich integrieren. Für den Fall einer Wärmelösung mit Biomasseverbrennung müsste die Brennstoffanlieferung durch Wohngebiete geschehen, was zur Minderung der Akzeptanz in der Bevölkerung führen könnte. Eine Integration der Energiezentrale in das Neubaugebiet Burgäcker Süd ist vor allem dann denkbar, wenn zum Beispiel nur ein kleines (kaltes) Netz für das Neubaugebiet allein realisiert werden würde. Als weiterer Standort wurde das Gebiet der Erweiterungsflächen Rittweg Nord des Gewerbegebiets Rittweg diskutiert. Dieser Standort wäre etwas weiter von den zu versorgenden Wohngebieten entfernt, bietet aber ausreichend Fläche und nur geringe bauliche Einschränkungen bei der Errichtung von Heizzentrale und Speicher. Brennstoffanlieferungen könnten über den Rittweg erfolgen und somit die Durchquerung Hirschaus vermieden werden. Außerdem ließe sich über eine Heizzentrale am Rittweg auch das Gewerbegebiet besser in das Wärmenetzkonzept integrieren. Weitere Standorte standen nicht zur Verfügung. Die Wahl des Standortes sollte erst im Rahmen einer genaueren Konzeption der Wärmeversorgung getroffen werden, da die Entscheidung stark abhängig von der geplanten Heizungstechnik beziehungsweise verwendeter Energiequelle ist.

4 Entwicklung möglicher Szenarien für eine zentrale Wärmeversorgung

Auf Basis der vorangegangenen Potenzialanalyse in Kapitel 3 sollen in diesem Kapitel die Möglichkeiten für eine zentrale Wärmeversorgung in Hirschau beschrieben werden. Dafür werden die Versorgungsgebiete genauer analysiert und verschiedene Szenarien für deren Wärmeversorgung vorgestellt.

4.1 Versorgungsgebiete

Als Grundlage für die Szenarien werden die betrachteten Versorgungsgebiete in Hirschau dargestellt und bezüglich des Wärmebedarfs und der Heizleistung analysiert.

4.1.1 Neubaugebiet Burgäcker Süd

Das geplante Neubaugebiet Burgäcker Süd befindet sich noch in einer frühen Konzeptphase und soll südlich des Ortskerns in direkter Nachbarschaft zum katholischen Kindergarten St. Martin entstehen (siehe auch Abbildung 3.4). Es wurde bereits ein städtebaulicher Entwurf vorgelegt, der eine Nutzung des etwa 1,4 ha großen Areals durch eine Mischung aus kleinen Mehrfamilienhäusern, Reihenhäusern, Einfamilienhäusern und einem Gebäudekomplex für Seniorenwohnen mit entsprechenden Dienstleistungen auf etwa 10.000 m² Brutto-Grundfläche vorsieht. Dadurch entstehen circa 100 Wohneinheiten für etwa 170 Menschen. Diese Annahme basieren auf einem Entwurf des beauftragten Stadtplanungsbüros aus dem Jahr 2021 und sind nicht als verbindliche Werte zu verstehen. Sie dienen lediglich zur groben Abschätzung der benötigten Wärmemenge und Heizleistung. Auf Basis des Entwurfs wurden die Nettogrundflächen beziehungsweise Wohnflächen der Gebäude ermittelt. Zur Ermittlung des Energiebedarfs wurden nach DIN 18599 berechnete Kennwerte für verschiedene Gebäudetypen am Standort Mannheim herangezogen. Über den Vergleich der Klimadaten wurde ein Umrechnungsfaktor ermittelt und auf die Kennwerte angewendet, sodass ein standort- und gebäudespezifischer Energieverbrauch vorliegt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 4.1 dargestellt. Als Energiestandard wurde angenommen, dass in Anlehnung an bereits bestehende Vorgaben anderer Neubaugebiete in Tübinger Teilorten der Effizienzhaus 40 (EH40) gilt. Es wurde keine Trinkwarmwasserbereitung durch solarthermische Anlagen berücksichtigt. Durch den hohen Dämmstandard liegt die Heizleistung bei allen Gebäudetypen unterhalb der Leistung zur Erwärmung des TWW. Für die dezentrale Versorgung mit Vorrangschaltung wäre somit die Leistung der TWW-Bereitstellung maßgeblich für die

Tabelle 4.1: Abgeschätzter Wärmebedarf und benötigte Heizleistung der Gebäude im Neubaugebiet Burgäcker Süd für Heizen und TWW

Nutzung	WF/NGF		Heizen EH40		TWW		Summe
	[m ²]	Anteil	[MWh/a]	[kW]	[MWh/a]	[kW]	
Mehrfamilienhäuser	2.400	32 %	93	82	62	86	155
Pflege + Dienstleistung	3.900	52 %	141	131	106	145	246
Einfamilien-/Reihenhäuser	1.150	15 %	41	45	23	80	64
Summe	7.450	100 %	274	257	191	311	465

Abkürzungen:

WF: Wohnfläche

NGF: Nettogrundfläche

Heizlast. Im vorliegenden Fall wird jedoch nicht von einer dezentralen Wärmeversorgung ausgegangen, sondern das Gebiet wird mittels Wärmenetz versorgt. Durch den deutlich niedrigeren GZF für die TWW-Versorgung gegenüber des GZF für die Heizwärmeversorgung (siehe Abschnitt 2.3) wird für die Berechnung die Heizleistung für Raumwärme als maßgeblich betrachtet. Die Berechnungen führen somit zu einer benötigten Heizleistung von etwa 260 kW, welche 465 MWh/a Wärme bereitstellt. Es wird davon ausgegangen, dass die Wärmeübergabe über Flächenheizungen stattfindet, welche mit einer Netzvorlauftemperatur von 35 °C bis 40 °C betrieben werden können. Für die TWW-Versorgung vor allem in den Mehrfamilienhäusern insbesondere für die Gebäude mit Seniorenwohnen ist jedoch eine Mindestvorlauftemperatur von 60 °C notwendig, wenn keine dezentrale Nacherhitzung verbaut wird.

4.1.2 Bestandsgebiete Wohnen

Aus dem kommunalen Wärmeplan Tübingen kann bereits eine Wärmedichte für die Bestandsgebiete in Hirschau entnommen werden. Diese ist auf dem online verfügbaren Stadtplan der Stadt Tübingen verfügbar und in Abbildung 3.2 dargestellt sowie in Unterabschnitt 3.2.1 beschrieben. Für die Darstellung wurden aus datenschutzrechtlichen Gründen die gebäudescharfen Daten zu Baublöcken zusammengefasst. Das im KWP entwickelte Eignungsgebiet wurde für diese Arbeit nochmal in sechs Teilgebiete unterteilt (siehe Abbildung 4.1). Die durchschnittliche Wärmedichte der Teilgebiete variiert zwischen 360 MWh/(ha·a) im Teilgebiet Hirschau Süd und Hirschau West und knapp 500 MWh/(ha·a) im Teilgebiet Hirschau Nord. In jedem Teilgebiet gibt es auf Grund der variablen baulichen Dichte unterschiedliche Abstufungen, sodass die Wärmedichten allein nicht für eine Netzplanung ausreichen. Da die Wärmeverteilung über Leitungen in den öffentlichen Straßen geschieht, eignet sich die Liniendichte gut als Grundlage für eine vorläufige Netzplanung. Zur Erhebung und Darstellung der Liniendichte wurden die Verbräuche der einzelnen Gebäude in ArcGIS Pro 3.1.3 der örtlich nächsten Straßenlinie zugeordnet und auf die Länge bezogen ausgegeben (kWh/m). Die Ergebnisse sind in der im Anhang befindlichen Karte dargestellt (S. 118).

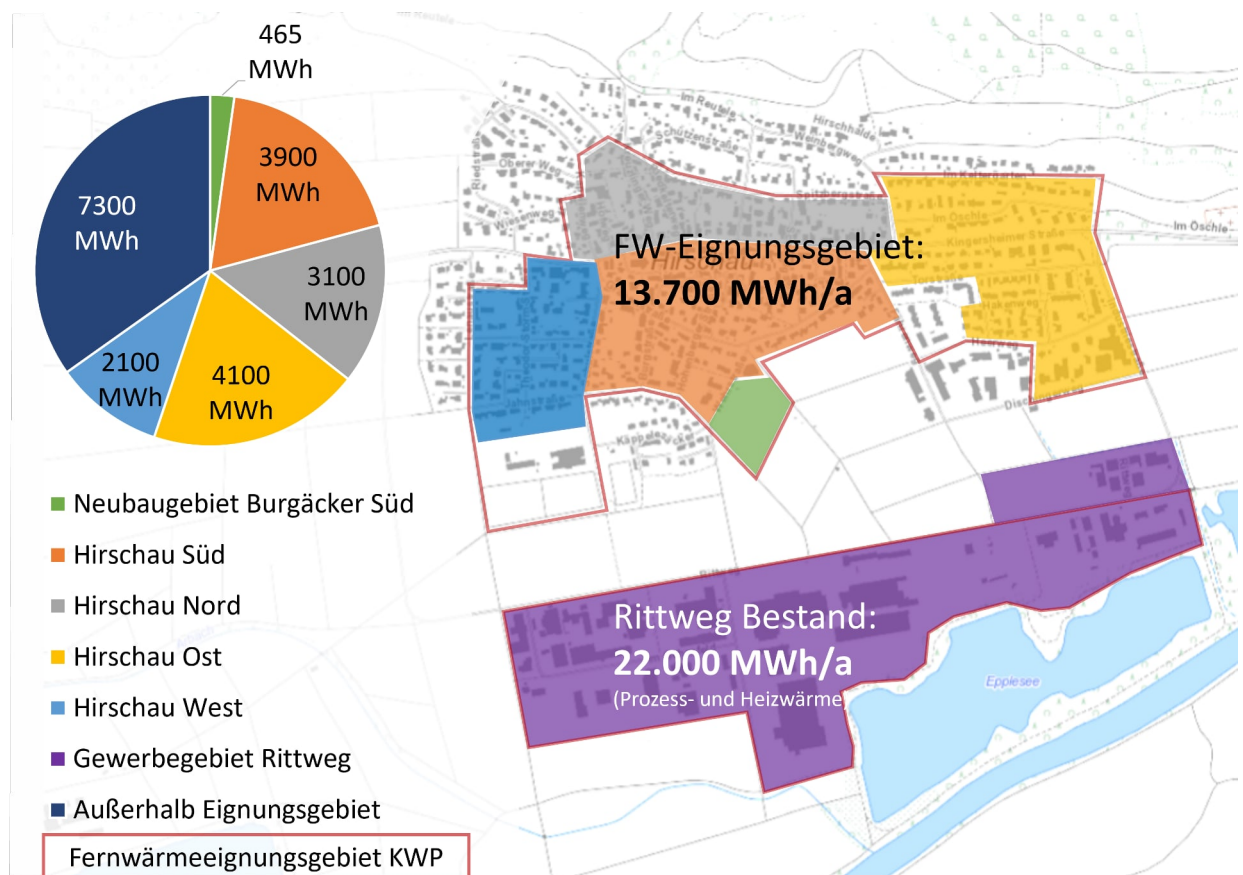


Abbildung 4.1: Unterteilung des Fernwärmeeignungsgebietes aus dem kommunalen Wärmeplan in sechs Teilgebiete und Verteilung der Wärmeenergiebedarfe auf die verschiedenen Teilgebiete und die Gebiete außerhalb des Eignungsgebietes ohne Gewerbegebiet Rittweg

4.1.3 Gewerbegebiet Rittweg

Das Gewerbegebiet Rittweg hat laut den Daten aus dem KWP Tübingen einen Gesamtwärmebedarf von etwa 22 GWh/a. Darunter fällt jedoch nicht nur der Heizwärmebedarf, sondern auch Wärmebedarf für Prozesswärme. Diese wird im KWP Tübingen jedoch nicht vollständig erfasst, da ein Teil auch elektrisch erzeugt wird. Des Weiteren wird im KWP auch nicht zwischen verschiedenen Temperaturniveaus differenziert. Eine Aussage darüber, welche Wärmemengen direkt über ein Wärmenetz abgedeckt werden können, ist daher schwer zu treffen. Für eine Auslegung eines Wärmenetzes im Gewerbegebiet Rittweg müssten diese Daten gesondert erhoben werden.

4.2 Szenarien der Wärmeversorgung

Auf Basis der vorliegenden Potenzialanalyse und der möglichen Eignungsgebiete sind verschiedene Szenarien zur zukünftigen Wärmeversorgung Hirschaus möglich. Diese reichen von einer vorwiegend dezentralen Versorgung des Bestandes mit einem kalten Nahwärmenetz für Neubaugebiete über ein vom Wohnbestand losgelöstes Gewerbenetz mit Prosumer/Consumer-Modell bis zu einer maximalen Erschließung der Fernwärmeeignungsgebiete Hirschaus mit einer zentralen Wärmeversorgung.

4.2.1 Kalte Nahwärme Neubaugebiet Burgäcker Süd

Das Minimalszenario einer zentralen Wärmelösung für Hirschau ist eine weiterhin dezentrale Versorgung der Bestandsgebiete und der Aufbau eines kalten Nahwärmenetzes für das Neubaugebiet Burgäcker Süd. Wie bereits in vielen Projekten deutschlandweit gezeigt wurde, ist diese Option gerade für Neubaugebiete mit geringeren baulichen Dichten eine sehr gute Lösung, um eine klimaschonende Wärmeversorgung zu gewährleisten. Auf Basis der verfügbaren Potenziale bietet sich in Hirschau nach entsprechender Prüfung des Potenzials Grundwasser als Wärmequelle für das Wärmenetz an. Dieses kann über in das Gebiet integrierte Brunnen gefördert und wieder in den Grundwasserleiter zurückgeführt werden. Für die Deckung des Wärmebedarfs von 465 MWh/a wird in etwa eine Quellenleistung 220 kW benötigt, was einer Förderleistung der Brunnen von 50 m³/h entspricht. Eine vergleichbare Anlage wurde bereits in Tübingen-Bühl von den Stadtwerken Tübingen im Neubaugebiet Obere Kreuzäcker realisiert. Alternativ bieten sich EWK als Umweltwärmequelle an. Unter Berücksichtigung der geringen Entzugsleistung und Entzugsenergie¹ des Bodens vor Ort werden etwa 3 ha Fläche für die EWK benötigt. Dies entspricht in etwa der Erweiterung der Sportflächen oder der primären EWK-Flächen, welche in Abbildung 3.4 dargestellt sind. Im Rahmen des empfohlenen Bodengutachtens kann die benötigte Fläche präziser bestimmt werden. Die Bereitstellung der benötigten Heiztemperatur wird über dezentrale Wärmepumpen in den Einzelgebäuden sichergestellt.

¹unter Annahme einer Entzugsleistung von 8 W/m² und einer verfügbaren Entzugsenergie von 20 kWh/m²a

4.2.2 Gewerbenetz Rittweg

Auf Basis der erhobenen Potenziale im Gewerbegebiet Rittweg und der Bereitschaft einiger lokalen Unternehmen an einem Wärmenetz teilzuhaben, besteht die Möglichkeit ein dezentral organisiertes Gewerbenetz aufzubauen. Mögliche Energiequellen wären hier wie in Abbildung 4.2 skizziert die Abwärme aus den Unternehmen Händle Härterei und Tübinger Stahlfeinguss sowie Wärme aus Holzhackschnitzkessel und Solarthermie aus dem Unternehmen Beton Kemmler. Auf Grund der teilweise volatilen Erzeugung wäre die Einbindung eines größeren Wärmespeichers als zentrales Element eine wichtige Maßnahme. Dieser kann in die Erweiterungsflächen Rittweg Nord integriert werden. Um verschiedene Temperaturniveaus abdecken zu können ist auch der Einsatz eines Mehrleiternetzes mit verschiedenen Temperaturniveaus denkbar. Dies erleichtert vor allem die Einbindung der verschiedenen Wärmequellen und ermöglicht eine problemlose Transformation des Wärmenetzes hin zu geringeren Netztemperaturen. Auch in diesem Fall spielt ein Wärmespeicher eine wichtige Rolle und kann in Kombination mit einer Wärmepumpe die verschiedenen Temperaturniveaus effizient miteinander koppeln. Über diesen Weg könnte auch das Neubaugebiet Burgäcker Süd in dieses Konzept integriert werden in dem Leiter mit geringen Temperaturen das Neubaugebiet versorgen. Alternativ kann dieses auch wie im vorherigen Abschnitt beschrieben gesondert über ein kaltes Nahwärmenetz versorgt werden.

Eine große Herausforderung bei dieser Art von Wärmenetz ist die Koordination und vertragliche Einigung der verschiedenen Wärmelieferanten und -kunden. Wird diese Aufgabe nicht von einem der Wärmelieferanten oder von Extern übernommen muss außerdem eine entsprechende Organisation gegründet werden, welche Koordination und Betrieb des Wärmenetzes übernimmt. Um dieses Konzept voranzubringen ist ein intensiver Austausch zwischen den beteiligten Akteuren wichtig. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie sollte zu Beginn eine Reihe an Treffen und Workshops geplant werden, um gemeinsam mit den Unternehmen die Idee weiter zu entwickeln. Im Rahmen der Umfrage und den anschließenden Gesprächen haben sich die Unternehmen bereits positiv zu einem solchen Vorgehen geäußert und wären bereit daran teilzunehmen. Des Weiteren wird eine detaillierte Erhebung der Wärmebedarfe inklusive dazugehörigem Temperaturniveau benötigt, um eine Machbarkeit mit den gegebenen Wärmeerzeugern überhaupt realistisch einschätzen zu können.

4.2.3 Zentrale Wärmeversorgung der Bestandsgebiete

Als umfangreichstes Szenario wird ein maximaler Ausbau des Wärmenetzes für das komplette im KWP ausgewiesene Fernwärmeeignungsgebiet angestrebt. Um die Gebäude mit fossil betriebenen Heizungsanlagen und höheren Vorlauftemperaturen bedienen zu können, wird eine Netztemperatur von mindestens 65 °C angestrebt. Die Energiezentrale wird auf Grund ihrer voraussichtlichen Größe im Bereich der Erweiterungsflächen Rittweg Nord positioniert. Der Wärmebedarf wird primär über eine Großwärmepumpe mit Grundwasser als Wärmequelle sowie einen Biomassekessel (Hackschnitzel) gedeckt. Ein großer Wärmespeicher sorgt für zusätzliche Redundanz und Spitzenlastabdeckung. Zusätzlich besteht die Möglichkeit Abwärme und andere Wärmequellen aus dem Gewerbegebiet einzuspeisen. Je

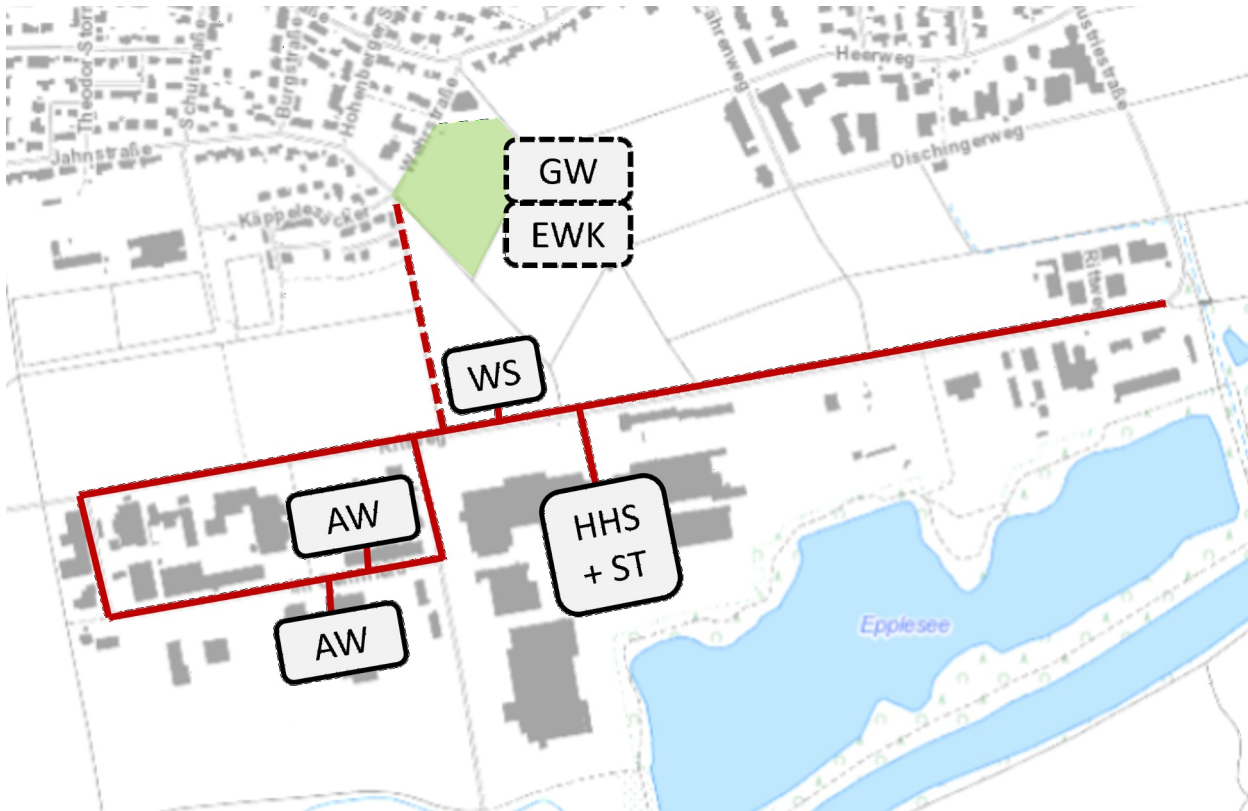


Abbildung 4.2: Skizze des Gewerbenetzes mit den möglichen Energiequellen Abwärme (AW), Holzhackschnitzelkessel (HHS) und Solarthermie (ST) sowie einem großen Wärmespeicher (WS). Die Versorgung des Neubaugebietes Burgäcker Süd geschieht optional über die Anbindung an das Gewerbenetz oder ein separates kaltes Nahwärmenetz mit Grundwasser (GW) oder Erdwärmekollektoren (EWK) als Wärmequelle

nach Verfügbarkeit und Ergiebigkeit der Grundwasserbrunnen ist alternativ auch die Einbindung einer Flußwärmepumpe über die Wärmequelle Neckar am Hirschauer Wehr denkbar. Idealerweise wird das Neubaugebiet von Anfang an als Ankerkunde mit 100 % Anschlussdichte in das Konzept integriert. Es besteht jedoch auch in diesem Szenario die Möglichkeit das Neubaugebiet separat zu entwickeln und ein kaltes Nahwärmenetz aufzubauen, falls sich die Planungen für Wärmenetz und Neubaugebiet zeitlich nicht entsprechend überschneiden. Die separate Erschließung bietet außerdem den Vorteil zusätzliche erneuerbare Energiequellen wie EWK zu verwenden, um das Hauptnetz zu entlasten. Für den in diesem Szenario vorgesehenen Netzausbau wird ein stufenweiser Ausbau vorgesehen. Dabei wird wie in der Konzeptskizze in Abbildung 4.3 ersichtlich das Wärmenetz im Ortskern über die Straßen mit hohen Liniendichte erschlossen. Über eine frühe Verzweigung des Netzes in westliche und östliche Richtung kann der spätere Netzausbau in Hirschau West beziehungsweise Ost und Hirschau Nord fortgesetzt werden. Der Ausbau im Gewerbegebiet Rittweg kann ausgehend von der Energiezentrale separat erfolgen und hängt auch von der zeitlichen und technischen Erschließung der Abwärme- und anderer Wärmequellen sowie dem Wärmebedarf im Gewerbegebiet ab. Eine Herausforderung in diesem Szenario stellt die große benötigte Wärmemenge dar, welche zur Verfügung gestellt werden muss. Ohne Berücksichtigung des Wärmebedarfs im Gewerbegebiet und der Netzverluste müssen knapp 14 GWh Wärme pro Jahr zur Verfügung gestellt werden. Allein dafür ist eine Leistung der Wärmeerzeuger von etwa 8,5 MW erforderlich. Durch den Einsatz eines Wärmespeichers als Spitzenlastabdeckung lässt sich zwar die Leistung der Erzeuger auf etwa 50-60 % reduzieren, die benötigte Wärmemenge jedoch nicht. Diese muss weiterhin durch Biomasse, elektrische Energie und Umweltwärme zur Verfügung gestellt werden. Soll die benötigte Leistung vollständig über Umweltwärme abgedeckt werden sind für das vorliegende Szenario mit einer GWWP Brunnen mit einer Förderleistung von 850 m³/h notwendig. Wie bereits im Stand des Wissens erläutert (siehe Unterabschnitt 3.3.3), existieren bisher keine vergleichbaren Projekte in Europa die eine Machbarkeit bestätigen würden. Die Realisierung einer solchen Anlage ist als ein Novum mit entsprechenden technischen, ökonomischen, genehmigungsrechtlichen und gesellschaftlichen Herausforderungen anzusehen. Zusätzlich dazu ist die Versorgung eines Wärmenetzes über Biomasse (Hackschnitzel) derzeit noch wirtschaftlicher als andere als regenerativ angesehene Wärmeerzeuger. Dies liegt unter anderem an den niedrigen Brennstoffkosten und dem vergleichsweise hohen Strompreis für Wärmepumpen. Durch die Einbindung von Photovoltaik in das Anlagenkonzept kann die Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen deutlich gesteigert werden, sodass diese konkurrenzfähig zu Biomasseheizwerken werden. Im Rahmen der Potenzialanalyse wurde die Flächenverfügbarkeit für FFST-Anlagen untersucht und negativ bewertet. Als Ausweichmöglichkeit bieten sich PV-Anlagen auf den Dächern der Energiezentrale und anderer Gebäude in der Erweiterungsfläche Rittweg Nord an.

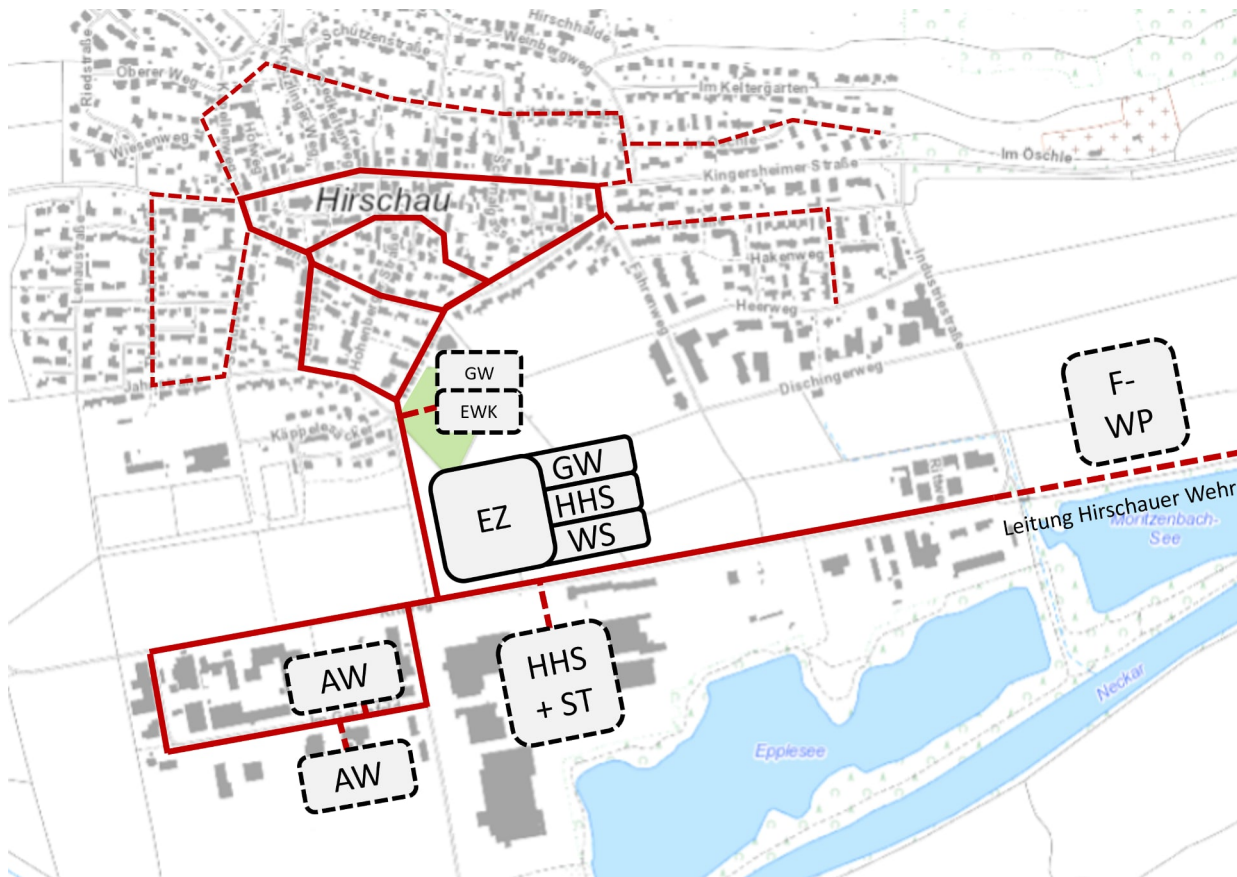


Abbildung 4.3: Skizzierung eines Szenarios für die vollständige Erschließung des Fernwärmeeignungsgebietes aus dem kommunalen Wärmeplan Tübingen mit einer Energiezentrale (EZ) im Gewerbegebiet Rittweg mit den möglichen Wärmequellen Grundwasser-WP (GW), Hackschnitzelkessel (HHS), Fluss-Wärmepumpe (F-WP), Abwärme (AW), Solarthermie (ST) und Erdwärmekollektoren (EWK) sowie einem Wärmespeicher (WS)

4.2.4 Vorstellung und Diskussion der Szenarien im Rahmen einer öffentlichen Informationsveranstaltung

Nach Abschluss der Potenzialanalyse und ersten Überlegungen zu möglichen Szenarien für Hirschau wurde in Rücksprache mit dem Ortschaftsratsvorsitzenden Ulrich Latus eine Bürgerinformationsveranstaltung und Diskussionsrunde geplant. Diese fand am 24.10.2023 im Hirschauer Ratsstüble in der Kingersheimer Straße statt. Die Veranstaltung wurde im Mitteilungsblatt und online öffentlich angekündigt und richtete sich an alle Hirschauer Bürger und Bürgerinnen sowie Vertreter:innen der ansässigen Unternehmen. Im Rahmen des Vortrages wurde auf die Idee der Masterarbeit eingegangen und der Ist-Zustand von Hirschau erläutert. Nach der differenzierten Auseinandersetzung mit den vorhandenen Potenzialen wurden die in den vorherigen Abschnitten erläuterten Szenarien zur Wärmeversorgung vorgestellt. Die Veranstaltung war gut besucht und der Vortrag wurde mit Interesse verfolgt. Im Anschluss wurde die Diskussionsrunde eröffnet. Aus dem sich entwickelnden Diskurs konnten einige Impulse für die Masterarbeit und das weitere Vorgehen in Hirschau entnommen werden. Ein Kommentar äußerte sich kritisch dazu, dass eine Einschätzung der vorgestellten Szenarien ohne Angabe von verfügbaren Leistungen und Kosten nur schwer möglich sei. Für eine Aussage aus Bürgersicht müssen mehr Informationen vorhanden sein. Vor allem dazu, welche Szenarien und Wärmequellen realistisch sind. Dazu zählt auch ein möglicher Zeithorizont für den Wärmenetzausbau. Laut Aussage von Ortsvorsteher Ulrich Latus wird diese Frage häufig aus der Bevölkerung an den Ortschaftsrat herangetragen. Des Weiteren wurde die Frage gestellt, wie ein mögliches Betreibermodell für ein Wärmenetz in Hirschau aussehen könnte. Die verfügbaren Optionen wurden vom Referenten erläutert. Bernd Schott von der Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen ergänzte dazu, dass das Kommissionsrecht für Wärmenetze klar bei den Stadtwerken Tübingen liege und dieses nur in Ausnahmefällen an Dritte weitergegeben werden würde. Im Falle einer genossenschaftlichen Lösung zum Beispiel im Rahmen einer Bürgerinitiative sollte dies jedoch keine Hürde darstellen. Wichtig wäre nur, dass keine Contracting-Firmen von außerhalb Wärmenetze aufbauen und betreiben. Eine Stimme aus dem östlichen Teil Hirschaus nahe dem bestehendem Wärmeverbund in der Mehrfamilienhäusern Torstraße/Hakenweg äußerte sich dazu, dass im Rahmen der Planung des Wärmeverbundes die umliegenden Eigentümer nicht als mögliche Wärmekunden eingebunden wurden. Außerdem wurde angemerkt, dass in Hirschau sehr viele PV-Dachanlagen bestehen. Daraus entwickelte sich die Frage, warum diese nicht zur Wärmeerzeugung beitragen können und ob dies in der vorliegenden Arbeit berücksichtigt wurde. Tatsächlich wurde in der Masterarbeit nur die Wärmeseite betrachtet. Die Einbindung von dezentral erzeugtem solarem Strom geschieht indirekt über das übergeordnete Stromnetz. Der Referent erläuterte außerdem, dass das Hauptproblem ähnlich wie bei solarthermischen Anlagen in der geringen Überlappung von Angebot und Nachfrage besteht und eine saisonale Speicherung notwendig ist um PV-Überschüsse während der Heizperiode für die Wärmeerzeugung zu nutzen. Bedenken gegenüber einem Wärmenetz kamen außerdem zur Versorgungssicherheit zum Beispiel im Falle des Ausfalls eines Wärmeerzeugers. Mögliche Redundanzlösungen und die grundsätzliche Zuverlässigkeit von Wärmenetzen durch mehrere Erzeuger und regelmäßige Wartungsarbeiten am System wurden daraufhin erläutert. Zum Abschluss wurde die

Frage diskutiert, welche weiteren Schritte in Richtung eine zentralen Wärmeversorgung in Hirschau getätigt werden können. Dabei kam man zu dem Schluss, dass ein entsprechendes Engagement aus der Bevölkerung und dem Ortschaftsrat notwendig sein werden, um Maßnahmen wie die Durchführung einer Machbarkeitsstudie zu initiieren. Unterstützen soll dabei eine Umfrage, welche die Bereitschaft aus der Bevölkerung erfasst sich an ein Wärmenetz anzuschließen. Dies könnte dann als Anreiz gesehen werden ein Wärmenetz aufzubauen. Prof. Dr. rer. nat. Martin Brunotte von der Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg, welcher die wissenschaftliche Arbeit hochschulseitig betreut, berichtete dazu von guten Erfahrungen im Rahmen von anderen Abschlussarbeiten mit ähnlichen Themen. Der Kontakt mit vergleichbaren Projekten wie dem Nahwärmenetz Breitenholz oder der Bürgerinitiative für Nahwärme in Rottenburg-Oberndorf wird in Zukunft angestrebt. Im Anschluss tauschten sich einige Teilnehmer der Veranstaltung noch in Kleingruppen weiter aus. Die Folien der Präsentation befinden sich im Anhang B.

4.3 Fazit zu den Wärmeversorgungsvarianten

Die Skizzierung verschiedener Szenarien zur Wärmeversorgung der Bestands- und Neubaugebiete sowie des Gewerbegebietes Rittweg hat gezeigt, dass mehrere Optionen möglich sind. Berücksichtigt man jedoch die Tatsache, dass sich die Stadt Tübingen das Ziel gesetzt hat „[...] bis zum Jahr 2030 in Bezug auf die energiebedingten CO₂-Emissionen klimaneutral [zu] sein (Netto-Null)“ [13] und dass der Fernwärmeanteil an der Erzeugernutzwärme im Zielszenario 2030 des KWP Tübingen 23 % (9,43 GWh/a) betragen soll, ist das Szenario der maximalen zentralen Wärmeversorgung das einzige Szenario, welches diese Ziele theoretisch erreichen kann. Die Alternative dazu - eine flächendeckende Umstellung der dezentralen Wärmeerzeuger auf erneuerbare Energien - lässt sich nur schwer steuern und stellt ebenso eine große Herausforderung an zum Beispiel die Stromnetz- und Installationskapazitäten dar. Ein Wärmenetzlösung ist zudem sozial verträglicher und auch für die Menschen mit Immobilien eine Option, welche nicht 20 Jahre bis 30 Jahre in die Zukunft planen können oder wollen. Auch die Informationsveranstaltung am 24.10.2023 gezeigt hat, dass ein Interesse in der Bevölkerung an einer zentralen Wärmeversorgung besteht und diese auch gewünscht wird. Insofern wird im nachfolgenden Kapitel 5 die Simulation und Optimierung eines maximalen Wärmenetzausbaus beschrieben.

5 Simulation und Optimierung des Wärmeversorgungskonzeptes

In den folgenden Abschnitten wird die Methodik der Simulation und Optimierung einer möglichen Form des Maximalszenarios in nPro beschrieben und ausgewertet. nPro ist ein Online-Tool zur Berechnung, Auslegung und Optimierung von Energiesystemen, speziell für die frühe Planungsphase im Bereich der Quartiersplanung. Das Tool ist auf Basis von wissenschaftlichen Arbeiten an der RWTH Aachen entstanden (u. a. [147], [175]–[178]) und implementiert das Prinzip der mathematischen Optimierung, um eine schnelle Auslegung und Simulation der Systeme bereitzustellen. Mit dem Tool können einzelne Gebäude, Quartiere und größere Wärmenetze abgebildet werden. In Abgrenzung zu anderer Simulationssoftware können in nPro auch moderne Energiesysteme wie Niedertemperaturnetze und kalte Nahwärme sowie die entsprechende Erzeugerstruktur aus dem EE-Bereich abgebildet werden. Durch die sekundenschnelle Auslegung der Wärmeerzeuger lassen sich in kurzer Zeit unterschiedlichste Varianten auf Konzeptebene simulieren [179]. Für diese Arbeit wurde die Version 2.0 mit einer akademischen Lizenz verwendet.

Das Maximalszenario aus Unterabschnitt 4.2.3 sieht die Versorgung von Gewerbe-, Wohnbestands- und Neubaugebiet vor. Dabei soll der Ortskern entlang der Kingersheimer Straße zuerst entwickelt werden. Da die tatsächlichen Energieverbräuche für das Gewerbegebiet im Rahmen der Potenzialanalyse nur schwer zu erfassen waren und auch die Bereitschaft für einen Wärmenetzanschluss auf Grund der geringen Rückmeldungen aus der durchgeführten Umfrage mit Unsicherheiten behaftet ist, wird das Gewerbegebiet im Rahmen der Simulation nur als Wärmelieferant für Abwärme auf Basis der Angaben aus der HÄNDLE Härterei integriert (siehe Unterunterabschnitt 3.3.8). Weitere Energiequellen aus dem Gewerbegebiet werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt, sollten aber in Folgestudien weiterhin verfolgt werden. Bei der Betrachtung des Wärmebedarfs und der erneuerbaren Potenziale in Hirschau konnte herausgestellt werden, dass eine nachhaltige Energieversorgung ohne den Einsatz von Biomasseverbrennung mit technischen und ökonomischen Herausforderungen verbunden ist. Aus diesem Grund wurde neben der Abwärme und einer GWWP auch ein Biomassekessel (Hackschnitzel) in Kombination mit einem Wärmespeicher für die Simulation der Energiezentrale ausgewählt.

5.1 Ziel der Simulation

Durch die Simulation der Energiezentrale des in Unterabschnitt 4.2.3 beschriebenen Szenarios soll herausgestellt werden, wie hoch der Anteil an Biomasse an der Gesamtwärmeerzeugung ist und wel-

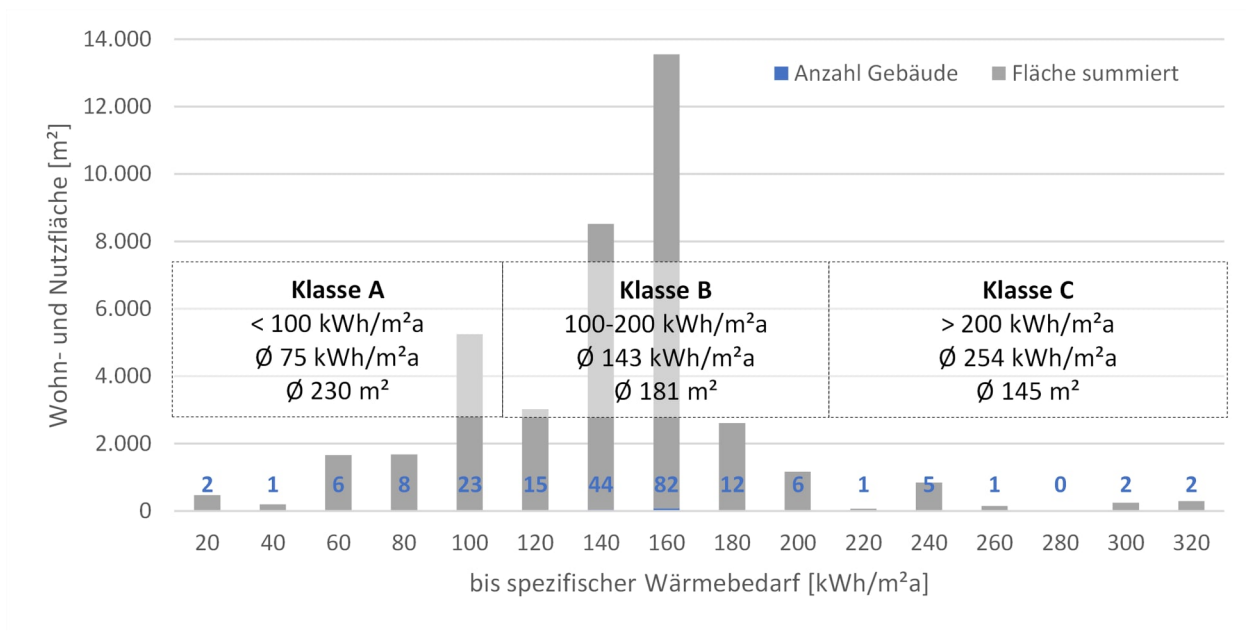


Abbildung 5.1: Histogramm der Wohn- und Nutzfläche nach spezifischem Wärmebedarf

che Stellschrauben existieren, um den Biomasseanteil zu reduzieren. Da sich die Eingabeparameter für Biomassekessel, GWWP und Abwärmequelle über das gesamte Jahr größtenteils konstant verhalten, führt eine Optimierung auf Kostenbasis zur maximalen Auslegung des Wärmeerzeugers mit der besseren Wirtschaftlichkeit – in diesem Fall der Biomassekessel. Neben mehreren kleineren Sensitivitätsanalysen soll deshalb vor allem untersucht werden, wie sich die Reduktion der Netztemperatur und die damit einhergehende Effizienzsteigerung der Wärmepumpe auf den Biomasseanteil auswirkt. Außerdem soll untersucht werden, ob der Einsatz von Photovoltaik im Rahmen der Sektorenkopplung einen Beitrag zur Reduktion des Brennstoffbedarfs liefern kann.

5.2 Aufbau der Simulation in nPro

Für den Aufbau der Simulation wurde als Wärmebedarf das in den vorherigen Abschnitten definierte Wärmenetzgebiet genauer analysiert. Es umfasst das als Hirschau Süd definierte Ausbaugebiet und die Gebäude entlang der Kingersheimer Straße des Ausbaugebietes Hirschau Nord (siehe Unterabschnitt 4.1.2). Die Darstellung der spezifischen Wärmeverbräuche aller Gebäude in einem Histogramm nach Wohn- beziehungsweise Nutzfläche zeigte, dass Gebäude mit einem spezifischen Wärmebedarf zwischen 120 kWh/(m²a) und 160 kWh/(m²a) dominieren (siehe Abbildung 5.1). Aus der Verteilung im Histogramm wurden drei Gebäudeklassen abgeleitet und deren Wärmebedarf sowie Wohn- und Nutzfläche bestimmt. Daraus konnte die durchschnittliche Wohn- und Nutzfläche sowie der durchschnittliche spezifische Wärmebedarf berechnet werden. Die drei Gebäudetypen konnten dann in nPro erstellt werden und mittels Multiplikator auf die Anzahl an Gebäuden in Hirschau angepasst werden.



Abbildung 5.2: Im THERMOS-Tool entwickeltes Wärmenetz für eine erste Ausbaustufe mit Energiezentrale im Gewerbegebiet Rittweg Nord und Erschließung von Neubaugebiet und Ortskern [180]

Das Gebiet für die erste Ausbaustufe wurde auf Basis der Wärme- und Liniendichte in Hirschau festgelegt und schließt den größten Teil des Ausbaubereiches Hirschau-Süd (siehe Unterabschnitt 4.1.2) und die Gebäude entlang der Kingersheimer Straße aus dem Ausbaubereich Hirschau-Nord mit ein. Die entsprechenden Gebäude wurden im THERMOS-Tool¹ ausgewählt und das Neubaugebiet als einzelnes Gebäude mit entsprechendem Wärmebedarf modelliert. Die Anbindung der Gebäude an die Energiezentrale wurde von THERMOS vorgenommen. Das Tool entwickelte ein Strahlennetz mit zwei Hauptsträngen (Ost und West), welche sich weiter unterteilen (siehe Abbildung 5.2). In dem Modell wurden 195 der 210 möglichen Bestandsgebäude angeschlossen. Zur Validierung wurde das vorgeschlagene Netz mit den im Anhang dargestellten Liniendichten in Hirschau verglichen (siehe S. 118 im Anhang). Das Neubaugebiet wurde entsprechend den durchgeführten Berechnungen auf Basis des städtebaulichen Entwurfes modelliert (beschrieben in Unterabschnitt 4.1.1). Eine vollständige Liste der eingegebenen Gebäude befindet sich im Anhang auf Seite 120.

¹GIS-Anwendung des THERMOS-Projekt [180]

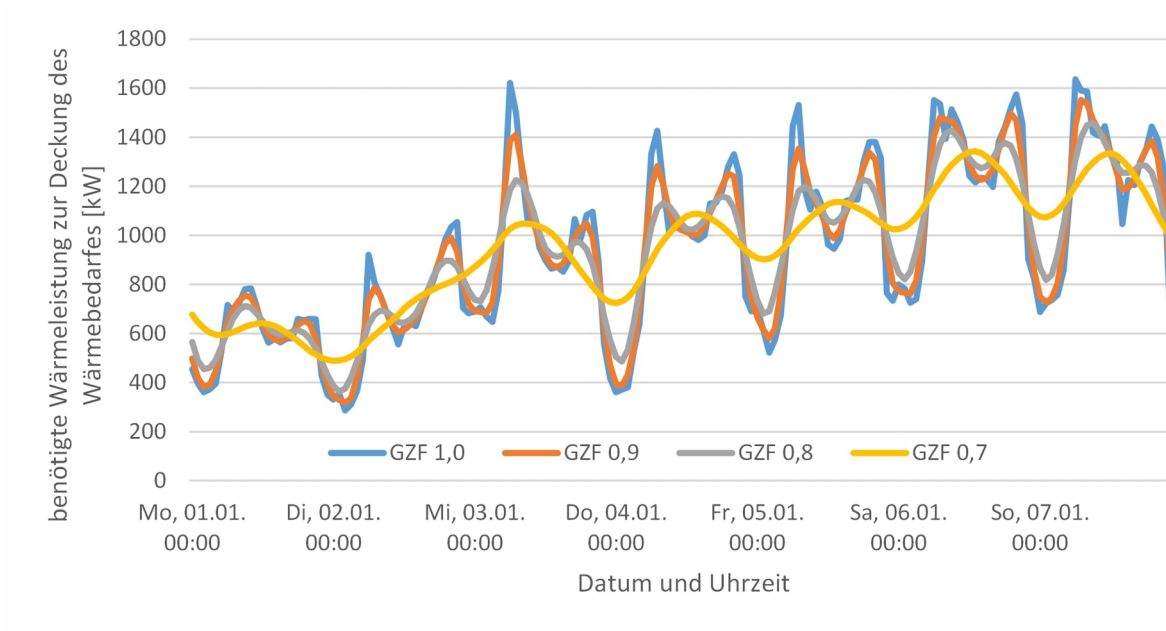


Abbildung 5.3: Darstellung des nPro-Standardlastprofils (GZF 1,0) und Anwendung von verschiedenen GZF < 1 auf das nPro-Standardlastprofil

Die Netzlänge ohne Hausanschlüsse beträgt insgesamt 4,6 km. Davon entfallen 1,8 km auf Hausanschlussleitungen und 2,8 km auf das Wärmenetz. Die Netztemperatur wird konstant mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C und einer Rücklauftemperatur von 45 °C angenommen. Die Wärmeverluste wurden mit dem im nPro integrierten Tool zur Berechnung von Netzwärmeverlusten berechnet und ergeben sich zu 719 MWh/a, was einem Wärmeverlustanteil von 11,9 % am Gesamtwärmebedarf entspricht. Als Grundlage für die Berechnung diente die Auslegung des Netzes in THERMOS mit den entsprechenden Rohrdurchmessern, welche in nPro nochmals verifiziert wurden.

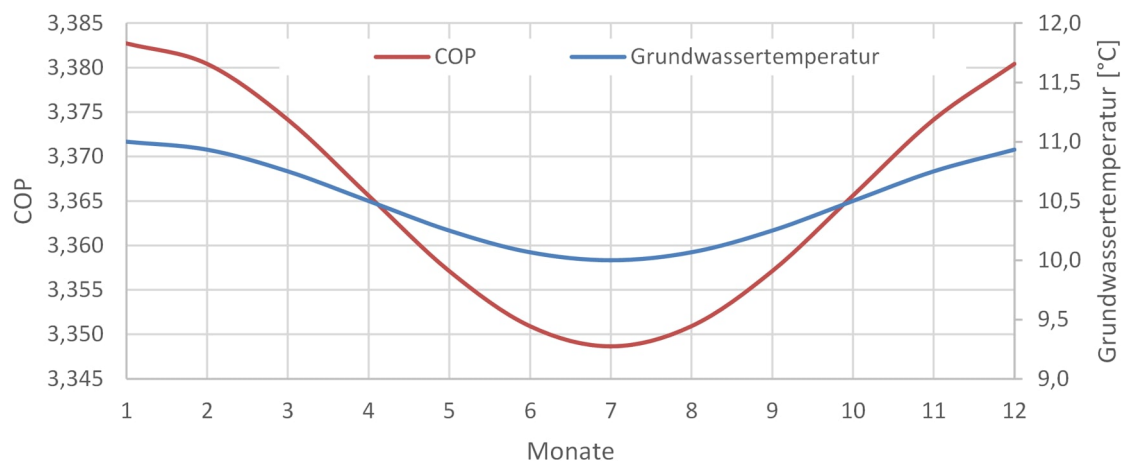
In nPro werden für die verschiedenen Gebäudetypen Lastprofile zur Berechnung der entsprechenden Leistungen und Wärmemengen herangezogen. Bei den Lastprofilen handelt es sich laut Dokumentation um Standardlastprofile bei denen bereits berücksichtigt wurde, dass nicht nur ein Einzelgebäude betrachtet wird. Das Lastprofil ändert sich demnach nicht, wenn man Fläche oder Gebäudeanzahl verändert. Es wird daher von nPro empfohlen keinen zusätzlichen GZF anzunehmen. Betrachtet man die Lastkurve unter der Anwendung verschiedener GZF auf die nPro-Standardlastprofile (siehe Abbildung 5.3) und vergleicht diese mit gemessenen Lastprofilen [181]–[183] zeigt sich, dass das nPro-Standardlastprofil eine gute Darstellung der Last im Tagesverlauf darstellt. Es wird für die Simulation auf die Anwendung eines GZF verzichtet.

Die eingegebenen Grundlagen zu Wärmebedarf und Netzkonfiguration führen zu den in Tabelle 5.1 dargestellten Werten. Von den 6.017 MWh Wärmebedarf entfallen 71 % auf den Raumwärme-, 17 % auf den TWW-Bedarf sowie 12 % auf Netzwärmeverluste. Die maximal benötigte Leistung beträgt 3,25 MW.

Als Komponenten der Energiezentrale wurden ein Biomassekessel, eine Abwärmequelle, eine GWWP

Tabelle 5.1: Benötigte Wärmemenge und -leistung im simulierten Hirschauer Netz

	Wärmemenge [MWh/a]	Maximalleistung [kW]
Raumwärme	4.251	2.907
TWW	1.046	279
Wärmeverluste	719	96
Gesamt	6.017	3.252


Abbildung 5.4: Jahresverlauf von Grundwassertemperatur und resultierendem COP der GWWP für W70/W10 mit $\Delta T_{\text{Netz}} = 25\text{K}$ und $\Delta T_{\text{Brunnen}} = 4\text{K}$

sowie ein Wärmespeicher ausgewählt. Für die GWWP wurden die monatlichen COP-Werte im Jahresverlauf berechnet und als Werte in nPro hinterlegt (siehe Abbildung 5.4). Der durchschnittliche COP wurde mit $3,37 \pm 0,01$ angenommen und variiert nur leicht auf Grund der geringen Schwankungen der Grundwassertemperatur von 1 K in der angenommenen Brunnentiefe von 10 m. Für die Simulationen wurde davon ausgegangen, dass genügend Grundwasser zur Verfügung steht, um die gesamte benötigte Wärmemenge bereitzustellen. Die Abwärmequelle wurde mit 92 kW kontinuierliche Leistung angesetzt. Der Wärmespeicher wird als Redundanzsystem im Rahmen der Basisvariante ausgelegt.

Die Quellen für die Kosten wurden auf das Jahr 2026 als theoretischen Start für den Bau der Wärmeversorgung hochgerechnet. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird der einfach zu erfassende Kostenkennwert der jährlichen Zahlungen bezogen auf den Quadratmeter Wohn- beziehungsweise Nutzfläche herangezogen. Dieser wird aus den jährlichen Annuitäten aus den Investitionen, Energie-, Wartungs- und weiteren Kosten ermittelt und mit den erzielten Erlösen gegengerechnet. Ein positiver Wert entspricht demnach einer möglichen Abschreibung auf den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Sonstige ökonomische, ökologische und technische Eingabeparameter für die Simulation in nPro sind im Anhang auf den Seiten 120 ff. dargestellt.

Tabelle 5.2: Verwendete Energie- und Wärmegestehungskosten in nPro für das Jahr 2026

	Kosten (Cent/kWh)
Biomasse	3,50
Wärmegestehungskosten Biomassekessel	3,37
Wärmeabnahmepreis Abwärme	3,00
Strom	16,00
PV-Strom Einspeisevergütung	7,00
Wärmegestehungskosten GWWP	4,75
Wärmegestehungskosten GWWP mit PV	2,08

5.2.1 Basisvariante

Ziel der Basisvariante ist es einen Referenzwert des Biomasseanteils zu ermitteln und eine Speichergröße für die restlichen Varianten festzulegen, welche die Anforderungen als Spitzenlastabdeckung und Redundanzeinheit erfüllt. Dafür wurden drei Basisvarianten erstellt. Variante B-0 berücksichtigt keinen Speicher als Spitzenlastabdeckung, Variante B-S berücksichtigt einen Wärmespeicher zur Spitzenlastabdeckung und in Variante B-S+ wurde ein Speichervolumen von 1.682 m³ mit einer Speicherkapazität von 39 MWh vorgegeben um den Wärmespeicher gemäß den Ausführungen im Energiekonzept als Redundanz auszulegen. Mit dieser Wärmekapazität ist der Speicher in der Lage die komplette Wärmelast des Netzes (3,25 MW) über zwölf Stunden abzudecken. Dies entspricht etwa dem Wärmebedarf der drei kältesten Wintertage im Jahr. Wenn nicht anders vermerkt wurde für alle Varianten der Wärmespeicher wie in Variante B-S+ modelliert. Die Wärmeverluste des Wärmespeichers wurden nach eigenen Berechnungen in Abhängigkeit des Speichervolumens angepasst (siehe Abbildung 5.5).

5.3 Methodik zur Reduktion des Biomasseanteils an der Wärmeerzeugung

Bei der Simulation der Basisvarianten wurde die GWWP aus ökonomischen Gründen ausgeschlossen. Um die Wärmepumpe in die Simulation zu integrieren und den Biomasseanteil an der Gesamtwärmeerzeugung zu reduzieren, wurden drei Bereiche untersucht:

- R** Regulativer Eingriff durch eine Leistungs- oder Wärmemengenbeschränkung des Biomassekessels
- K** Veränderung der Strombezugs- und/oder Biomassebezugskosten
- T** Verbesserung des COP der Wärmepumpe durch Absenkung der Netztemperatur

Eine Übersicht über die verschiedenen Varianten und deren Entwicklung ist in Abbildung 5.6 dargestellt.

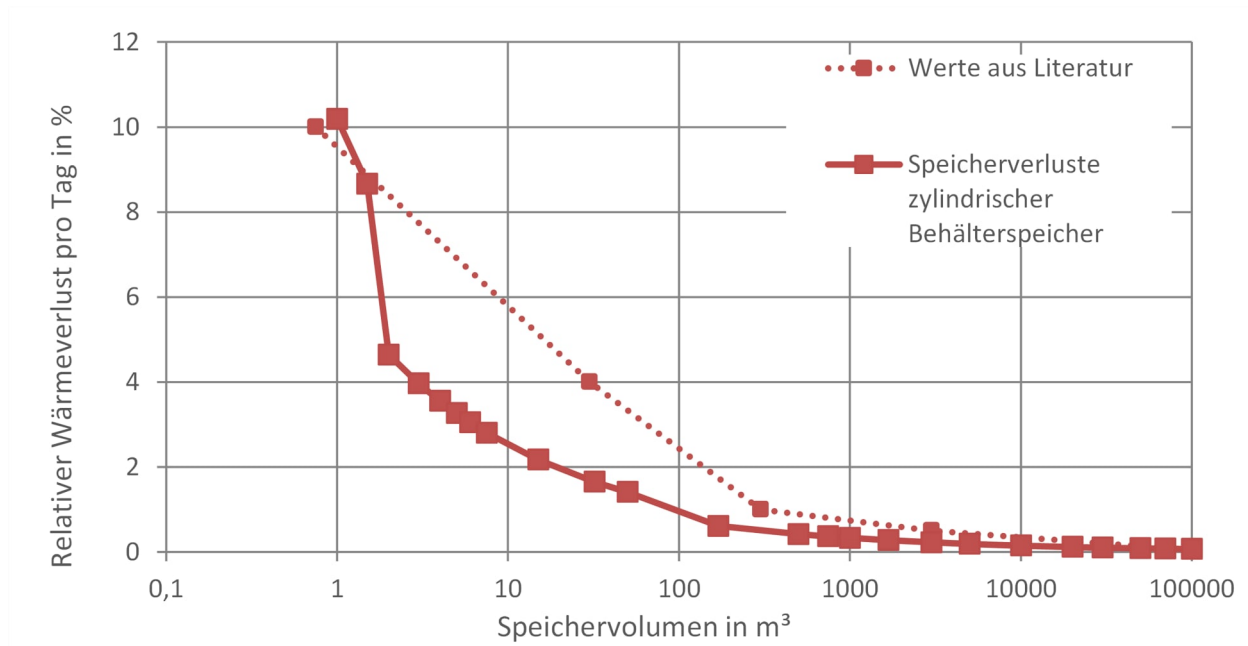


Abbildung 5.5: Relativer Wärmeverlust pro Tag in Abhängigkeit vom Speichervolumen thermischer Speicher nach eigenen Berechnungen

5.3.1 Regulativer Eingriff einer Leistungs- oder Wärmemengenbeschränkung des Biomassekessels

Der erste Bereich untersucht die Auswirkungen regulativer Maßnahmen zur Senkung des Biomasseanteile. Mögliche Gründe für regulative Maßnahmen sind in Unterabschnitt 2.2.5 erläutert.

Vorgegebener Anteil an der Wärmeerzeugung

Ein Ansatz ausgehend von der Basisvariante B-S+ ist die Begrenzung auf einen prozentualen Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung. Dieser Ansatz lässt der Optimierung in nPro den meisten Freiraum bei der Verteilung der erzeugten Wärme über die Nutzungszeiten und ermöglicht erste Erkenntnisse über das Zusammenspiel der verschiedenen Komponenten. Diese Option wurde in nPro über die Beschränkung des Anteils an der Gesamtenergieerzeugung des Biomassekessels von 0 % bis 100 % in 10 %-Schritten untersucht. Die Varianten wurden jeweils mit Berücksichtigung des Wärmespeichers aus der Variante B-S+ (Varianten R00-S bis R10-S) und ohne Berücksichtigung eines Wärmespeichers (Varianten R00 bis R10) gerechnet.

Biomassenutzung nur während der Heizperiode

In einer weiteren Variante R-Heiz wurde davon ausgegangen, dass der Biomassekessel nur in der Heizperiode vom 1. Oktober bis 30. April zur Wärmeerzeugung beitragen soll und somit von Mai bis September komplett ausgeschaltet bleiben kann. Zur Auslegung dieser Variante wurde zuerst in nPro

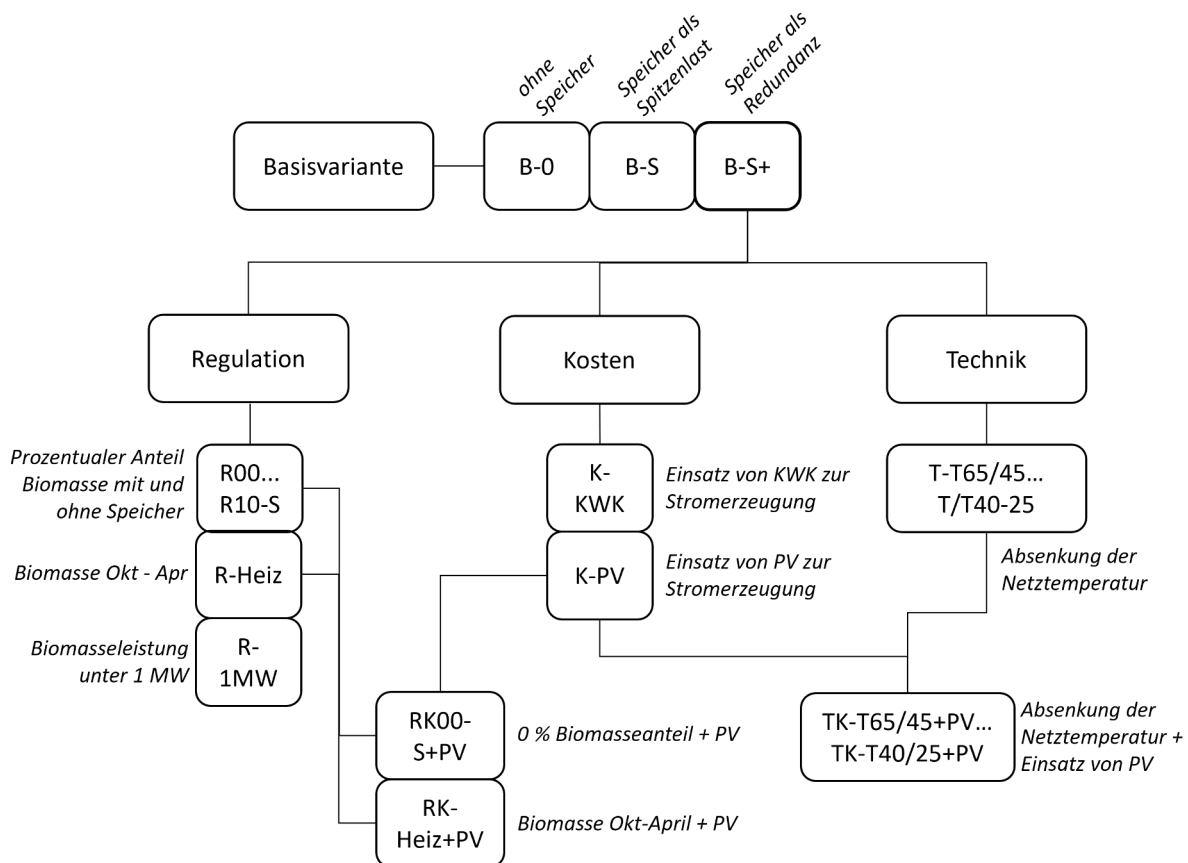


Abbildung 5.6: Übersicht über die verschiedenen Varianten aus den drei Kategorien Regulation, Kosten und Technik und deren Verknüpfung

eine Betriebsbeschränkung für die Monate Mai bis September festgelegt und das System simuliert. Aus den Ergebnissen wurde die maximale über die Wärmepumpe erzeugte Wärmemenge pro Monat in den Monaten Mai bis September bestimmt und in selber Höhe auf die Monate der Heizperiode (Oktober bis April) angerechnet. Die restliche Wärmemenge in den Heizmonaten muss demnach über den Biomassekessel erzeugt werden. Die Summe der Wärmemengen ergab die absolute Anzahl Megawattstunden für die Betriebsbeschränkung des Biomassekessels ($< 2.907 \text{ MWh} \hat{=} 48 \% \text{ an der Gesamtwärmeerzeugung}$).

Beschränkung des Biomassekessels auf 1 MW Leistung

Ab 1 MW Leistung wird bei Feuerungsanlagen eine entsprechende Genehmigung nach BImSchV benötigt. Daher macht es im Grenzbereich Sinn die maximale Leistung auf diesen Wert zu beschränken. Im Rahmen der Simulation wurde die Leistung des Biomassekessels auf 1 MW beschränkt.

5.3.2 Veränderung der Strombezugskosten

Für die untersuchte Energiezentrale wurde für die Wärmepumpe bei gegebenen Betriebsparametern ein durchschnittlicher COP von 3,37 und für den Biomassekessel einen Wirkungsgrad von 102 % angenommen. Unter Vernachlässigung der Investitionskosten muss folgende Gleichung für eine wettbewerbsfähige Wärmepumpe gegeben sein.

$$\frac{\text{Strompreis}}{\text{COP}} \leq \frac{\text{Biomassepreis}}{\eta} \quad (5.1)$$

Die Veränderungen der Energiepreise sind marktabhängig und lassen sich nicht direkt beeinflussen. Jedoch lässt sich der durchschnittliche Strombezugspreis durch die Einbindung von stromerzeugenden Anlagen reduzieren. Dies kann durch PV- oder KWK-Anlagen geschehen. Dementsprechend wurde zum einen die Möglichkeit der Einbindung einer PV-Anlage in das Anlagensystem geprüft (Variante K-PV) und zum anderen der Biomassekessel durch eine Biomasse-KWK-Anlage ersetzt (Variante K-KWK).

Integration von PV-Anlagen zur Senkung der Strombezugskosten

Da sich PV-Anlagen auch ohne Anbindung an ein Wärmenetz wirtschaftlich darstellen lassen, wird in nPro bei einer Einspeisevergütung von 7 ct/kWh die PV-Anlage auf ein Maximum ausgelegt. Auf Grund der begrenzten Flächenverfügbarkeit und der Regeln zur Direktvermarktung von PV-Strom wurde für die untersuchte Variante eine maximale Leistung von 1 MWp beziehungsweise 5.882 m² Kollektorfläche angesetzt.

Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

In einer weiteren Variante wurde der Biomassekessel durch ein Biomasse-BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 14 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 83 % ersetzt. Die Einspeisevergütung wurde auf 10 ct festgelegt.

5.3.3 Verbesserung des COP der Wärmepumpe durch Absenkung der Netztemperatur

Eine technische Herangehensweise für eine mögliche Reduktion des Biomasseanteils an der Gesamtwärmeerzeugung ist die Anhebung des COP der GWWP. Dadurch sinken die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe und diese wird wirtschaftlich konkurrenzfähig. Unter den gegebenen Energiebezugskosten und ohne Berücksichtigung der Investitionskosten müsste der COP auf 4,75 steigen, um die höheren Strompreise im Gegensatz zu den Biomassebezugskosten zu kompensieren. Bei einer Absenkung der Netztemperatur wird jedoch ab einem gewissen Punkt eine Netzvorlauftemperatur erreicht, die nicht mehr in allen Gebäuden die vom Heizsystem benötigte Vorlauftemperatur bedienen kann. Aus diesem Grund wurden die Gebäude in nPro mit einem Heizstab modelliert, der für den beschriebenen Fall die Netztemperatur auf das benötigte gebäudeinterne Temperaturniveau anhebt. Sowohl die Investitionskosten für die Heizstäbe als auch die entsprechenden Energiekosten für den Strombezug werden im Gesamtkonzept berücksichtigt und in die spezifischen jährlichen Zahlungen eingerechnet. Um die Veränderung im Gesamtkonzept besser darstellen zu können wurden neben der Basisvariante noch sechs weitere Temperaturvarianten simuliert in denen die Netzvorlauftemperaturen sukzessive von 70 °C auf 40 °C und die Netzurücklauftemperaturen von 45 °C auf 25 °C reduziert werden. Dabei wird die Netzspreizung von 25 K auf 15 K reduziert, sodass sich die in Abbildung 5.7 dargestellten Varianten ergeben. Der COP der Wärmepumpe wurde, wie in der Basisvariante monatsweise berechnet und in nPro hinterlegt. Durch die reduzierte Spreizung der Netztemperatur steigen auch die Volumenströme im Netz. Für den größten Querschnitt DN 150 steigen die Volumenströme von maximal 111 m³/h in der Basisvariante B-S+ auf 176 m³/h in der Variante mit geringster Spreizung T-T40/25. Dieser erhöhte Volumenstrom ist für das gewählte Rohrsystem nicht ideal, kann aber damit abgedeckt werden, sodass hier keine Änderungen vorgenommen wurden.

5.3.4 Weitere Kombinationen

In einer weiteren Variantenreihe TK-65/42+PV bis TK-40/25+PV wurde die Auswirkung der Kombination aus technischer Optimierung der Wärmepumpe und Anhebung des COP durch Reduktion der Netztemperatur sowie Kostenreduktion des Strombezugspreises durch Eigenerzeugung untersucht. Die Simulationen wurden wie bereits beschrieben aufgebaut und miteinander kombiniert. Außerdem wurden die beiden Varianten R-Heiz und K-PV miteinander zur Variante RK-Heiz+PV kombiniert. Die Methodik blieb dabei unverändert. Für eine weitere Referenzvariante ohne Biomasseanteil wurde außerdem die Variante R00-S mit der Variante K-PV kombiniert.

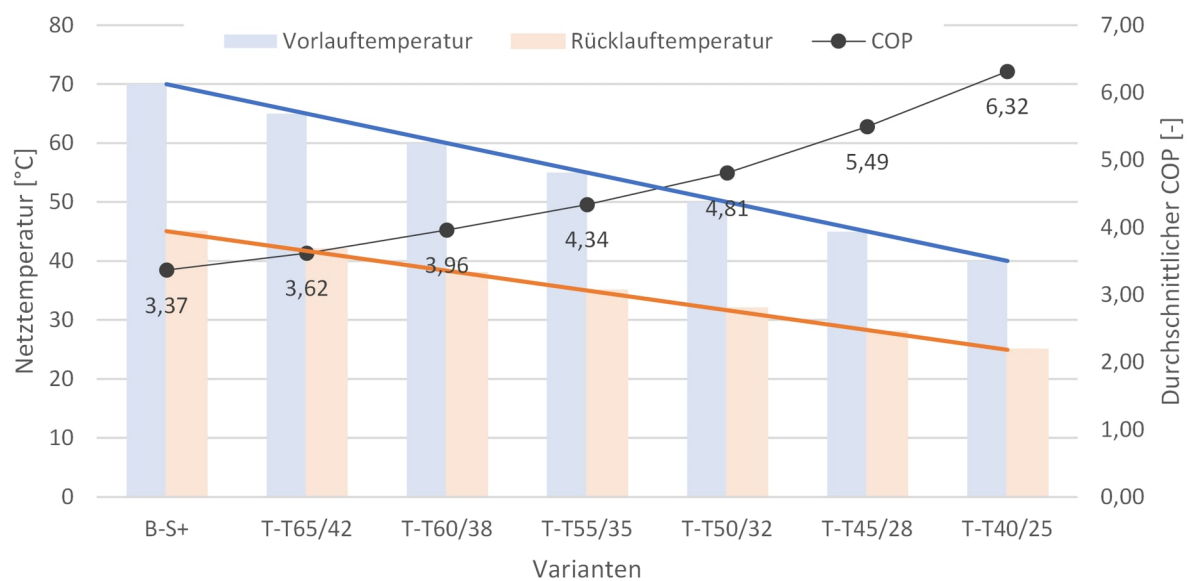


Abbildung 5.7: Übersicht über Vor- und Rücklauftemperaturen der verschiedenen Temperaturenvarianten T-T65/42 bis T-T40/25 und der entsprechende durchschnittliche COP der GWWP für die Betriebspunkte

5.4 Ergebnisse

5.4.1 Ergebnisse der Basisvarianten

Im Rahmen der Basisvarianten B-0, B-S und B-S+ wurde die Abwärmequelle als wirtschaftlichste Wärmequelle in allen Basisvarianten vollständig genutzt und ergänzt den Biomassekessel, welcher mit 86,6 % den größten Anteil am Wärmebedarf deckt und damit den Referenzwert vorgibt. Die GWWP wurde von nPro in keiner der Basisvarianten in das Konzept integriert. Wie in Abbildung 5.8 zu erkennen führt der Einsatz eines Wärmespeichers zur Spitzenlastabdeckung mit einer Wärmekapazität von 17,5 MWh (755 m³) fast zu einer Halbierung der maximalen Erzeugerleistung des Biomassekessels und steigert die Vollbenutzungsstunden deutlich von 1.649 h/a auf 3.196 h/a. Die Auslegung des Wärmespeichers als Redundanz mit 39 MWh Speicherkapazität (1.684 m³) führt nur noch zu einer im Vergleich geringen Reduktion der Spitzenlast um etwa 10 % und einer Steigerung der Vollbenutzungsstunden des Biomassekessels von 3.196 h/a auf 3.535 h/a. Durch den Einsatz eines Wärmespeichers zur Spitzenlastabdeckung (B-S) verbessert sich die Wirtschaftlichkeit des Systems deutlich von 4,90 €/m² auf 7,16 €/m². Durch den Einsatz des Redundanzspeichers (B-S+) fällt die Wirtschaftlichkeit mit 7,14 €/m² nur marginal geringer aus.

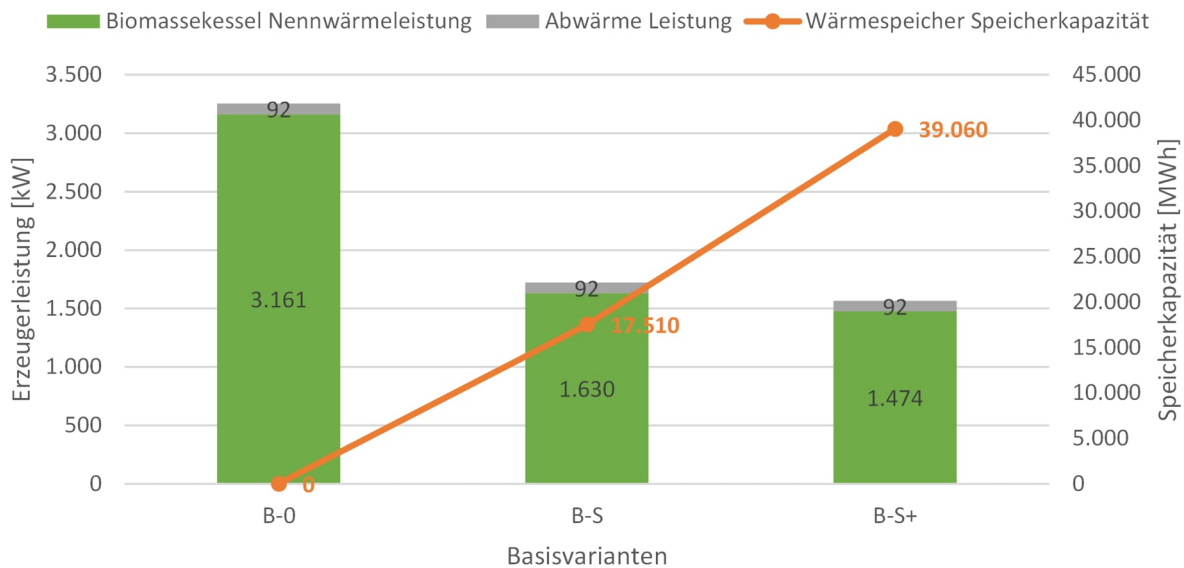


Abbildung 5.8: Vergleich der Basisvarianten nach Erzeugerleistung und Wärmespeicherkapazität

Tabelle 5.3: Vergleich der jährlichen Zahlungen in €/m² Nutz- beziehungsweise Wohnfläche in den Varianten mit vorgegebenen Biomasseanteil an der Gesamtwärmeerzeugung

Variante	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
ohne Speicher	2,31	2,77	3,07	3,35	3,63	3,90	4,18	4,45	4,72	4,90	4,90
mit Speicher	4,72	5,03	5,32	5,59	5,87	6,15	6,42	6,69	6,96	7,14	7,14

5.4.2 Ergebnisse der regulativen Varianten

Die Ergebnisse der Varianten R00 bis R10 zeigen, dass bereits bei einem geringen Anteil von 10 % ein Biomassekessel von etwa 2 MW Leistung eingesetzt wird. Die Leistung des Biomassekessels nimmt dann kontinuierlich zu und verdrängt zunehmend die GWWP. Bereits bei 90 % Anteil verschwindet die GWWP aus dem Energiekonzept. Wird ein Wärmespeicher berücksichtigt, reduzieren sich die Leistungskapazitäten der Wärmeerzeuger deutlich um durchschnittlich 51,7 %. Werden die Randvarianten R00 und R10 beziehungsweise R09 nicht mit betrachtet wirkt sich die Einbindung des Wärmespeichers hauptsächlich auf die Leistung des Biomassekessels aus, dessen Leistung gegenüber den Varianten ohne Wärmespeicher um etwa 53 % (R08) bis 77 % (R01) reduziert wird. Eine Übersicht über die Varianten R00 bis R10 beziehungsweise R00-S bis R10-S ist in Abbildung 5.9 dargestellt. Die Wirtschaftlichkeit der Varianten verhält sich proportional zum untersuchten Biomasseanteil und steigt mit zunehmendem Anteil des Biomassekessels an der Gesamtwärmeerzeugung (siehe Tabelle 5.3).

Die Ergebnisse der Variante R-Heiz zeigen eine konstante Wärmeerzeugung der GWWP über die Heizperiode. Der zunehmende Wärmebedarf wird vor allem durch den Biomassekessel gedeckt. In den

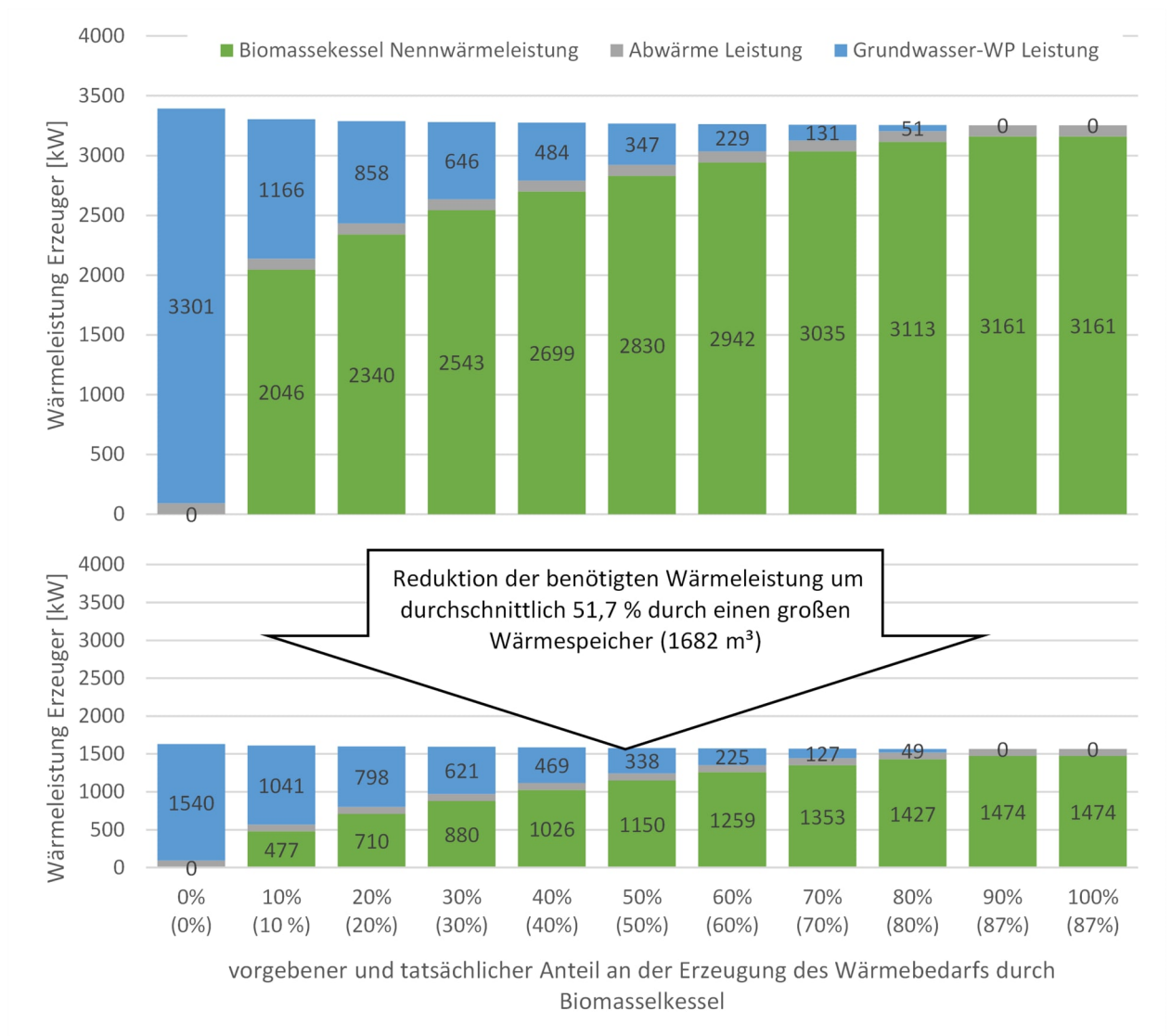


Abbildung 5.9: Wärmeleistung der verschiedenen Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des vorgegebenen und tatsächlichen (in Klammern) Biomasseanteils an der Gesamtwärmeerzeugung ohne Wärmespeicher (oben) und mit großem Wärmespeicher (unten). Die Abwärmeleistung ist mit 92 kW über alle Varianten konstant gleich

Monaten Mai bis September ist der Biomassekessel komplett inaktiv (siehe Abbildung 5.10 oben). Im Jahresprofil ist die Abstufung der verschiedenen Wärmeerzeuger zur Lastabdeckung erkennbar (siehe Abbildung 5.10 mittig). Die Abwärmequelle fährt das ganze Jahr über mit konstanter Leistung als niedrigste Grundlast. Darauf baut die GWWP mit ebenfalls hohen Volllaststunden (6.741 h/a) auf. Teile der Grundlast und die Mittellast werden über den Biomassekessel mit 2.575 Volllaststunden pro Jahr abgedeckt. Die Spitzenlastabdeckung geschieht über den Wärmespeicher, welcher auf Grund seiner Größe nur 13 volle Ladezyklen pro Jahr erreicht. Diese Ergebnisse spiegeln sich auch in der Verteilung von Erzeugerleistung und Jahreswärmemenge wider (siehe Abbildung 5.10 unten). Die Abwärmequelle liefert mit 6 % der gesamten Erzeugerleistung 14 % der Jahreswärmemenge. Die GWWP hat einen Anteil von 23 % an der Erzeugerleistung und speist damit 38 % der Jahreswärmemenge ins Netz ein. Die restlichen 71 % der Erzeugerleistung werden vom Biomassekessel belegt, welcher aber nur 48 % der Jahreswärmemenge abdeckt. Die Wirtschaftlichkeit ergibt sich zu 6,12 €/m².

In der Variante R-1MW wird der Biomassekessel auf die maximale Leistung von 1 MW ausgelegt und durch eine GWWP mit 0,50 MW und einer Laufzeit von 1.227 h/a ergänzt. Dabei liegt der Biomasseanteil an der Gesamtwärmeerzeugung bei 77,8 %. Die jährlichen Zahlungen pro Nutz- und Wohnfläche ergeben sich zu 6,9 €/m².

5.4.3 Ergebnisse der Varianten zur Senkung der Stromkosten

Die resultierende Anlagenkonstellation der Variante K-PV ist in Abbildung 5.12 dargestellt. Beginnend mit der Stromseite zeigt sich, dass die auf 1 MWp PV-Anlage einen Ertrag von 1.100 MWh/a erzielt. Davon können 47,5 % durch die Wärmepumpe und für Pumpenstrom genutzt werden, sodass sich ein Autarkiegrad von 79,9 % ergibt. Durch die geringen Wärmegegestehungskosten der Wärmepumpe in Kombination mit einer PV-Anlage ist in den Sommermonaten Juni bis August die Wärmepumpe in Kombination mit dem Wärmespeicher die wirtschaftlichste Wärmequelle und verdrängt auch die Abwärmequelle, sodass diese nur noch auf 6.034 Vollbenutzungsstunden pro Jahr kommt. Biomassekessel und GWWP haben in dieser Variante ähnliche Vollbenutzungsstunden mit 3.542 h/a und 3.762 h/a und der Anteil der Leistung an der Gesamterzeugerleistung entspricht in etwa dem Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung (siehe Abbildung 5.13). Der Anteil Biomasse an der Gesamtwärmeerzeugung liegt in dieser Variante bei 59,2 %. Aus ökonomischer Sicht ist diese Variante mit 7,12 €/m² vergleichbar mit den bisher wirtschaftlichsten Varianten.

In Abbildung 5.11 ist das Lastprofil einer Betriebswoche in der Übergangszeit Ende April dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Betrieb der GWWP an die Photovoltaikerzeugung gekoppelt ist. Übersteigt die Wärmepumpenleistung die benötigte Leistung auf der Lastseite wird der Überschuss in den Wärmespeicher geladen. Je nach Wärmebedarf reicht diese Speicherladung dann bis zum nächsten Tag. Gegebenenfalls muss mit dem Biomassekessel zugeheizt werden. In der Heizperiode wird der Wärmespeicher vor allem über den Biomassekessel für die Spitzenlastabdeckung aufgeladen.

Die Auslegung der Variante K-KWK führt zu einer Leistung des Biomasse-BHKW von 249 kW_{eI} und 1.476 kW_{th}. Die Abwärmequelle wird in das Anlagenkonzept integriert, aber nur mit 960 h/a

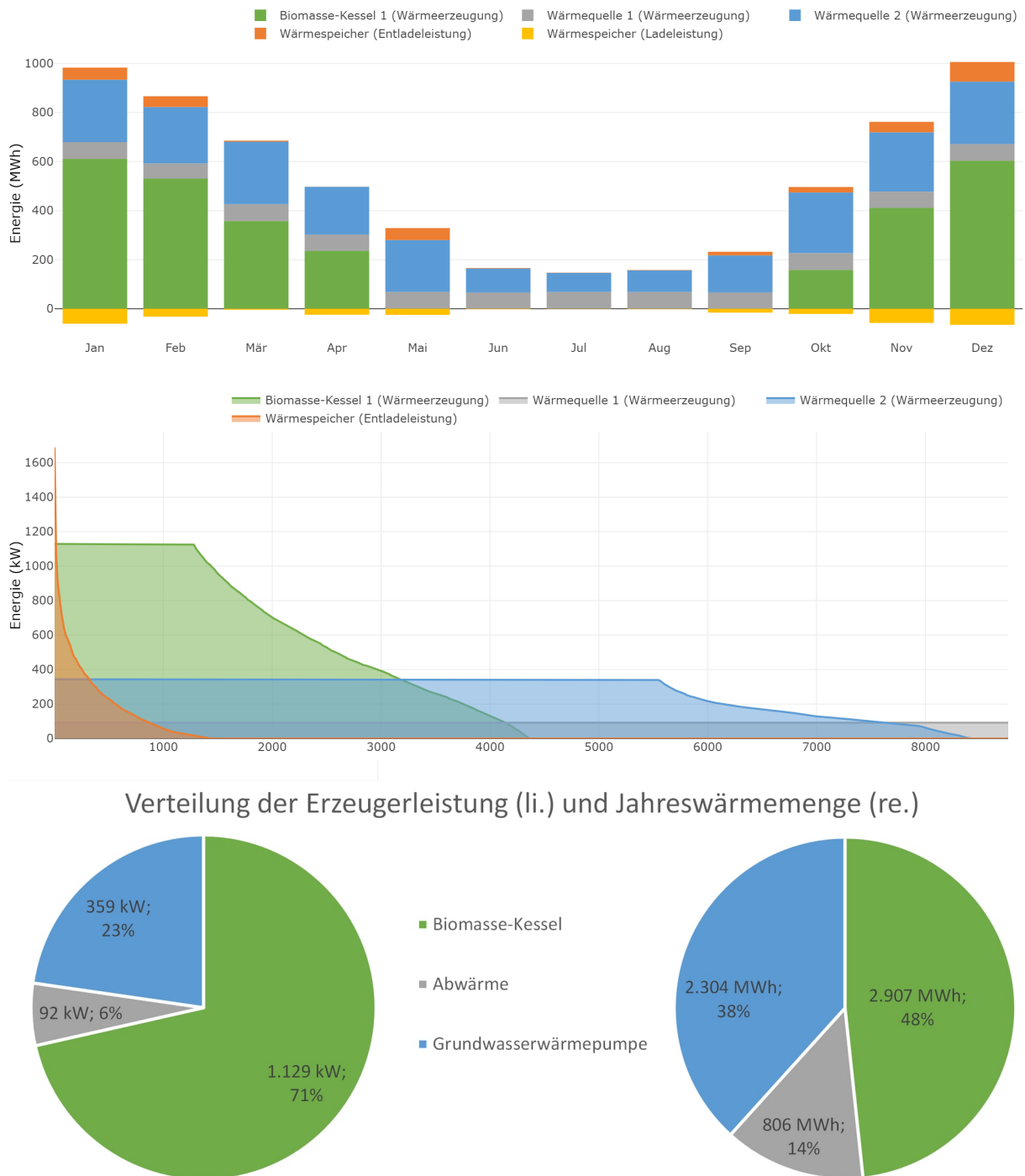


Abbildung 5.10: Monatswerte (Oben) und Jahresdauerlinie (Mitte) der Erzeuger in der Variante R-Heiz (Wärmequelle 1: Abwärme, Wärmequelle 2: GWWP), Abbildungen aus nPro. Verteilung der Erzeugerleistung und Jahreswärmemenge nach Biomassekessel, Abwärme und GWWP (Unten)

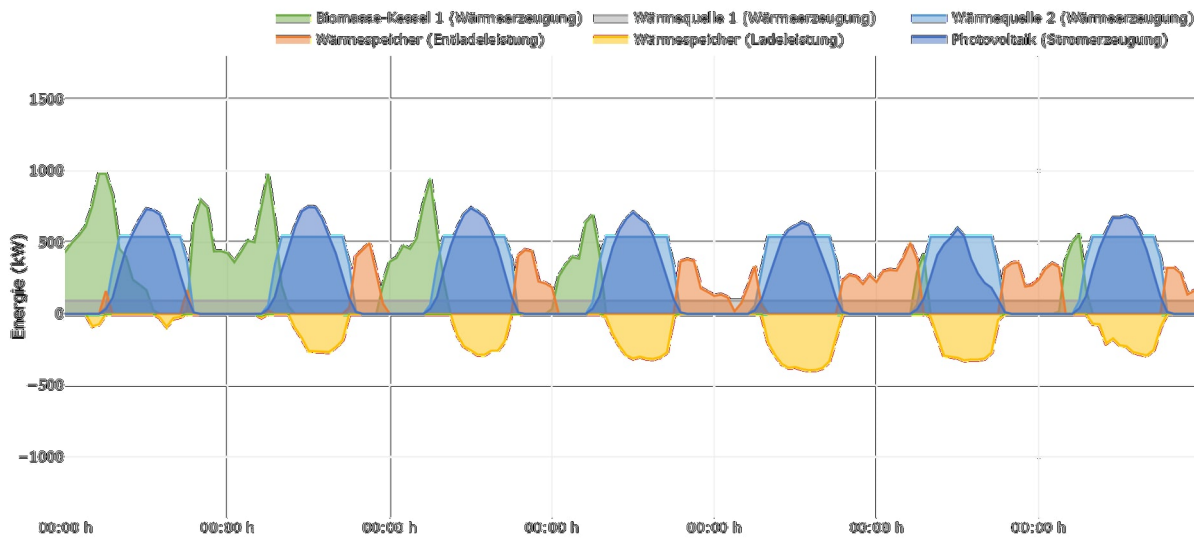


Abbildung 5.11: Lastprofil einer Woche in der Variante K-PV während der Übergangszeit Ende April (Wärmequelle 1: Abwärme, Wärmequelle 2: GWWP), Abbildungen aus nPro

betrieben. Die GWWP wurde im Energiekonzept nicht berücksichtigt. Eine kurze Sensitivitätsanalyse ergab, dass die GWWP erst bei einer Absenkung der Einspeisevergütung auf 7,5 ct/kWh wieder in das Energiekonzept integriert wird. Der Anteil des Biomasse-BHKW an der Gesamtwärmeerzeugung liegt bei 99,5 %. Unter Berücksichtigung des zusätzlichen Brennstoffes für die Stromerzeugung wird 116,3 % Biomasse verwendet. Die Wirtschaftlichkeit steigt deutlich auf 10,5 €/m².

5.4.4 Ergebnisse der Absenkung der Netztemperatur

Die Ergebnisse der Varianten mit Absenkung der Netztemperatur zeigen, dass erst unterhalb einer Netztemperatur von 45 °C Vorlauf und 28 °C Rücklauf und einem daraus resultierenden mittleren COP von 5,49 die Wirtschaftlichkeitsschwelle der GWWP überschritten und die Wärmepumpe im Konzept integriert wird (siehe Abbildung 5.14). Bei der Variante mit den geringsten Netztemperaturen (T-T40/25) trägt die Wärmepumpe einen Anteil von 70,6 % zur Wärmeversorgung des Netzes bei und senkt den Anteil der Biomasse auf 16,3 % an der Gesamtwärmeerzeugung. In allen anderen Varianten dominiert weiterhin der Biomassekessel. Dennoch sinkt der Anteil der Biomasse an der Gesamtwärmeerzeugung mit abnehmenden Netztemperaturen leicht von 86,6 % auf 77,5 % . Dies wird hauptsächlich durch die Reduktion der Netzwärmeverluste von 719 MWh/a auf 326 MWh/a und die elektrische Wärmeerzeugung der dezentralen Heizstäbe erreicht. Auf der Kostenseite steigt die spezifische jährliche Zahlung zunächst von 7,14 €/m² auf 7,18 €/m² in der Variante T-T65/42 an und fällt dann kontinuierlich auf 5,97 €/m² in der letzten Variante.

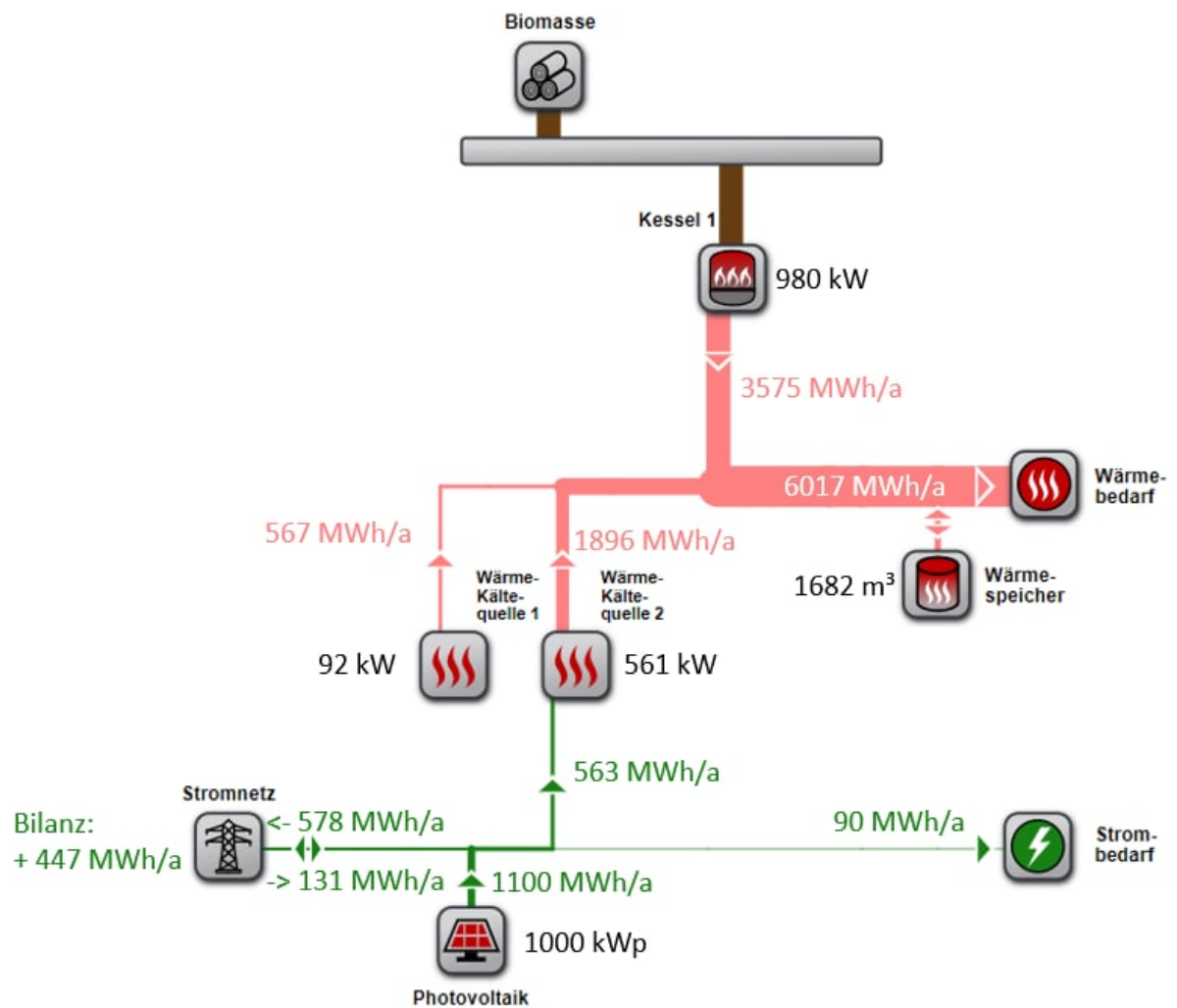


Abbildung 5.12: Anlagenkonstellation der Variante K-PV mit Angabe der Energieflüsse und Leistungen (Darstellung aus nPro mit eigenen Ergänzungen)

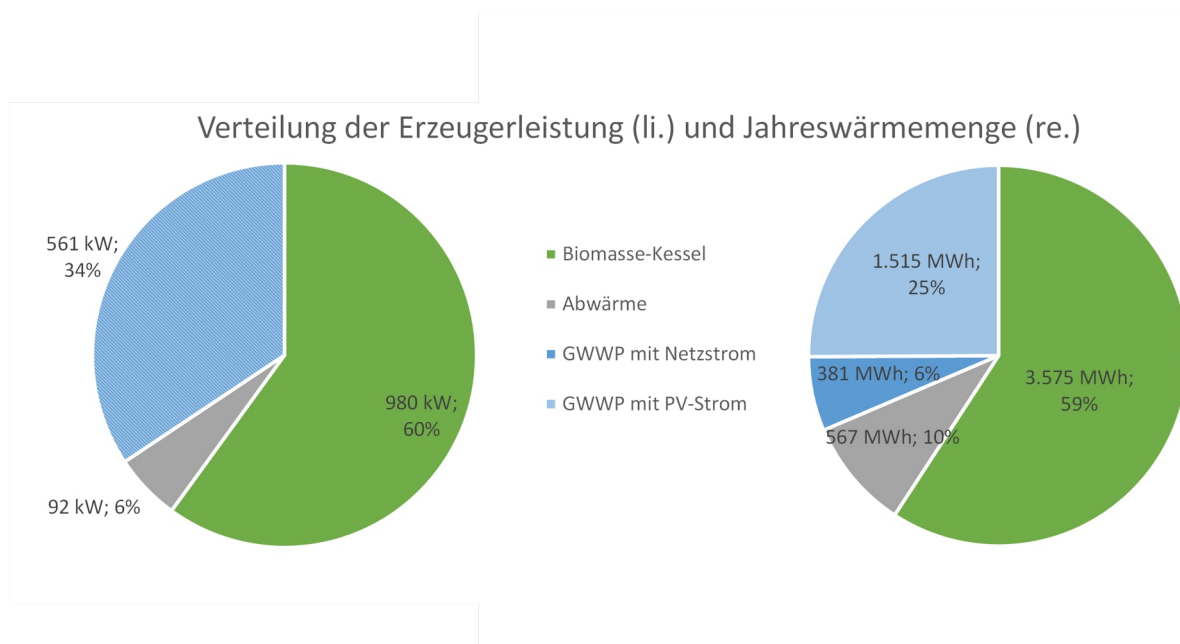


Abbildung 5.13: Verteilung der Erzeugerleistung und Jahreswärmemenge nach Biomassekessel, Abwärme und GWWP in Variante K-PV

5.4.5 Ergebnisse der Kombinationen

Die Ergebnisse der TK-Varianten sind in Abbildung 5.14 (unten) dargestellt. Die Reduktion der Netztemperatur hat in dieser Variantenreihe deutlichere Auswirkungen auf das Konzept. Bis zur Absenkung der Netztemperatur auf 50 °C VL und 32 °C RL sinkt der Biomasseanteil an der Gesamtwärmeerzeugung kontinuierlich von 59,2 % (K-PV) auf 38,7 %. Dementsprechend verhält sich auch die Verteilung der Wärmeleistung der Erzeuger welche von 980 kW Erzeugerleistung des Biomassekessels auf 572 kW fällt. Die Leistung der Wärmepumpe steigt dementsprechend von 538 kW auf 856 kW an. Unterhalb von 50 °C Netztemperatur ist ein starker Abfall des Biomasseanteils auf nahezu 0 % zu beobachten. die verbleibende Erzeugerleistung von 129 kW (Variante TK-T45/28+PV) beziehungsweise 108 kW (Variante TK-T40/25+PV) weist nur sehr geringe Volllaststunden auf. Ökonomisch betrachtet steigt auch in dieser Variantenreihe der spezifische jährliche Ertrag leicht auf 7,28 €/m² an (Variante TK-T65/42+PV) um dann auf 6,76 €/m² abzufallen (Variante TK-T50/32+PV). Durch Ausscheiden des Biomassekessels als Wärmeerzeuger verbessert sich die Wirtschaftlichkeit wieder leicht auf 6,80 €/m² (Variante TK-T45/28+PV) beziehungsweise 6,90 €/m² (Variante TK-T40/25+PV).

In der Variante RK-Heiz+PV kann durch Einsatz von PV die Leistung des Biomassekessels auf 773 kW gesenkt werden. Im Vergleich zur Variante R-Heiz verbessert sich die Wirtschaftlichkeit deutlich von 4,9 €/m² auf 7,1 €/m². Denselben Effekt hat der Einsatz von PV in der Variante RK00-S+PV. Die spezifischen jährlichen Zahlungen werden von 4,72 €/m² auf 6,04 €/m² angehoben.

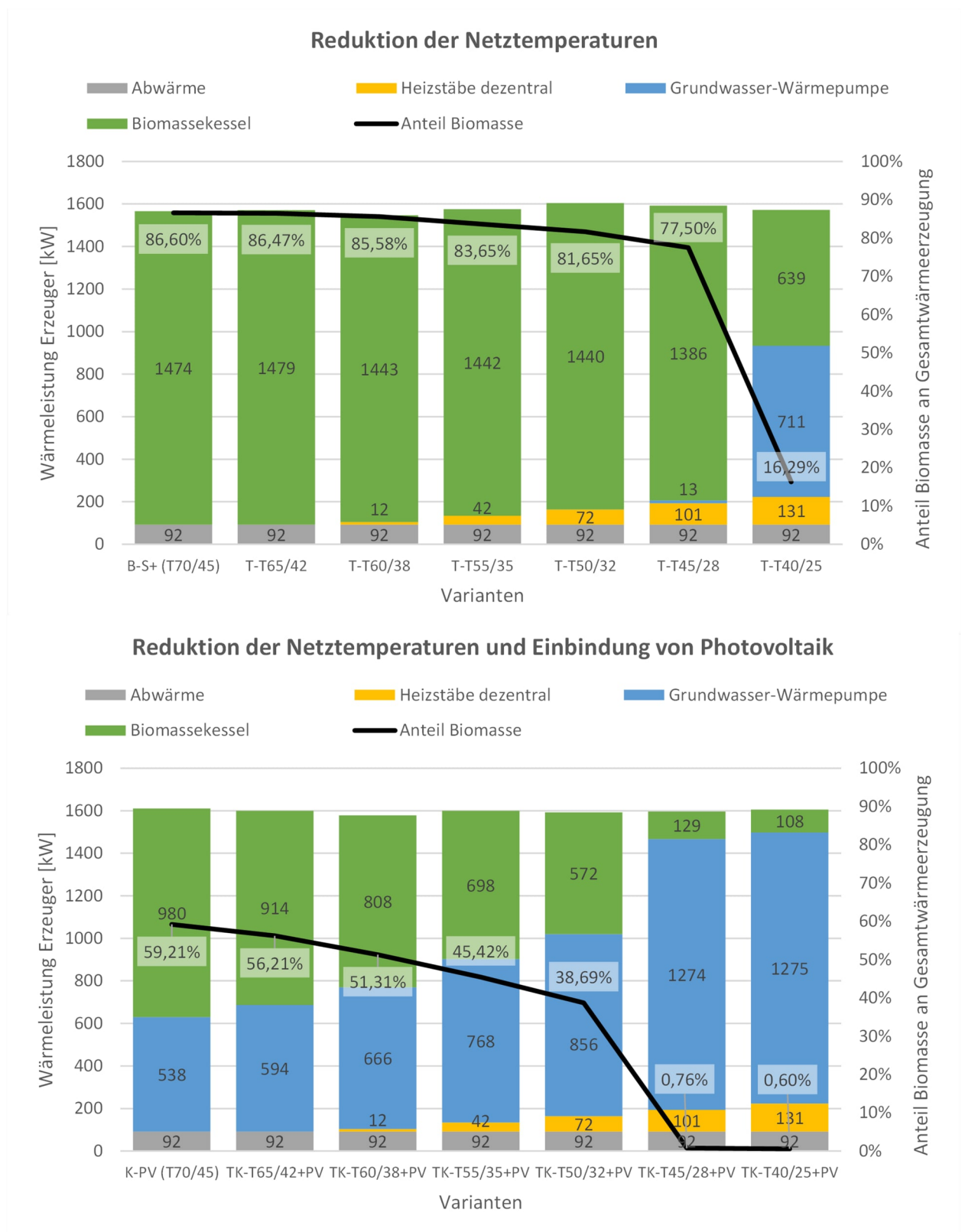


Abbildung 5.14: Darstellung der Leistung der Erzeuger und Biomasseanteil in der Variantenuntersuchung zur Reduktion der Netztemperaturen und Reduktion der Netztemperaturen in Kombination mit der Einbindung von Photovoltaikanlagen ins Konzept

5.5 Diskussion der Varianten

Die durchgeführten Simulationen konnten zeigen, dass eine Reduktion des Biomasseanteils an der Gesamtwärmeerzeugung in der gewählten Anlagenkonstellation aus Biomassekessel, GWWP, Abwärme und großem Wärmespeicher möglich ist. Eine Übersicht der Ergebnisse aller Varianten in Abhängigkeit von spezifischen jährlichen Zahlungen und Anteil der Biomasse ist in Abbildung 5.15 dargestellt.

Im Bereich der regulativen Varianten konnte gezeigt werden, dass sich Wirtschaftlichkeit und Biomasseanteil proportional zueinander verhalten. Eine Biomassereduktion auf Basis eines regulativen Ansatzes ist demnach auch immer mit zusätzlichen Kosten verbunden. Außerdem haben die Varianten gezeigt, dass trotz niedriger Volllaststunden der Einsatz von großen Biomassekesseln durch die geringeren Investitions- und Energiekosten wirtschaftlicher ist als den Anteil an Biomasse zu reduzieren. Ein zusätzlicher großer Wärmespeicher trägt vor allem dazu bei, die Leistung des Spitzenlasterzeugers zu reduzieren und die Wirtschaftlichkeit um mindestens 2,2 €/m² zu verbessern. Zusätzliche Investitionskosten für alternative Redundanzsysteme entfallen. Wird die Leistung des Biomassekessels auf 1 MW beschränkt, kann der Biomasseanteil nur geringfügig reduziert werden. Jedoch hat sich gezeigt, dass die Anlagenkonstellation aus 1 MW Biomassekessel und 0,5 MW GWWP vergleichbar mit der Variante R04-S mit 40 % Biomasseanteil ist. Dies lässt den Rückschluss zu, dass zu Lasten der Wirtschaftlichkeit unterschiedliche Biomasseanteile realisiert werden können. Somit ist eine flexible Anpassung auf veränderliche Marktsituationen ohne eine Veränderung des Energiesystems möglich.

Durch die Integration von PV-Anlagen in das System konnte der Biomasseanteil auf etwa 60 % gesenkt werden, ohne die Wirtschaftlichkeit signifikant zu beeinträchtigen. Die Analyse der Lastprofile der Variante K-PV stellt die Relevanz des Wärmespeichers für die effiziente Nutzung volatiler Erzeuger heraus, was sich auch in dem hohen Autarkiegrad von knapp 80 % und der erhöhten Anzahl an Ladezyklen des Wärmespeichers widerspiegelt. Der Einsatz von KWK hingegen hat den Einsatz von Biomasse durch die zusätzliche Stromerzeugung deutlich intensiviert, weshalb diese Variante auch nicht weiterverfolgt wurde. Dabei hatte eine von Aste et al. durchgeführte Simulation eines Anlagenkonzeptes bestehend aus GWWP, Biomasse-KWK und PV-Anlagen zur Versorgung eines Netzes mit Wärme und Kälte in Norditalien gezeigt, dass sich ein Biomasseanteil von 62 % im Winter und 0 % (reguliert) im Sommer realisieren lässt. Das untersuchte Netz profitiert dabei von Synergien aus der Gebäudekühlung, führt jedoch keine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durch [70]. Aus diesem Grund wäre eine Betrachtung einer Kombination aus KWK und PV in der vorliegenden Arbeit eine weitere sinnvolle Variante gewesen, welche aber durch die Eingabemöglichkeiten in nPro limitiert wurden². Durch die Verwendung von dynamischen Kosten, Strompreisen und erzeugerspezifischen Einspeisevergütungen ließen sich die entstehenden Synergien zwischen KWK, WP, PV und Wärmespeicher noch besser darstellen.

Die Ergebnisse der Varianten T-T65/42 bis T-T40/25 haben gezeigt, dass der COP der Wärmepumpe deutlich höher sein muss als erwartet, um eine ökonomisch attraktive Option gegenüber

²In der verwendeten Version von nPro sind statische Kosten und nur eine Einspeisevergütung pro Sektor als Eingabe vorgesehen.

dem Biomassekessel darzustellen. Durch zusätzliche Investitionskosten führt die Absenkung der Netztemperatur zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit ohne deutliche Auswirkungen auf den Biomasseanteil zu haben. Wie der Verlauf in Abbildung 5.15 zeigt, sind regulative Maßnahmen der Temperaturabsenkung als Einzelmaßnahme vorzuziehen, solange die Vorlauftemperatur des Netzes die Vorlauftemperatur der zu versorgenden Gebäude übersteigt. Bei Unterschreitung können die zusätzlichen Investitionskosten für Heizstäbe und die Betriebskosten nicht durch die reduzierten Netzverluste kompensiert werden. Dieser Effizienzverlust wird auch von Ommen et al. beschrieben [140]. Eine Ausnahme ist Variante T-T40/25, bei der die Wirtschaftlichkeitsschwelle der Wärmepumpe durch den hohen COP überschritten wurde. In der durchgeführten Simulation wurden die zusätzlichen Kosten in das Gesamtkonzept eingerechnet. Die Kostenbetrachtung ist demnach auch vom Betreiber- und Abrechnungsmodell abhängig. Wird die Einzelmaßnahme der Temperaturabsenkung mit dem Einsatz von PV-Anlagen kombiniert zeigt sich ein anderes Bild. Die Reduktion der Netztemperaturen führt, verstärkt durch günstigen PV-Strom, zu einem deutlich sinkenden Biomasseanteil. Die Wirtschaftlichkeit sinkt dabei nur gering und steigt ab Variante TK-T50/32+PV sogar wieder an.

Die Simulationen haben gezeigt, dass sich ohne großen Wärmespeicher und den Einsatz von PV, der Biomasseanteil nur durch direkte regulative Maßnahmen sinnvoll reduzieren lässt. Während der Wärmespeicher als Einzelmaßnahme vor allem die Wirtschaftlichkeit verbessert, hat der Einsatz von PV Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit, Biomasseanteil und verstärkt die positiven Effekte einer Temperaturabsenkung. Die Auswirkungen der PV-Anlagen werden durch den Wärmespeicher nochmals gesteigert. Aus Sicht des Autors stehen aus diesem Grund fünf Varianten im Vordergrund.

- **TK-T65/42+PV:** Diese Variante wurde mit 912 kW Biomassekessel und 594 kW GWWP ausgelegt und erreicht damit einen Biomasseanteil von 56,21 %. Dennoch ist sie die wirtschaftlichste Variante ohne KWK. Die relativ ausgewogene Verteilung der Leistungen erlaubt eine flexible Anpassung an rechtliche oder gesellschaftliche Ansprüche und die Marktsituation.
- **RK00-S+PV oder TK-T40/25+PV:** Beide Varianten weisen quasi keinen Biomasseanteil auf und eignen sich demnach für eine Null-Biomasse-Politik. Während RK00-S+PV auf den üblichen Netztemperaturen betrieben wird, wird die Variante TK-T40/25+PV auf sehr niedrigen Netztemperaturen betrieben und ist damit nicht für alle Gebäude gleich gut geeignet.
- **R-Heiz oder T-T40/25:** Diese beiden Varianten stehen im Vordergrund, wenn keine PV-Anlagen zur Einbindung in das Energiekonzept zur Verfügung stehen sollten. Die Variante R-Heiz bietet ein sinnvolles regulatives Konzept auf Basis einer Biomassepause in den Sommermonaten. Die Variante T-T40/25 mit sehr niedrigen Netztemperaturen hat nur einen geringen Biomasseanteil unter 20 % und ist deutlich wirtschaftlicher als vergleichbare regulative Varianten.

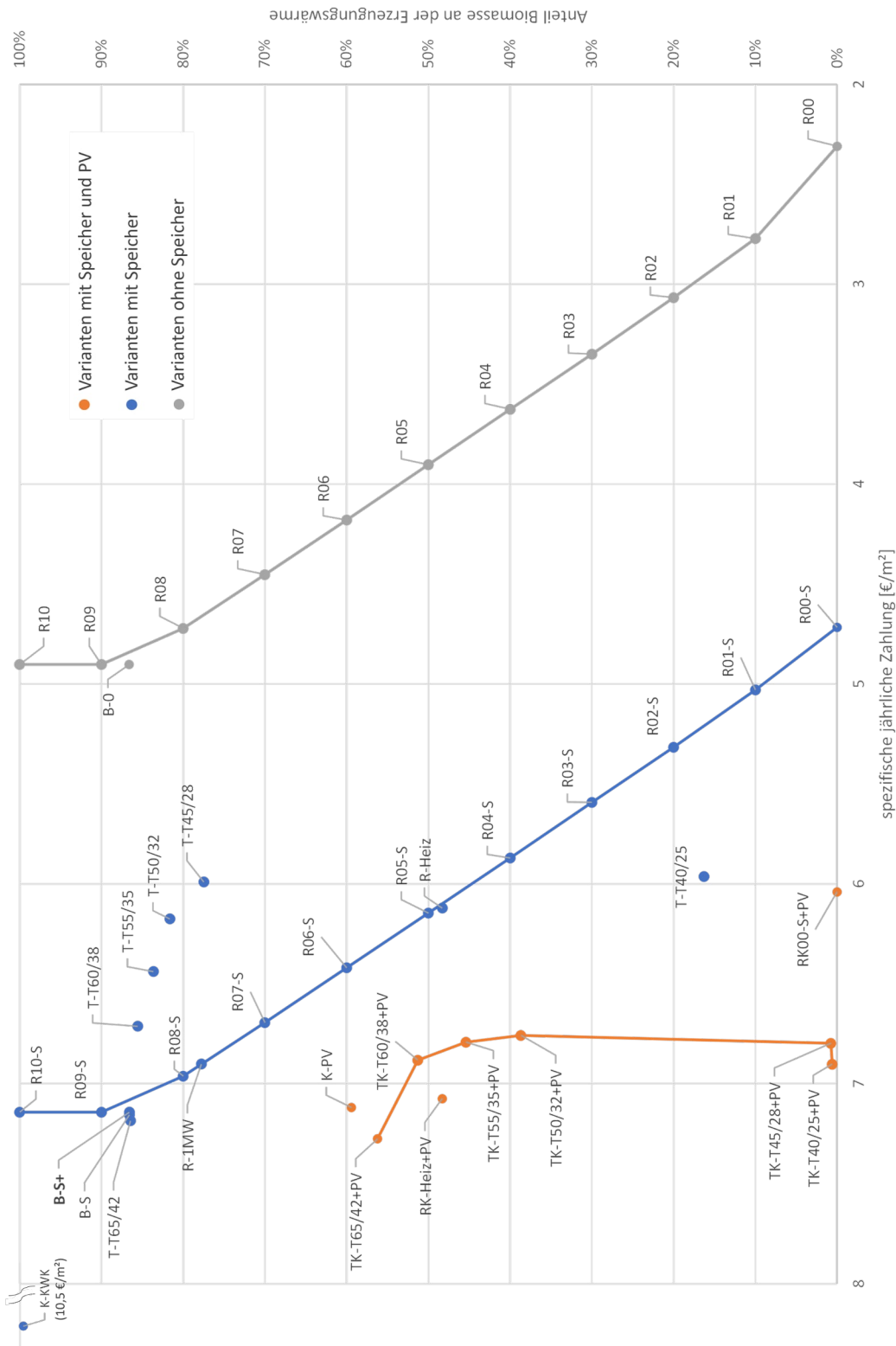


Abbildung 5.15: Darstellung aller Varianten in Abhängigkeit von spezifischen jährlichen Zahlungen in €/m² und Anteil der Biomasse an der Gesamtwärmeerzeugung

6 Diskussion und Ausblick

Der Kern dieser Arbeit stellt die Potenzialanalyse verfügbarer Wärmequellen in Hirschau dar. Primär kommen sieben der 15 untersuchten Wärmequellen für eine nachhaltige Wärmeversorgung des Ortes in Frage. Während im ersten Schritt vor allem technische und regulative Faktoren bei der Auswahl eine Rolle gespielt haben, wurden bei der Analyse auch soziale, gesellschaftlich-politische, ökologische, ökonomische, geographische und geologische Faktoren berücksichtigt. Dies stellt die Komplexität und Herausforderung der Wärmewende dar, die gerne als technisch-ökonomisches Problem betrachtet wird [51], [184], [185]. Die Diversität der Wärmequellen bietet aber auch die Chance der Anpassung an regionale Gegebenheiten. Die Potenzialanalyse ergab, dass etwa ein Drittel der Wärmequellen besonders gut für den Ort Hirschau geeignet sind. Diese detaillierte Betrachtung und die Berücksichtigung multipler Faktoren kann in großflächigen Untersuchungen wie den kommunalen Wärmeplänen nicht abgebildet werden, sodass nur wenig Übereinstimmung mit den Potenzialen Hirschaus im KWP Tübingen und der vorliegenden Arbeit bestehen. Die im KWP Tübingen vorgeschlagenen FFST-Anlagen wurden in dieser Arbeit auf Grund der Flächenverfügbarkeit ausgeschlossen. Die Potenziale von geothermischen Quellen wurden auf Grund ihrer Unsicherheiten hauptsächlich der dezentralen Versorgung über WP zugeordnet. Dennoch bietet der KWP Tübingen eine wichtige Basis mit der Ausweisung der Fokus- und Fernwärmeeignungsgebiete sowie der Bereitstellung von Daten zu Wärme- und Energiebedarf, Erzeugerstruktur und bestehenden Netzen. Mit dem Ausblick auf die Entwicklung der Wärmeversorgung konnten außerdem die Szenarien und Konzepte zielgerichtet entwickelt und evaluiert werden.

Aus der Potenzialanalyse ergeben sich neben möglichen Wärmequellen auch die örtlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen sowie geplante Entwicklungen. So konnte beispielsweise das Neubaugebiet Burgäcker Süd als Ankerkunde und Startpunkt für den Aufbau eines Wärmenetzes bestätigt werden, auch wenn der Wärmebedarf aus dem Bestand dominiert und für das Netzregime entscheidend ist. Limitationen ergaben sich bei der Erfassung der Bedarfe im Gewerbegebiet. Ohne eine detaillierte Erfassung der Wärmemengen und Temperaturniveaus ist die Entwicklung von Versorgungskonzepten und deren Simulation stark limitiert, was dazu geführt hat, dass das Gewerbegebiet trotz vorhandener Potenziale nicht intensiver betrachtet werden konnte. Zukünftige Untersuchungen sollten eine detaillierte Datenerhebung und mögliche Workshops als Beteiligungsprozess in Betracht ziehen, um die Potenziale besser erfassen zu können.

Aus den drei Szenarien wurde das umfangreichste Szenario für die Erstellung einer Simulation ausgewählt. Als Erzeuger wurden die drei Wärmequellen GWWP, Biomassekessel und Abwärme ausgewählt. Aus rein ökonomischer Betrachtung wurde in der offenen Optimierung das Netz mit 87 % Biomasse-

anteil und 13 % Abwärme ausgelegt und die Wärmepumpe nicht betrachtet. Die darauf aufgebauten Varianten mit regulativen, ökonomischen und technischen Veränderungen konnten die Rahmenbedingungen für unterschiedlichste Energiekonzepte aufzeigen. Besonders hervorzuheben ist, dass die Absenkung der Netztemperatur erst bei sehr niedrigen Temperaturen zu dem gewünschten Effekt der Einsparung von Biomasse geführt hat. Dies hängt auch mit dem überwiegend älteren Gebäudebestand zusammen, der Vorlauftemperaturen $> 60\text{ °C}$ benötigt. Dass Netztemperaturen eine entscheidende Rolle spielen können, zeigte auch die von Wack et al. durchgeführte topologische Optimierung eines Wärmenetzes bei der eine erneuerbare Niedertemperaturquelle mit einem fossil betriebenen BHKW konkurriert. In der Simulation wurde die Mehrzahl der Gebäude auf Grund der höheren Temperaturen an das BHKW angeschlossen [186]. Eine Lösung könnte der Einsatz von effizienteren dezentralen Booster-WP darstellen, die die Funktion der Heizstäbe ersetzen [187]. Außerdem können auch bestehende Wärmeerzeuger in Kombination mit einem dezentralen Speicher als hydraulische Weiche in das Konzept eingebunden werden. Mit dieser Maßnahme öffnet sich außerdem ein größeres Zeitfenster für die Modernisierung der Gebäudehülle und berücksichtigt damit auch sozioökonomische Aspekte.

Die sehr positiven Ergebnisse der Integration von PV-Anlagen in das Konzept legen eine kritische Auseinandersetzung mit der in der Potenzialanalyse angenommenen Flächenverfügbarkeit für FFST- oder FFPV-Anlagen nahe. Mit dem Einsatz und der Notwendigkeit von erneuerbaren Energien für die Wärmeversorgung ist auch ein gesellschaftliches Umdenken bezüglich der Verfügbarkeit von Flächen notwendig. Die Simulationen zeigen die Abwägung von Biomasse gegen PV-Anlagen, aber auch die Vorteile, wenn alle Erzeuger integriert werden und über den groß dimensionierten Wärmespeicher entsprechend flexibel auf Situationen reagiert werden kann.

Die gewählte Anlagenkonstellation und die daraus entwickelten Varianten sind nur ein mögliches Beispiel für eine Wärmeversorgung. Konzepte wie die Kombination aus GWWP und Luft-WP oder eine Fluss-WP in Kombination mit einem Biomasse-BHKW wurden nicht untersucht, sind aber durchaus denkbar. Weitere Untersuchungen könnten zudem den seriellen Betrieb der Erzeuger mit der hier verwendeten bivalent-parallelen Betriebsweise vergleichen. Durch den geringeren Temperaturhub der Wärmepumpe kann von einer verbesserten Wirtschaftlichkeit ausgegangen werden.

Abgeleitet aus den Ergebnissen der Potenzialanalyse sind jedoch als wichtigste zukünftige Maßnahmen die Gutachten für die Eignung der geothermischen Quellen sowie die Machbarkeit einer Flusswasser-WP am Hirschauer Wehr zu sehen. Erst mit den vorliegenden Daten zur Ergiebigkeit der Grundwasserbrunnen, beziehungsweise Wärmeentzugskapazität des Bodens für den Einsatz von Erdwärmekollektoren, können weitere Schritte hin zur Planungsphase genommen werden. Durch die Identifizierung der Potenziale erneuerbarer Wärmequellen und die Simulation des Wärmenetzes konnten jedoch bereits effiziente und umweltfreundliche Lösungen gefunden werden, auf die bei Bedarf zurückgegriffen werden kann.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Bereiche des solaren Deckungsgrades in Wärmenetzen in Kombination mit Wärmespeichern nach [40]–[42]	7
2.2	Theoretische Leistungszahl ε_c des umgekehrten Carnot-Prozesses einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Senkentemperatur T_{hoch} bei verschiedenen Quelltemperaturen $T_{niedrig}$	9
2.3	Vergleich des COP_{real} eines Carnot-Prozesses und eines Lorenz-Zyklus mit einem Wirkungsgrad von 0,5 und einer Quelltemperatur von 10 °C ($\Delta T_{Quelle} = 4K$) in Abhängigkeit von der Wärmesenkentemperatur T_{hoch} mit $\Delta T_{Senke} = 25K$	9
2.4	Untergrundtemperaturen Baden-Württembergs in 500 m Tiefe (linke Seite) und 2.500 m Tiefe (rechte Seite) Abbildungen aus dem LGRB-Kartenviewer [59]	11
2.5	Darstellung möglicher Erschließungen von oberflächennaher Geothermie für ein Wärmenetz durch EWK (A), EWS (B) oder Grundwasser (C) und der Nutzung von Abwasserwärme (D). Grafiken: ©Energie Plus Concept GmbH	12
2.6	Ergiebigkeit der Hydrogeologischen Einheiten in Baden-Württemberg [59]	13
2.7	„Thermische Potenzialkarte für Baden-Württemberg für das Szenario mittlere Wintertemperatur [...] bei einer Entnahmerate von 5 % des MNQ“ Abbildung und Bildunterschrift aus [83]	17
2.8	Vergleich von Luft- und Bodentemperaturen bis 1 m Tiefe am Standort Stuttgart Schnarrenberg vom 13.12.2023 bis 22.12.2023 [98]	19
2.9	Funktion des GZF in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen nach Winter et al. [159]. Gültig für $1 < \text{Wärmeabnehmer} \leq 200$	29
3.1	Übersichtskarte von Tübingen-Hirschau und Verortung des Stadtteiles im Stadtgebiet (Quelle: Daten- und Kartendienst der LUBW 23.07.2023)	31
3.2	Wärmedichte (links) und Fernwärmeeignungsgebiete (rechts) für Hirschau aus dem kommunalen Wärmeplan Tübingen [162]	32
3.3	Grabbarkeit und spezifische Wärmeleitfähigkeit des Bodens im Gebiet Hirschau [167]	36
3.4	Übersicht über die Potenzialflächen für Erdwärmekollektoren (EWK) im Hirschauer Grünzug und geplante Entwicklungen im Flächennutzungsplan (FNP) vom Juli 2020	37
3.5	Bereich der Wassertemperaturen des Neckars in den Jahren 2020 bis 2023 an der Messstelle Wendlingen [170]	40

3.6	Anteil der möglichen Nutzungstage pro Jahr nach angenommener Grenztemperatur auf Basis der Wassertemperaturen in den Jahren 2020 bis 2023 (Messstelle Wendlingen) [170]	40
3.7	Darstellung der Abwasserkanäle nach Durchmesser in Hirschau. Abwasserkanäle mit geringerem Durchmesser als DN 600 sind nicht dargestellt. Eigene Abbildung unter Verwendung der Geodaten © 06/2023 Universitätsstadt Tübingen, 23185	42
4.1	Unterteilung des Fernwärmeeignungsgebietes aus dem kommunalen Wärmeplan in sechs Teilgebiete und Verteilung der Wärmeenergiebedarfe auf die verschiedenen Teilgebiete und die Gebiete außerhalb des Eignungsgebietes ohne Gewerbegebiet Rittweg .	50
4.2	Skizze des Gewerbenetzes mit den möglichen Energiequellen Abwärme (AW), Holzhackschnitzelkessel (HHS) und Solarthermie (ST) sowie einem großen Wärmespeicher (WS). Die Versorgung des Neubaugebietes Burgäcker Süd geschieht optional über die Anbindung an das Gewerbenetz oder ein separates kaltes Nahwärmenetz mit Grundwasser (GW) oder Erdwärmekollektoren (EWK) als Wärmequelle	53
4.3	Skizzierung eines Szenarios für die vollständige Erschließung des Fernwärmeeignungsgebietes aus dem kommunalen Wärmeplan Tübingen mit einer Energiezentrale (EZ) im Gewerbegebiet Rittweg mit den möglichen Wärmequellen Grundwasser-WP (GW), Hackschnitzelkessel (HHS), Fluss-Wärmepumpe (F-WP), Abwärme (AW), Solarthermie (ST) und Erdwärmekollektoren (EWK) sowie einem Wärmespeicher (WS)	55
5.1	Histogramm der Wohn- und Nutzfläche nach spezifischem Wärmebedarf	59
5.2	Im THERMOS-Tool entwickeltes Wärmenetz für eine erste Ausbaustufe mit Energiezentrale im Gewerbegebiet Rittweg Nord und Erschließung von Neubaugebiet und Ortskern [180]	60
5.3	Darstellung des nPro-Standardlastprofils (GZF 1,0) und Anwendung von verschiedenen $GZF < 1$ auf das nPro-Standardlastprofil	61
5.4	Jahresverlauf von Grundwassertemperatur und resultierendem COP der GWWP für W70/W10 mit $\Delta T_{Netz} = 25K$ und $\Delta T_{Brunnen} = 4K$	62
5.5	Relativer Wärmeverlust pro Tag in Abhängigkeit vom Speichervolumen thermischer Speicher nach eigenen Berechnungen	64
5.6	Übersicht über die verschiedenen Varianten aus den drei Kategorien Regulation, Kosten und Technik und deren Verknüpfung	65
5.7	Übersicht über Vor- und Rücklauftemperaturen der verschiedenen Temperaturenvarianten T-T65/42 bis T-T40/25 und der entsprechende durchschnittliche COP der GWWP für die Betriebspunkte	68
5.8	Vergleich der Basisvarianten nach Erzeugerleistung und Wärmespeicherkapazität . . .	69

5.9	Wärmeleistung der verschiedenen Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des vorgegebenen und tatsächlichen (in Klammern) Biomasseanteils an der Gesamtwärmeerzeugung ohne Wärmespeicher (oben) und mit großem Wärmespeicher (unten). Die Abwärmeleistung ist mit 92 kW über alle Varianten konstant gleich	70
5.10	Monatswerte (Oben) und Jahresdauerlinie (Mitte) der Erzeuger in der Variante R-Heiz (Wärmequelle 1: Abwärme, Wärmequelle 2: GWWP), Abbildungen aus nPro. Verteilung der Erzeugerleistung und Jahreswärmemenge nach Biomassekessel, Abwärme und GWWP (Unten)	72
5.11	Lastprofil einer Woche in der Variante K-PV während der Übergangszeit Ende April (Wärmequelle 1: Abwärme, Wärmequelle 2: GWWP), Abbildungen aus nPro	73
5.12	Anlagenkonstellation der Variante K-PV mit Angabe der Energieflüsse und Leistungen (Darstellung aus nPro mit eigenen Ergänzungen)	74
5.13	Verteilung der Erzeugerleistung und Jahreswärmemenge nach Biomassekessel, Abwärme und GWWP in Variante K-PV	75
5.14	Darstellung der Leistung der Erzeuger und Biomasseanteil in der Variantenuntersuchung zur Reduktion der Netztemperaturen und Reduktion der Netztemperaturen in Kombination mit der Einbindung von Photovoltaikanlagen ins Konzept	76
5.15	Darstellung aller Varianten in Abhängigkeit von spezifischen jährlichen Zahlungen in €/m ² und Anteil der Biomasse an der Gesamtwärmeerzeugung	79

Tabellenverzeichnis

2.1	Entwicklungsstadien von Wärmenetzen nach [29]	4
2.2	Temperaturniveaus der Wärmerückgewinnung von Abwärmequellen und Möglichkeiten zur Einbindung in Wärmenetze in Anlehnung an [127], [128]	23
2.3	Voraussetzungen für Wärmenetze als Teil eines nachhaltigen Energiesystems nach Lund et al. [28] und die Einordnung von konventionellen Wärmenetzen (3GDH), Niedertemperaturnetzen (4GDH) und kalten Nahwärmenetzen (KNW)	27
3.1	Bewertungskriterien der verfügbaren Energiequellen	34
3.2	Flächenbedarf und Höhe von zylindrischen Behälterspeichern mit einem Verhältnis von Höhe zu Durchmesser von 1,4 (Werte gerundet)	46
4.1	Abgeschätzter Wärmebedarf und benötigte Heizleistung der Gebäude im Neubaugebiet Burgäcker Süd für Heizen und TWW	49
5.1	Benötigte Wärmemenge und -leistung im simulierten Hirschauer Netz	62
5.2	Verwendete Energie- und Wärmegestehungskosten in nPro für das Jahr 2026	63
5.3	Vergleich der jährlichen Zahlungen in €/m ² Nutz- beziehungsweise Wohnfläche in den Varianten mit vorgegebenen Biomasseanteil an der Gesamtwärmeerzeugung	69
1	Anhang - Liste durchgeführter Gespräche und Termine im Rahmen der Masterarbeit	106

Literatur

- [1] T. M. Letcher, „Global warming—a complex situation,“ in *Climate Change*, Elsevier, 2021, S. 3–17, isbn: 9780128215753. doi: 10.1016/B978-0-12-821575-3.00001-3.
- [2] M. J. McGrath, S. Luyssaert, P. Meyfroidt u. a., „Reconstructing European forest management from 1600 to 2010,“ *Biogeosciences*, Jg. 12, Nr. 14, S. 4291–4316, 2015. doi: 10.5194/bg-12-4291-2015.
- [3] Energy Institute. „Statistical Review of World Energy.“ Our World in Data, Hrsg. (2023), Adresse: <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption> (besucht am 31. 12. 2023).
- [4] S. Manabe und R. T. Wetherald, „Thermal Equilibrium of the Atmosphere with a Given Distribution of Relative Humidity,“ *Journal of the Atmospheric Sciences*, Jg. 24, Nr. 3, S. 241–259, 1967, issn: 0022-4928. doi: 10.1175/1520-0469(1967)024<0241:TEOTAW>2.0.CO;2.
- [5] The White House, *Restoring the Quality of Our Environment*, 1965.
- [6] D. I. Armstrong McKay, A. Staal, J. F. Abrams u. a., „Exceeding 1.5°C global warming could trigger multiple climate tipping points,“ eng, *Science (New York, N.Y.)*, Jg. 377, Nr. 6611, eabn7950, 2022. doi: 10.1126/science.abn7950. eprint: 36074831.
- [7] SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP, *Mehr Fortschritt wagen*, 2021. Adresse: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800> (besucht am 18.07.2023).
- [8] Fraunhofer IWES/IBP, *Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor*. 2017.
- [9] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., „Basisdaten Bioenergie Deutschland 2022,“ 2022.
- [10] S. Bringezu, M. Distelkamp, C. Lutz u. a., „Environmental and socioeconomic footprints of the German bioeconomy,“ *Nature Sustainability*, Jg. 4, Nr. 9, S. 775–783, 2021. doi: 10.1038/s41893-021-00725-3.
- [11] K. Ericsson und L. J. Nilsson, „Assessment of the potential biomass supply in Europe using a resource-focused approach,“ *Biomass and Bioenergy*, Jg. 30, Nr. 1, S. 1–15, 2006, issn: 09619534. doi: 10.1016/j.biombioe.2005.09.001.
- [12] Universitätsstadt Tübingen, *Kommunale Wärmeplanung*, Universitätsstadt Tübingen, Hrsg., Tübingen, 2023. Adresse: <https://www.tuebingen.de/41459.html> (besucht am 31. 12. 2023).

-
- [13] Universitätsstadt Tübingen. „Tübingen klimaneutral 2030.“ (2020), Adresse: <https://www.tuebingen.de/tuebingen-macht-blau/33106.html>.
- [14] F. Moilanen, J. P. Lukkarinen und K. Matschoss, „Too big to succeed? Institutional inertia in low-carbon district heating experiment,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 425, S. 138–938, 2023, issn: 09596526. doi: 10.1016/j.jclepro.2023.138938.
- [15] Deutscher Bundestag, *Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz WPG)*, In der Fassung vom 17.11.2023.
- [16] Deutscher Bundestag, *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz GEG)*, In der Fassung vom 01.01.2024.
- [17] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Merkblatt zur Antragstellung für Wärme- und Gebäudenetz*, Version Version 5.0, 2023. Adresse: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_merkblatt_antragstellung_wnet_gnet.html.
- [18] T. Schabbach und P. Leibbrandt, *Solarthermie*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2021, 168 S., isbn: 978-3-662-59487-2. doi: 10.1007/978-3-662-59488-9.
- [19] S. Werner, „District Heating and Cooling,“ in *Encyclopedia of Energy*, C. J. Cleveland und R. U. Ayres, Hrsg., Amsterdam und Boston: Elsevier Academic Press, 2004, S. 841–848, isbn: 9781601194336. doi: 10.1016/B978-0-12-409548-9.01094-0.
- [20] A. David, B. V. Mathiesen, H. Aeverfalk, S. Werner und H. Lund, „Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems,“ *Energies*, Jg. 10, Nr. 4, S. 578, 2017. doi: 10.3390/en10040578.
- [21] Swedish Energy Agency. „Energy in Sweden 2022.“ (2022), Adresse: <https://www.energimyndigheten.se/en/facts-and-figures/statistics/>.
- [22] S. Werner, „District heating and cooling in Sweden,“ *Energy*, Jg. 126, S. 419–429, 2017, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2017.03.052.
- [23] Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, *Energy Agreement*, 2018. Adresse: <https://en.kefm.dk/>.
- [24] Danish Energy Agency, *Denmark's Climate Status and Outlook 2021*, 2021. Adresse: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/denmarks-energy-and-climate-outlook>.
- [25] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Energiebilanz für Deutschland*, Umweltbundesamt, Hrsg., 2022. Adresse: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme>.
- [26] C. Maaß, M. Sandrock und R. Schaeffer, *Fernwärme 3.0*, Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen, HIR Hamburg Institut Research gGmbH, 2015.

- [27] M. A. Pierce, „The road to Lockport: Historical background of district heating and cooling,“ *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) winter meeting and exhibition, Chicago, IL (United States), 28 Jan - 1 Feb 1995*, 1995. Adresse: <https://www.osti.gov/biblio/87450>.
- [28] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire u. a., „4th Generation District Heating (4GDH),“ *Energy*, Jg. 68, S. 1–11, 2014, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2014.02.089.
- [29] L. Altieri, „Auslegung und Bewertung von Systemen zur Einbindung regenerativer Wärmequellen in kalte Nahwärmenetze,“ de, Ruhr-Universität Bochum, 2021. Adresse: 10.13154/294-8334.
- [30] AGFW, *AGFW Hauptbericht 2022*, 2022. Adresse: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>.
- [31] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023 - Haushalte und Industrie.“ (2023), Adresse: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>.
- [32] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Wie heizt Deutschland? - Langfassung 2023*, 2023. Adresse: <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/>.
- [33] J. Thomsen, N. Fuchs, Meyer R. u. a., *Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors - Kurzfassung*, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEE, Hrsg., Freiburg, Kassel, 2022.
- [34] M. Wietschel, B. Weißenburger, M. Rehfeldt, B. Lux, L. Zheng und J. Meier, *Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse*, Fraunhofer ISI, Hrsg., 2023.
- [35] Deutscher Wetterdienst. „Globalstrahlung in Deutschland.“ (2023), Adresse: https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/strahlungskarten_mvs.html?nn=16102 (besucht am 30. 12. 2023).
- [36] L. Evangelisti, R. de Lieto Vollaro und F. Asdrubali, „Latest advances on solar thermal collectors: A comprehensive review,“ *1364-0321*, Jg. 114, S. 109 318, 2019, issn: 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2019.109318.
- [37] D. Bauer, R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs, W. Heidemann und H. Müller-Steinhagen, „German central solar heating plants with seasonal heat storage,“ *Solar Energy*, Jg. 84, Nr. 4, S. 612–623, 2010, issn: 0038092X. doi: 10.1016/j.solener.2009.05.013.
- [38] TVP Solar, *Case Studies District Heating*, Geneva, 2022. Adresse: <https://www.tvpsolar.com/applications.html> (besucht am 27. 06. 2023).
- [39] Bundesverband Solarwirtschaft e. V. „Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie).“ Bundesverband Solarwirtschaft e. V., Hrsg. (2023), Adresse: <https://www.solarwirtschaft.de/presse/marktdaten/> (besucht am 11. 05. 2023).

-
- [40] AGFW, Solites, Hamburg Institut Research gGmbH und Deutsches Institut für Urbanistik gGmbH, Hrsg., *FAQ - Fragen und Antworten zur solaren Fernwärme*, Frankfurt am Main, 2023.
- [41] R. Meißner, „Solarthermie für Fernwärme,“ *Umweltmagazin*, Jg. 2022, Nr. 9-10, S. 30–33, 2022.
- [42] D. Tschopp, Z. Tian, M. Berberich, J. Fan, B. Perers und S. Furbo, „Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria,“ *Applied Energy*, Jg. 270, S. 114997, 2020, issn: 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114997.
- [43] H. Wirth, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, Fraunhofer ISE, Hrsg., 2023. (besucht am 30.12.2023).
- [44] S. Philipps und W. Warmuth, *Photovoltaics Report*, Fraunhofer ISE, Hrsg., 2023.
- [45] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar und T. Schlegl, *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Hrsg., 2021.
- [46] M. Herrando, K. Wang, G. Huang u. a., „A review of solar hybrid photovoltaic-thermal (PV-T) collectors and systems,“ *Progress in Energy and Combustion Science*, Jg. 97, S. 101072, 2023, issn: 03601285. doi: 10.1016/j.pecs.2023.101072.
- [47] Z. Ul Abdin und A. Rachid, „A Survey on Applications of Hybrid PV/T Panels,“ *Energies*, Jg. 14, Nr. 4, S. 1205, 2021. doi: 10.3390/en14041205.
- [48] Bundesverband Wärmepumpe e.V., *Branchenstudie 2023*, 2023. Adresse: <https://www.waermepumpe.de/verband/publikationen/fachpublikationen/> (besucht am 23.12.2023).
- [49] I. K. Shatalov, Y. A. Antipov und K. G. Dubentsov, „Use of the Lorenz Cycle in Heat Pumps,“ *Chemical and Petroleum Engineering*, Jg. 53, Nr. 11-12, S. 716–719, 2018, issn: 0009-2355. doi: 10.1007/s10556-018-0410-6.
- [50] Danish Energy Agency and Energinet, Hrsg., *Technology Data*, Version 0013, 2023.
- [51] G. Martinopoulos, K. T. Papakostas und A. M. Papadopoulos, „A comparative review of heating systems in EU countries, based on efficiency and fuel cost,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 90, S. 687–699, 2018, issn: 13640321. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.060.
- [52] Bundesverband Geothermie. „Geothermische Technologien.“ (2023), Adresse: <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermische-technologien>.
- [53] Verein deutscher Ingenieure, Hrsg., *Thermische Nutzung des Untergrundes*, 1. Juni 2010.

- [54] I. Stober und K. Bucher, *Geothermie*, ger, 2. Aufl. 2014. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014, 302 S., Stober, Ingrid (VerfasserIn) Bucher, Kurt (VerfasserIn) Stober, Ingrid (VerfasserIn) Bucher, Kurt (VerfasserIn), isbn: 9783642417634. Adresse: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflucht-1561381>.
- [55] R. Schellschmidt und I. Stober, *Untergrundtemperaturen in Baden-Württemberg*, Regierungspräsidium Freiburg – Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau, Hrsg., 2008.
- [56] Bundesverband Geothermie. „Tiefe Geothermie in Deutschland 2023/24.“ (2023), Adresse: https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/BVG_Poster_Tiefe_Geothermie_2023_24_web.pdf.
- [57] AGFW, Hrsg., *Praxisleitfaden Tiefengeothermie*, 2023.
- [58] R. Bracke und E. Huenges, *Roadmap Tiefengeothermie für Deutschland*, Fraunhofer-Gesellschaft, Hrsg., 2021. doi: 10.24406/IEG-N-645792.
- [59] Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau, Hrsg. „LGRB-Kartenviewer,“ Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau. (2023), Adresse: <https://maps.lgrb-bw.de/> (besucht am 21.08.2023).
- [60] Umweltministerium Baden-Württemberg, Hrsg., *Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Grundwasserwärmepumpen*, 2009.
- [61] B. Hölting und W. G. Coldewey, *Hydrogeologie*. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag, 2013, 470 S., isbn: 978-3-8274-2353-5. doi: 10.1007/978-3-8274-2354-2.
- [62] S. H. Xu und L. Rybach, *Innovative Groundwater Heat Pump System for Space Heating and Cooling in USA and China*, Bali, Indonesien, 2010.
- [63] L. Rybach, „Innovative energy-related use of shallow and deep groundwaters — Examples from China and Switzerland,“ *Central European Geology*, Jg. 58, Nr. 1-2, S. 100–113, 2015. doi: 10.1556/24.58.2015.1-2.7.
- [64] Lechwerke AG. „Kalte Nahwärme in der Praxis.“ (2018), Adresse: <https://www.pressebox.de/inaktiv/lechwerke-ag/Kalte-Nahwaerme-in-der-Praxis-Lechwerke-und-Stadtwerke-Friedberg-setzen-innovatives-Energiekonzept-um-zentrale-Gewinnung-von-Umweltwaerme-dezentrale-Erzeugung-von-Heizwaerme-in-den-Gebaeuden-durch-Waermepumpen/boxid/932640>.
- [65] GeoAlto GmbH. „Wohngebiet Obere Kreuzäcker in Tübingen.“ (2023), Adresse: <https://www.geoalto.de/de/case-studies/buehl>.
- [66] S. Lo Russo und M. V. Civita, „Open-loop groundwater heat pumps development for large buildings: A case study,“ *Geothermics*, Jg. 38, Nr. 3, S. 335–345, 2009, issn: 03756505. doi: 10.1016/j.geothermics.2008.12.009.

-
- [67] A. Galgaro und M. Cultrera, „Thermal short circuit on groundwater heat pump,“ *Applied Thermal Engineering*, Jg. 57, Nr. 1-2, S. 107–115, 2013, issn: 13594311. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2013.03.011.
- [68] K. Rafferty, „Design Aspects of Commercial Open-Loop Heat Pump Systems,“ in *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin, A Quarterly Progress and Development Report on the Direct Utilization of Geothermal Resources*, Vol. 22 No. 1, Oregon Institute of Technology, Hrsg., 2001, S. 16–24.
- [69] D. P. Boon, G. J. Farr, C. Abesser u. a., „Groundwater heat pump feasibility in shallow urban aquifers: Experience from Cardiff, UK,“ eng, *The Science of the total environment*, Jg. 697, S. 133847, 2019. doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.133847. eprint: 31491627.
- [70] N. Aste, P. Caputo, C. Del Pero u. a., „A renewable energy scenario for a new low carbon settlement in northern Italy: Biomass district heating coupled with heat pump and solar photovoltaic system,“ *Energy*, Jg. 206, S. 118091, 2020, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2020.118091.
- [71] R. Zeh, B. Ohlsen, D. Philipp u. a., „Large-Scale Geothermal Collector Systems for 5th Generation District Heating and Cooling Networks,“ *Sustainability*, Jg. 13, Nr. 11, S. 6035, 2021. doi: 10.3390/su13116035.
- [72] B. Ohlsen, J. Horzella, T. Bock u. a., *Abschlussbericht ErdEis II*, Energie PLUS Concept GmbH, Hrsg., Version 1, Nürnberg, 2023.
- [73] D. Bertermann und H. Schwarz, „Laboratory device to analyse the impact of soil properties on electrical and thermal conductivity,“ *International Agrophysics*, Jg. 31, Nr. 2, S. 157–166, 2017. doi: 10.1515/intag-2016-0048.
- [74] H. Schwarz und D. Bertermann, „Mediate relation between electrical and thermal conductivity of soil,“ *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, Jg. 6, Nr. 3, 2020, issn: 2363-8419. doi: 10.1007/s40948-020-00173-x.
- [75] Steinhäuser und Uponor, „Ausgezeichnet: Boden-Klima-Tauscher,“ *TGA+E Fachplaner - Magazin für technische Gebäudeausrüstung und Elektrotechnik*, 2012. Adresse: <https://www.tga-fachplaner.de/aktuelle-meldung/steinhaeuser-uponor-ausgezeichnet-boden-klima-tauscher> (besucht am 22.12.2023).
- [76] Umweltministerium Baden-Württemberg, *Leitfaden zur Nutzung der Erdwärme mit Erdwärmekollektoren*, Umweltministerium Baden-Württemberg, Hrsg., Version 1, 2008.
- [77] R. Rieberer, G. Em, H. Huber u. a., *Wärmepumpen, Erdkollektoren, Garten- und Wohnqualität*, Wien, 2006.

- [78] L. Rybach und B. Sanner, „Geothermal Heat Pump Development: Trends and Achievements in Europe,“ in *Perspectives for geothermal energy in Europe*, R. Bertani, Hrsg., New Jersey: World Scientific Publishing, 2017, S. 215–253, isbn: 978-1-78634-231-7. doi: 10.1142/9781786342324_0008.
- [79] T. Sliwa und M. Rosen, „Natural and Artificial Methods for Regeneration of Heat Resources for Borehole Heat Exchangers to Enhance the Sustainability of Underground Thermal Storages: A Review,“ *Sustainability*, Jg. 7, Nr. 10, S. 13 104–13 125, 2015. doi: 10.3390/su71013104.
- [80] K. Bär, S. Homuth, W. Rühaak, D. Schulte und I. Sass, „Coupled Renewable Energy Systems for Seasonal High Temperature Heat Storage via Medium Deep Borehole Heat Exchangers,“ in *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, (Melbourne, Australien), International Geothermal Association, Hrsg., 2015. Adresse: https://www.researchgate.net/profile/sebastian-homuth/publication/274704461_coupled_renewable_energy_systems_for_seasonal_high_temperature_heat_storage_via_medium_deep_borehole_heat_exchangers.
- [81] Umweltministerium Baden-Württemberg, *Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden*, Umweltministerium Baden-Württemberg, Hrsg., Version 4, 2005.
- [82] J. K. Völkel, „Kalte Wärmenetze, Bestandsaufnahme und Analyse der kalten Wärmenetze in Deutschland und deren Verknüpfung mit der kommunalen Wärmeplanung sowie konkreten Energiekonzepten für Bestandsgebiete im ländlichen Raum,“ Praxisprojektbericht, Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg, Rottenburg am Neckar, 2023.
- [83] F. Schwinghammer, „Thermische Nutzung von Oberflächengewässern,“ Institut für Hydrologie, Masterarbeit, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg i. Br., Freiburg, 2012.
- [84] Deutscher Bundestag, *Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG)*, In der Fassung vom 26.07.2023.
- [85] A. Schmid, Gaudard Martin und A. Wüst, „Thermische Nutzung von Oberflächengewässern, Mögliche physikalische und ökologische Auswirkungen der Wärme- und Kältenutzung,“ *Aqua & Gas*, Jg. No 5, S. 40–45, 2017.
- [86] H. Kammer, *Thermische Seewassernutzung in Deutschland*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018, isbn: 978-3-658-20900-1. doi: 10.1007/978-3-658-20901-8.
- [87] Schweizerische Bundesrat, *Gewässerschutzverordnung (GSchV)*, In der Fassung vom 01.02.2023.
- [88] B. Schaffner und K. Niederberger, *Programm «Thermische Netze»*, EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, Hrsg., 2017.
- [89] Siemens Energy. „Flusswärmepumpe beheizt tausende Haushalte.“ (2023), Adresse: <https://www.siemens-energy.com/de/de/home/stories/mvv-mannheim.html>.

- [90] Bundesanstalt für Gewässerkunde. „Mittlerer jährlicher Durchfluss und Durchflussvariabilität.“ (2023), Adresse: https://geoportal.bafg.de/dokumente/had/39Durchfluss_und_Durchflussvariabilitaet.pdf.
- [91] Eawag, *Wärmenutzung aus Seen und Fliessgewässern*, Eawag, 2022.
- [92] X. Chen, G. Zhang, J. Peng, X. Lin und T. Liu, „The performance of an open-loop lake water heat pump system in south China,“ *Applied Thermal Engineering*, Jg. 26, Nr. 17-18, S. 2255–2261, 2006, issn: 13594311. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2006.03.009.
- [93] N. J. Kelly und J. Cockroft, „Analysis of retrofit air source heat pump performance: Results from detailed simulations and comparison to field trial data,“ *Energy and Buildings*, Jg. 43, Nr. 1, S. 239–245, 2011, issn: 0378-7788. doi: 10.1016/j.enbuild.2010.09.018.
- [94] C. Russ, M. Miara, M. Platt u. a., *Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand*, Fraunhofer ISE, Hrsg., Freiburg, 2010. Adresse: <https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-im-gebaeudebestand/german/index/index.html> (besucht am 23.12.2023).
- [95] F. Auer und H. Schote, *Wärme aus der Umwelt auch gut für die Umwelt?* Agenda Energie Lahr, Hrsg., 2013. Adresse: http://www.agenda-energie-lahr.de/WP-Schlussbericht_2006-13.html (besucht am 23.12.2023).
- [96] S. Huang, H. Yu, M. Zhang u. a., „Advances, challenges and outlooks in frost-free air-source heat pumps: A comprehensive review from materials, components to systems,“ *Applied Thermal Engineering*, Jg. 234, S. 121163, 2023, issn: 13594311. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2023.121163.
- [97] Stadtwerke Heidelberg. „Aus Luft wird Wärme.“ (2023), Adresse: <https://www.swhd.de/iKWK> (besucht am 23.12.2023).
- [98] Deutscher Wetterdienst. „Bodentemperatur (Stationsgrafik).“ (2023), Adresse: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/bodentemperatur/bodentemperatur.html> (besucht am 23.12.2023).
- [99] R. Buri und B. Kobel, *Wärmenutzung aus Abwasser*, Bundesamt für Energie Schweiz, Hrsg., 2004. Adresse: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/energieeffizienz/abwasserwaermenutzung/wissenswertes-zur-abwasserwaermenutzung> (besucht am 26.09.2023).
- [100] AGFW, Hrsg., *Praxisleitfaden Großwärmepumpen*, Version 2. Auflage, 2023.
- [101] J. Abel, *Vortrag zur Nutzung von Abwasserwärme Fa. Uhrig*, ebök GmbH, Mitarb., Tübingen, 2023.
- [102] BMWK, BMEL und BMUV, *Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS)*, 2022.
- [103] H. Fehrenbach, J. Giegrich, S. Köppen u. a., *BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem*, Umweltbundesamt, Hrsg., 2019.

- [104] M. O'Brien und S. Bringezu, „What Is a Sustainable Level of Timber Consumption in the EU: Toward Global and EU Benchmarks for Sustainable Forest Use,“ *Sustainability*, Jg. 9, Nr. 5, S. 812, 2017. doi: 10.3390/su9050812.
- [105] J. Nitsch, *Ausbau der erneuerbaren Energien für eine wirksame Klimapolitik in Baden-Württemberg*, Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg, Hrsg., 2020.
- [106] S. Gößwein, S. Hiendlmeier und H. Borchert, *Energieholzmarkt Bayern 2018*, Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, Hrsg., Freising, 2018.
- [107] J. Eichermüller und H. Thorwarth, *Holzbasierte Bioökonomie Baden-Württemberg: Analyse der Datenlage zu Holz-Stoffströmen (Kurzstudie)*, Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg, Hrsg., Rottenburg am Neckar, 2022.
- [108] E. Voegele, „EU Wood Pellet Demand To Set A New Record In 2022,“ *Biomass Magazine*, 2022.
- [109] B. Flach und S. Bolla, *EU Wood Pellet Annual*, United States Department of Agriculture, Hrsg., 2022.
- [110] K. Hennenberg, H. Böttcher, S. Braungardt u. a., *Aktuelle Nutzung und Förderung der Holzenergie*, Umweltbundesamt, Hrsg., 2022.
- [111] G. Wang, Y. Dai, H. Yang u. a., „A Review of Recent Advances in Biomass Pyrolysis,“ *Energy & Fuels*, Jg. 34, Nr. 12, S. 15 557–15 578, 2020, issn: 0887-0624. doi: 10.1021/acs.energyfuels.0c03107.
- [112] green innovations. „CO2 Reduktion durch Pyrolyse.“ (2023), Adresse: <https://green-innovations-gmbh.de/> (besucht am 10.11.2023).
- [113] Deutscher Bundestag, *Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1. BImSchV)*, In der Fassung vom 13.10.2021.
- [114] Deutscher Bundestag, *Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen - 4. BImSchV)*, In der Fassung vom 12.10.2022.
- [115] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik. „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.“ Umweltbundesamt, Hrsg. (2023), Adresse: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik> (besucht am 26.12.2023).
- [116] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. „Biogas-Speicherkraftwerke: flexibler Strom und kommunale Wärme aus heimischen Rohstoffen.“ (2023), Adresse: <https://bioenergie.fnr.de/service/presse/news-und-presse/aktuelle-nachricht/biogas-speicherkraftwerke-flexibler-strom-und-kommunale-waerme-aus-heimischen-rohstoffen> (besucht am 26.12.2023).

-
- [117] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ 2020. Adresse: https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html.
- [118] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023,“ 2023. Adresse: https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html.
- [119] M. Riemer, L. Zheng, J. Eckstein, M. Wietschel, N. Pieton und R. Kunze, *Future hydrogen demand: A cross-sectoral, global meta-analysis*, Fraunhofer ISI, Hrsg., 2022.
- [120] A. D. Korberg, J. Z. Thellufsen, I. R. Skov u. a., „On the feasibility of direct hydrogen utilisation in a fossil-free Europe,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 48, Nr. 8, S. 2877–2891, 2023, issn: 03603199. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.170.
- [121] E. Wheatcroft, H. Wynn, K. Lygnerud, G. Bonvicini und D. Leonte, „The Role of Low Temperature Waste Heat Recovery in Achieving 2050 Goals: A Policy Positioning Paper,“ *Energies*, Jg. 13, Nr. 8, S. 2107, 2020. doi: 10.3390/en13082107.
- [122] J. Pelda, F. Stelter und S. Holler, „Potential of integrating industrial waste heat and solar thermal energy into district heating networks in Germany,“ *0360-5442*, Jg. 203, S. 117812, 2020, issn: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2020.117812.
- [123] C. Forman, I. K. Muritala, R. Pardemann und B. Meyer, „Estimating the global waste heat potential,“ *1364-0321*, Jg. 57, S. 1568–1579, 2016, issn: 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.192.
- [124] K. Lygnerud, E. Wheatcroft und H. Wynn, „Contracts, Business Models and Barriers to Investing in Low Temperature District Heating Projects,“ *Applied Sciences*, Jg. 9, Nr. 15, S. 3142, 2019. doi: 10.3390/app9153142.
- [125] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hrsg., *Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2015.
- [126] A. Sandvall, M. Hagberg und K. Lygnerud, „Modelling of urban excess heat use in district heating systems,“ *Energy Strategy Reviews*, Jg. 33, S. 100594, 2021, issn: 2211467X. doi: 10.1016/j.esr.2020.100594.
- [127] I. Pakere, D. Blumberga, A. Volkova, K. Lepiksaar und A. Zirne, „Valorisation of Waste Heat in Existing and Future District Heating Systems,“ *Energies*, Jg. 16, Nr. 19, S. 6796, 2023. doi: 10.3390/en16196796.
- [128] K. Lygnerud, S. Nielsen, U. Persson u. a., *Handbook for increased recovery of urban excess heat*, ReUseHeat project, Grant Agreement 767429, European Commission, Hrsg., 2022.

- [129] J. Goeke, *Thermische Energiespeicher in der Gebäudetechnik, Sensible Speicher, Latente Speicher, Systemintegration*, ger, 1st ed. 2021. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden und Springer Vieweg, 2021, 565 S., Goeke, Johannes (VerfasserIn) Goeke, Johannes (Verfasser.), isbn: 9783658345105. Adresse: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=6796311>.
- [130] M. Köfinger, R. R. Schmidt, D. Basciotti u. a., „Simulation based evaluation of large scale waste heat utilization in urban district heating networks: Optimized integration and operation of a seasonal storage,“ *0360-5442*, Jg. 159, S. 1161–1174, 2018, issn: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2018.06.192.
- [131] H. Gadd und S. Werner, „Thermal energy storage systems for district heating and cooling,“ in *Advances in Thermal Energy Storage Systems*, Elsevier, 2021, S. 625–638, isbn: 9780128198858. doi: 10.1016/B978-0-12-819885-8.00021-8.
- [132] Z. Li, W. Wu, M. Shahidehpour, J. Wang und B. Zhang, „Combined Heat and Power Dispatch Considering Pipeline Energy Storage of District Heating Network,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 7, Nr. 1, S. 12–22, 2016, issn: 1949-3029. doi: 10.1109/TSTE.2015.2467383.
- [133] D. Basciotti, F. Judex, O. Pol und R.-R. Schmidt, „Sensible heat storage in district heating networks: a novel control strategy using the network as storage,“ in *conference proceedings of the 6th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2011*, Hrsg., 2011.
- [134] E. Bellos, P. Iliadis, C. Papalexis u. a., „Dynamic investigation of centralized and decentralized storage systems for a district heating network,“ *Journal of Energy Storage*, Jg. 56, S. 106 072, 2022, issn: 2352152X. doi: 10.1016/j.est.2022.106072.
- [135] T. Nuytten, B. Claessens, K. Paredis, J. van Bael und D. Six, „Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating,“ *Applied Energy*, Jg. 104, S. 583–591, 2013, issn: 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.029.
- [136] S. Mueller, R. Tuth, D. Fischer, B. Wille–Haussmann und C. Wittwer, „Balancing Fluctuating Renewable Energy Generation Using Cogeneration and Heat Pump Systems,“ *Energy Technology*, Jg. 2, Nr. 1, S. 83–89, 2014, issn: 2194-4288. doi: 10.1002/ente.201300082.
- [137] A. Rong und R. Lahdelma, „Role of polygeneration in sustainable energy system development challenges and opportunities from optimization viewpoints,“ *1364-0321*, Jg. 53, S. 363–372, 2016, issn: 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2015.08.060.
- [138] AGFW, Hrsg., *Netztemperaturen*, 2022.
- [139] H. Averbalk, T. Benakopoulos, I. Best u. a., *Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook : Final Report of IEA DHC Annex TS2. Implementation of Low-Temperature District Heating Systems*, eng, Fraunhofer IRB Verlag, 2021. Adresse: <https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:1600391>.

- [140] T. Ommen, W. B. Markussen und B. Elmegaard, „Lowering district heating temperatures – Impact to system performance in current and future Danish energy scenarios,” *0360-5442*, Jg. 94, S. 273–291, 2016, issn: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2015.10.063.
- [141] H. Averfalk und S. Werner, „Economic benefits of fourth generation district heating,” *0360-5442*, Jg. 193, S. 116727, 2020, issn: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2019.116727.
- [142] I. Andrić, J. Fournier, B. Lacarrière, O. Le Corre und P. Ferrão, „The impact of global warming and building renovation measures on district heating system techno-economic parameters,” *Energy*, Jg. 150, S. 926–937, 2018, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2018.03.027.
- [143] I. Brocklebank, S. B. M. Beck und P. Styring, „A Simple Approach to Modeling Rural and Urban District Heating,” English, *Frontiers in Energy Research*, Jg. 6, S. 103, 2018, issn: 2296-598X. doi: 10.3389/fenrg.2018.00103. Adresse: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2018.00103/full>.
- [144] D. Schmidt, A. Kallert, M. Blesl u. a., „Low Temperature District Heating for Future Energy Systems,” *Energy Procedia*, Jg. 116, S. 26–38, 2017, issn: 18766102. doi: 10.1016/j.egypro.2017.05.052.
- [145] A. Winkler, *Umsetzung von effizienten Wärmenetzen*, Institut für Wasser- und Energiemanagement der Hochschule Hof, Mitarb., 2023. Adresse: <https://iwe.hof-university.de/index.php/institut-fuer-wasserstoff-und-energietechnik/projekte/adern-2/>.
- [146] J. W. Lund und A. Toth, „Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review,” *Proceedings World Geothermal Congress*, Jg. 2020+1, 2021.
- [147] M. Wirtz, T. Schreiber und D. Müller, „Survey of 53 Fifth-Generation District Heating and Cooling (5GDHC) Networks in Germany,” *Energy Technology*, Jg. 10, Nr. 11, 2022, issn: 2194-4288. doi: 10.1002/ente.202200749.
- [148] F. Bünning, M. Wetter, M. Fuchs und D. Müller, „Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization,” *Applied Energy*, Jg. 209, S. 502–515, 2018, issn: 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.072.
- [149] R. Zeh und V. Stockinger, „Kalte Nahwärme - Wärme- und Kälteversorgung der Zukunft für Quartiere,” *Ingenieurspiegel*, Jg. 2018, Nr. 1, S. 26–28, 2018.
- [150] S. Boesten, W. Ivens, S. C. Dekker und H. Eijdens, „5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply,” *Advances in Geosciences*, Jg. 49, S. 129–136, 2019. doi: 10.5194/adgeo-49-129-2019.

- [151] S. Buffa, M. Cozzini, M. D'Antoni, M. Baratieri und R. Fedrizzi, *5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe*. 2019, Bd. 104, PII: S1364032118308608. doi: 10.1016/j.rser.2018.12.059. Adresse: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032118308608?token=1EA27B52DB2611FC5F96BD80EAE82F3B&originRegion=eu-west-1&originCreation=20230504092510>.
- [152] H. Edtmayer, P. Nageler, R. Heimrath, T. Mach und C. Hochenauer, „Investigation on sector coupling potentials of a 5th generation district heating and cooling network,“ *Energy*, Jg. 230, S. 120836, 2021, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2021.120836.
- [153] A. Revesz, P. Jones, C. Dunham u. a., „Developing novel 5th generation district energy networks,“ *Energy*, Jg. 201, S. 117389, 2020, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2020.117389.
- [154] O. Gudmundsson, R.-R. Schmidt, A. Dyrelund und J. E. Thorsen, „Economic comparison of 4GDH and 5GDH systems – Using a case study,“ *0360-5442*, Jg. 238, S. 121613, 2022, issn: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2021.121613.
- [155] C.A.R.M.E.N. e.V. „Herkömmliches Wärmenetz oder Kaltnetz?“ (2020), Adresse: <https://www.carmen-ev.de/2020/09/25/herkoemmliches-waermenetz-oder-kaltnetz/> (besucht am 28.12.2023).
- [156] H. Schäffler und C. Hug, *Bivalente Wärmenetze*, sinnogy GmbH, Mitarb., 2021.
- [157] E. Dunkelberg, S. Gähns, J. Weiß und S. Salecki, *Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen*, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Hrsg., Version Schriftenreihe 215/18, Berlin, 2018.
- [158] M. Bachmann, A. Schneller, S. B. Gilani und M. Kriegel, *LowExTra - Niedrig-Exergie-Trassen zum Speichern und Verteilen von Wärme : Förderschwerpunkt EnEff: Wärme : Schlussbericht : Laufzeit: 01.07.2014-31.12.2017*, de, 2018. doi: 10.2314/GBV:1040512348.
- [159] W. Winter, T. Haslauer und I. Obernberger, „Untersuchungen der Gleichzeitigkeit in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen,“ *Euroheat & Power*, Jg. 2001, Nr. 9, S. 53–57, 2001.
- [160] H. Braas, U. Jordan, I. Best, J. Orozaliev und K. Vajen, „District heating load profiles for domestic hot water preparation with realistic simultaneity using DHWcalc and TRNSYS,“ *Energy*, Jg. 201, S. 117552, 2020, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2020.117552.
- [161] Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, *Planungshandbuch Fernwärme*, Version Version 1.3, Ittigen und Bern: QM Fernwärme und EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, 2021. Adresse: https://www.verenum.ch/Dokumente_QMFW.html (besucht am 02.10.2023).
- [162] Universitätsstadt Tübingen, Hrsg. „Karten der Wärmeplanung zu Wärmedichten, Energieträgerverteilung, Alter der Feuerstätten und Fernwärme Eignungsgebiete im Tübinger Stadtgebiet.“ (2023), Adresse: <https://www.tuebingen.de/stadtplan/waermeplanung.html> (besucht am 26.09.2023).

-
- [163] Universitätsstadt Tübingen. „Entwicklung der Bevölkerung nach Stadtteilen 2016 bis 2020.“ (2023), Adresse: <https://www.tuebingen.de/1370.html#/1381> (besucht am 26. 07. 2023).
- [164] Bürgermeisteramt Tübingen, *Beschlussvorlage Städtebaulicher Rahmenplan Hirschau vom 15.09.2004*, Tübingen, 2004.
- [165] Grüne Liste Hirschau. „GLH-Antrag zum Nahwärmenetz in Hirschau.“ (2023), Adresse: <https://www.gruenelistehirschau.de/glh-antrag-zum-nahwa%CC%88rmenetz-in-hirschau/>.
- [166] LGRBwissen, *Schadensfall Wurmlingen*, Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau, Hrsg., 2020. Adresse: <https://lgrbwissen.lgrb-bw.de/geothermie/oberflaechennahe-geothermie/erdwaermesonden/ews-schadensfaelle/schadensfall-wurmlingen> (besucht am 04. 09. 2023).
- [167] Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau, Hrsg. „Informationssystem Oberflächennahe Geothermie für Baden-Württemberg (ISONG),“ Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau. (2023), Adresse: <https://isong.lgrb-bw.de/> (besucht am 21. 08. 2023).
- [168] Zweckverband Ammertal-Schönbuchgruppe Wasserversorgung, *Geschäftsbericht 2021*, 2021. Adresse: <http://www.asg-wasser.de/>.
- [169] Geodateninfrastruktur Deutschland. „Geoportal.de.“ (2023), Adresse: https://www.geoportal.de/map.html?map=tk_01-grundwasservorkommen.
- [170] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, Hrsg. „Abfluss-BW - regionalisierte Abfluss-Kennwerte Baden-Württemberg.“ (2023), Adresse: <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/index.xhtml>.
- [171] Kreisfischereiverein Tübingen e.V., Hrsg. „Webseite des KfV Tübingen.“ (2023), Adresse: <https://www.kfv-tuebingen.de/> (besucht am 10. 10. 2023).
- [172] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, Hrsg. „Daten- und Kartendienst der LUBW.“ (2023), Adresse: <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/public/pages/home/index.xhtml>.
- [173] M. Renz, A. Schmid und F. Hahn, *Wasserkraftnutzung in der Region Neckar-Alb*, Regionalverband Neckar-Alb, Hrsg., 2011.
- [174] terranets bw, Hrsg. „Wasserstoff für Baden-Württemberg.“ (2023), Adresse: <https://www.h2-fuer-bw.de/>.
- [175] M. Wirtz, L. Kivilip, P. Remmen und D. Müller, „Quantifying Demand Balancing in Bidirectional Low Temperature Networks,“ *Energy and Buildings*, Jg. 224, S. 110 245, 2020, issn: 0378-7788. doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110245.

- [176] M. Wirtz, M. Hahn, T. Schreiber und D. Müller, „Design optimization of multi-energy systems using mixed-integer linear programming: Which model complexity and level of detail is sufficient?“ *Energy Conversion and Management*, Jg. 240, S. 114 249, 2021, issn: 0196-8904. doi: 10.1016/j.enconman.2021.114249.
- [177] M. Wirtz, L. Neumaier, P. Remmen und D. Müller, „Temperature control in 5th generation district heating and cooling networks: An MILP-based operation optimization,“ *Applied Energy*, Jg. 288, S. 116 608, 2021, issn: 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116608.
- [178] M. Wirtz, P. Remmen und D. Müller, „EHDO: A free and open-source webtool for designing and optimizing multi-energy systems based on MILP,“ *Computer Applications in Engineering Education*, Jg. 29, Nr. 5, S. 983–993, 2021, issn: 1061-3773. doi: 10.1002/cae.22352.
- [179] nPro Energy GmbH. „nPro - Planungstool für Gebäude & Quartiere.“ (2023), Adresse: <https://www.npro.energy/main/de/> (besucht am 29. 12. 2023).
- [180] centre for sustainable energy. „THERMOS tool.“ (2021), Adresse: <https://www.thermos-project.eu/>.
- [181] M. Noussan, M. Jarre und A. Poggio, „Real operation data analysis on district heating load patterns,“ *Energy*, Jg. 129, S. 70–78, 2017, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2017.04.079.
- [182] E. Guelpa und V. Verda, „Optimization of the Thermal Load Profile in District Heating Networks through “Virtual Storage” at Building Level,“ *Energy Procedia*, Jg. 101, S. 798–805, 2016, issn: 18766102. doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.101.
- [183] E. Guelpa, L. Marincioni, S. Deputato u. a., „Demand side management in district heating networks: A real application,“ *Energy*, Jg. 182, S. 433–442, 2019, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2019.05.131.
- [184] D. Hückebrink und V. Bertsch, „Decarbonising the residential heating sector: A techno-economic assessment of selected technologies,“ *0360-5442*, Jg. 257, S. 124 605, 2022, issn: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2022.124605.
- [185] R. Klebsch, U. Hollandt, U. Schwarz, E. Dunkelberg und B. Hirschl, *Technische und wirtschaftliche Bewertung einer getrennten Betriebsführung von Netz und Erzeugung des Fernwärmenetzes von Vattenfall für den Fall eines Eigentumsübergangs auf Berlin*. 2014.
- [186] Y. Wack, M. Baelmans, R. Salenbien und M. Blommaert, „Economic topology optimization of District Heating Networks using a pipe penalization approach,“ *0360-5442*, Jg. 264, S. 126 161, 2023, issn: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2022.126161.
- [187] P. A. Østergaard und A. N. Andersen, „Economic feasibility of booster heat pumps in heat pump-based district heating systems,“ *Energy*, Jg. 155, S. 921–929, 2018, issn: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2018.05.076.

Anhang

Potenzialstudie von Wärmeversorgungsvarianten in Hirschau

Sehr geehrte Damen und Herren,

der kommunale Wärmeplan (KWP) zeigt auf, dass die Universitätsstadt Tübingen theoretisch sehr viele Ansatzpunkte und Potenziale für die Wärmewende im Stadtgebiet hat. Ein Gebiet, das im Wärmeplan aufgrund der hohen Energiemengen heraussticht, ist das Industrie- und Gewerbegebiet Rittweg in Hirschau, in dem auch Ihr Unternehmen ansässig ist.

In Zusammenarbeit mit der Hochschule Rottenburg und dem Tübinger Ingenieurbüro ebök GmbH, möchte die Universitätsstadt Tübingen demnach für Hirschau eine Masterarbeit erstellen lassen, die die Potenziale für Wärmeversorgungsvarianten in Hirschau genauer betrachtet. Herr Knut Völkel, Student M.Sc. „Ressourceneffizientes Bauen“ an der Hochschule Rottenburg, wird die wissenschaftliche Arbeit bis voraussichtlich Ende des Jahres 2023 erstellen.

Als ersten Schritt möchte die Universitätsstadt Tübingen eine kurze Online-Umfrage mit den ortsansässigen Firmen durchführen, die von Herrn Völkel konzipiert wurde. In diesem Rahmen dürfen Sie gerne Ihre eigenen Wünsche, Bedürfnisse und Vorstellungen für die Energieversorgung Ihres Betriebs darlegen. Die Fragen sind offen formuliert, sodass die Möglichkeit besteht ungefähre Angaben anzugeben. Sie können die allermeisten Fragen auch unbeantwortet lassen oder überspringen. Mit Ihrem Einverständnis reicht die Universitätsstadt Tübingen Ihre Antworten dann an Herrn Völkel weiter.

Wir wären Ihnen dankbar, wenn Sie sich die Zeit für die Umfrage nehmen und damit Herrn Völkel unterstützen würden.

LINK zur Online-Umfrage: <https://forms.office.com/e/YaD56p5DUN>

Als Rückmeldung und Dankeschön wird Ihnen Herr Völkel einen kurzen anonymisierten Bericht über die Ergebnisse der Umfrage zukommen lassen. Sollten Sie Fragen zur Masterarbeit oder zur Online-Umfrage haben, können Sie sich gerne an Herrn Völkel (Tel.: 01578 6887573, E-Mail: janknut.voelkel@outlook.de) wenden oder sich bei der Stabsstelle für Umwelt- und Klimaschutz (Elisa Mayer, Tel: 07071-204-2392, Email: Elisa.Mayer@tuebingen.de) melden.

Wir bedanken uns für Ihre Mithilfe,

Bernd Schott und Elisa Mayer

Fragenkatalog zur Online-Umfrage im Gewerbegebiet Rittweg

- 1** Bitte geben Sie Firmenname und die Adresse Ihres Unternehmens an.
- 2** In welcher Branche ist Ihr Unternehmen tätig?
- 3** Zustimmung zur Speicherung der Daten (Datenschutzerklärung:
www.tuebingen.de/datenschutz.html)
- 4** Unterliegt der Energiebedarf starken saisonalen Schwankungen? Bitte machen Sie Angaben über den Anteil an elektrischer/fossiler/erneuerbarer Energien oder KWK (BHKW).
- 5** Produziert Ihr Unternehmen Energie durch PV-Anlagen, Solarthermie, Kraft-Wärme-Kopplung oder andere Quellen?
- 6** Wie hoch ist die Energieproduktion je Quelle?
- 7** Existieren in Ihrem Unternehmen Abwärmepotenziale? Wie hoch schätzen Sie das Abwärmepotenzial ein?
- 8** Gehen Sie von einer Zu- oder Abnahme des Energiebedarfes Ihres Unternehmens aus?
- 9** Haben Sie bereits Pläne oder Vorstellungen über die zukünftige Energieversorgung Ihres Unternehmens? Wie soll diese Ihrer Meinung nach
- 10** Können Sie sich vorstellen Teil eines Wärmenetzes zu sein? Welche Voraussetzungen müssen dafür erfüllt sein?
- 11** Gibt es Hindernisse oder Bedenken, die gegen ein Wärmenetz sprechen?
- 12** Welche Erwartungen bezüglich der zukünftigen Energieversorgung haben Sie an Politik/Stadt Tübingen/Stadtwerke Tübingen oder andere Akteure?
- 13** Sind Sie damit einverstanden, dass die Universitätsstadt Tübingen die Ergebnisse dieser Umfrage an Herrn Völkel weiterleitet? Die Ergebnisse werden vertraulich behandelt [...]
- 14** Sind Sie damit einverstanden, dass Herr Völkel Sie für eventuelle Rückfragen kontaktiert?
- 15** Ihre Kontaktdaten für eventuelle Rückfragen:
- 16** Welche Energieträger werden genutzt, um den jährlichen Energiebedarf zu
- 17** Wie hoch ist der jährliche Energiebedarf für Heiz- und Prozesswärme bzw. elektrischer Verbrauch Ihres Unternehmens?
- 18** Wenn gewünscht Ihre E-Mail-Adresse für das Zusenden des Bericht zur Umfrage:

Protokolle der durchgeführten Gespräche und Termine im Rahmen der Masterarbeit

Im Folgenden sind einige Protokolle der durchgeführten Gespräche und Termine im Rahmen der Masterarbeit festgehalten. Die in Tabelle 1 aufgelisteten Termine erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Der Inhalt der Gespräche und Termine ist größtenteils direkt in die Masterarbeit eingeflossen. Um Dopplungen zu vermeiden wurden hier nur wenige Protokolle angehängt. Zahlreiche Mailkontakte sind nicht aufgeführt.

25.05.2023: Auftakttreffen im Rathaus

Zum Auftakt des Projektes fand bereits im Mai 2023 ein Treffen von beteiligten Akteuren unter Leitung der Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen im Tübinger Rathaus statt. Beteiligt waren Bernd Schott, Elisa Mayer und Daniel Herold von der Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen, Martin Göppert aus der Fachabteilung nachhaltige Stadtentwicklung sowie Alexander Ebinger von den Stadtwerken Tübingen. Außerdem beteiligt waren der Geschäftsführer der ebök GmbH Matthias Laidig und Masterant Knut Völkel. Ziel der Besprechung war es die Vorstellungen und Wünsche der beteiligten Akteure an die Masterarbeit zu sammeln und zu diskutieren um einen gemeinsamen Weg zu finden. Aus Sicht der Stadt Tübingen wurde der Wunsch geäußert eine Potenzialstudie in Richtung Machbarkeitsstudie durchzuführen. Dabei sollen alle Energiequellen offen und objektiv beurteilt werden und die Grenzen ausgelotet werden. Eine weitere wichtige Fragestellung bezog sich vor allem auf die potenzielle Abwärmenutzung des Gewerbegebietes Rittweg und dessen Integration in ein Quartierskonzept. Aus Sicht der Stadtwerke wurde Offenheit gegenüber den Ergebnissen kommuniziert und zum Thema Machbarkeitsstudie beigetragen, dass diese bei der Planung von Neubaugebieten obligatorisch ist und die Thesis daher eher eine Potenzialstudie sein sollte auf der eine zukünftige Machbarkeitsstudie aufbauen kann. Herr Ebinger gab außerdem Informationen über bereits bestehende Wärmeerzeuger im Hirschauer Gebiet bekannt. Herr Göppert erläuterte grob die Pläne der Stadtentwicklung in Hirschau mit Neubaugebiet und Erweiterung des Gewerbegebietes. Um die Hirschauer Bürger und Bürgerinnen erfolgreich in das Projekt zu integrieren, wurde vereinbart den Ortschaftsrat im Rahmen der Ortschaftsratssitzung am 11.07. über das Projekt zu informieren. Des Weiteren wurde die Vorbereitung der Unternehmensumfrage im Gewerbegebiet Rittweg in Zusammenarbeit mit der Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen besprochen.

11.07.2023: Vorstellung im Ortschaftsrat

Unter der Beteiligung von Bernd Schott und Elisa Mayer von der Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen wurden beim ersten Termin am 11.07.2023 die Beweggründe, Ideen und Möglichkeiten der Masterarbeit erläutert. Die Präsentation traf auf Interesse bei den anwesenden Personen. Der Ortsvorsteher Ulrich Latus regte im Anschluss an die Präsentation an, auch den zeitlichen Verlauf

Tabelle 1: Anhang - Liste durchgeführter Gespräche und Termine im Rahmen der Masterarbeit

Datum	Thema	Beteiligte Institutionen
25.05.2023	Auftakttreffen im Rathaus	Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen, Fachabteilung nachhaltige Stadtentwicklung, Stadtwerke Tübingen, ebök GmbH
19.06.2023	Start Umfrage Rittweg	Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen
26.06.2023	Stadtplanung Flächenverfügbarkeit	Fachabteilung nachhaltige Stadtentwicklung, Stadtplanung Tübingen
11.07.2023	Vorstellung im Ortschaftsrat Hirschau	Ortschaftsrat Hirschau, Stabsstelle Umwelt- und Klimaschutz Tübingen
04.08.2023	Geothermie und Grundwasser	Landratsamt Tübingen Abteilung 31 Umwelt und Gewerbe
14.08.2023	Nachbereitung der Umfrage	Rudolf Raidt Zimmerei und Stocherkahn-bau
15.08.2023	Wärmenutzung von Oberflächengewässern	Landratsamt Tübingen Abteilung 31 Umwelt und Gewerbe
16.08.2023	Nachbereitung der Umfrage	Beton Kemmler
21.08.2023	Wärmenutzung von Oberflächengewässern	Kreisfischereiverein (KFV) Tübingen
24.08.2023	Nachbereitung der Umfrage	HÄNDLE Härterei
24.08.2023	Neubaugebiet Burgäcker	Stadtplanung Tübingen
30.08.2023	Abwasserwärmenutzung Hirschau	Landratsamt Tübingen Abteilung 31 Umwelt und Gewerbe
19.09.2023	Abwasserwärmenutzung Hirschau	Kommunale Servicebetriebe Tübingen
20.09.2023	Potenzialstudie Hirschau	Grüne Liste Hirschau
25.09.2023	Abwasserwärme generell	UHRIG Energie GmbH
05.10.2023	Gewässerökologie und Flußwärmepumpen	Regierungspräsidium Tübingen, ebök GmbH
04.12.2023	Nachbereitung der Umfrage	tsf tübinger stahlfeinguss

einer möglichen Wärmeversorgung zu untersuchen und darzustellen. Viele Hausbesitzer würden auf Aussagen zum Anschlusszeitpunkt an mögliche Wärmenetze warten. Weitere Fragen und Anregungen bezogen sich auf die Möglichkeiten der Integration des Gebäudebestandes in ein Wärmenetz und die Nutzung des Hirschauer Baggersees als Wärmequelle. Die Nutzung von Freiflächensolarthermie wurde von einigen Anwesenden als eher kritisch angesehen. Ortschaftsrat Norbert Schnitzler äußerte sich zudem kritisch gegenüber Wärmenetzen und stromgebundener Wärmeerzeugung bei gleichzeitiger Offenheit gegenüber den Ergebnissen des Projektes.

14.08.2023: Nachbereitung der Umfrage

Telefonat mit Herr Raidt (Rudolf Raidt Zimmerei und Stocherkahnbau) Es wird nur mit Stückholz und Holzabfällen aus der Zimmerei geheizt, dementsprechend ist die Zimmerei auf der Wärmeseite autark. Herr Raidt hatte in der Umfrage als Argumente gegen ein Wärmenetz Autarkie und Fremdbestimmung angegeben und betont im Telefonat, dass durch die Ereignisse der letzten Jahre ein zunehmender Wunsch nach mehr Unabhängigkeit in der Bevölkerung besteht. Diese Unabhängigkeit kann auch durch regionale und transparente gemeinschaftliche Projekte realisiert werden, bei denen die Menschen vor Ort mehr eingebunden werden und dadurch das Vertrauen in die Wärme- oder Energielösung steigt. Herr Raidt empfindet außerdem die mediale und politische Betrachtung der Zustände in Deutschland als zu vereinfacht. Die komplexen individuellen Situationen werden auch auf lokaler politischer Ebene zu sehr pauschalisiert. Daher hatte Herr Raidt in der Umfrage den Wunsch nach mehr Einzelfallbetrachtungen angegeben. Das Interesse an einer weiteren Bürgerbeteiligung besteht und die Vorstellung der Arbeit würde als Bereicherung gesehen werden.

15.08.2023: Wärmenutzung von Oberflächengewässern

Treffen mit Frau Kindt zur Nutzung Oberflächengewässern vom Landratsamt Tübingen Abteilung 31 Umwelt und Gewerbe

Laut Frau Kindt können Daten zu Abflussmengen und Wassertemperaturen aus den Diensten der LUBW bezogen werden. Relevante Größe ist dort der MNQ (Mittlerer Niedrigwasserabfluss). Wichtig für die Genehmigung und wasserrechtliche Erlaubnis der Nutzung von Oberflächengewässern zur Wärmegewinnung ist, dass eine Absenkung der Temperatur keine negativen ökologischen Auswirkungen hervorruft. Neben vielen Organismen, die sensibel auf einen Temperaturanstieg reagieren, gibt es auch einige, deren Entwicklung sensibel auf eine Temperaturabsenkung reagieren. Laut Frau Kindt kann eine Absenkung der Temperatur des Oberflächengewässers um 1 K als unbedenklich eingestuft werden. Darüber hinaus ist ein individuelles gewässerökologisches Gutachten erforderlich. Beteiligt am Genehmigungsverfahren sind neben der Abteilung Umwelt und Gewerbe des Landratsamtes Tübingen auch die Abteilung Naturschutz (LRA), die Fischereibehörde des Regierungspräsidiums Tübingen, sowie mögliche Grundstückseigentümer, welche von den geplanten Maßnahmen betroffen sind. Frau Kindt wies darauf hin, dass sich bereits eine Arbeitsgruppe im Umweltministerium mit dem Thema

befasst. Die Grundlage der wasserrechtlichen Genehmigung ist das Wassergesetz Baden-Württemberg und das Wasserhaushaltsgesetz. Laut Aussage von Frau Kindt ist der Baggersee als relativ flacher See mit geringen Seevolumen und Längsachse in Windrichtung einer ständigen natürlichen Durchmischung unterlegen, sodass der Baggersee wahrscheinlich keine Schichtung aufweist.

16.08.2023: Nachbereitung der Umfrage

Gespräch mit Herr Schaile und Frau Diebold zur Situation von Beton Kemmler

Beton Kemmler hat sich so wie die gesamte Firmenfamilie das Ziel gesetzt bis 2030 klimaneutral zu werden. Zur Erreichung dieses Ziels muss vor allem die Wärmebereitstellung für die Produktion der Betonfertigteile von aktuell 100 % fossiler Energie (v. a. Erdgas) auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Dafür hat Beton Kemmler ein firmeninternes Energiekonzept entwickelt mit deren Umsetzung bereits begonnen wurde. Dieses beinhaltet die Integration eines Biomassekessels, der Aufbau einer Solarthermieranlage und die Einbindung einer GWWP. Des weiteren werden die Prozessvorlauftemperaturen von aktuell vorwiegend 80°C auf 40°C-50°C gesenkt um den Wärmeverlust zu minimieren und die Einbindung der erneuerbaren Energieträger zu erleichtern. Der Weiterbetrieb der BHKW mit zukünftig grünen Gasen wird angestrebt. Die Abwärmepotenziale bei Beton Kemmler wurden bereits erfasst und wenn möglich nutzbar gemacht. Die Abwärme der Druckluftherzeugung wird in einer Trockenkammer genutzt. Abwärme entsteht ansonsten hauptsächlich im Bereich der Trockenkammern in denen die Betonteile zur schnelleren Aushärtung bei 40-50°C für einige Stunden verbleiben. Die dabei entstehende Abwärme ist diffus und im Medium Luft enthalten und dementsprechend schwer nutzbar zu machen. Dazu kommt, dass sie ein niedriges Temperaturniveau besitzt. Eine Abwärmenutzung ist hier sowohl technisch als auch wirtschaftlich wenig sinnvoll. Beton Kemmler ist aufgeschlossen gegenüber einem möglichen Wärmenetz und kann sich vorstellen Wärme aus dem Netz zu beziehen. Voraussetzung dafür ist, dass die aktuell noch benötigten Vorlauftemperaturen von etwa 80°C bedient werden können. Auch wenn vorerst keine Abwärmepotenziale vorhanden sind, kann sich Beton Kemmler dennoch vorstellen als Wärmelieferant aufzutreten. Dies könnte durch einen entsprechend dimensionierten Biomassekessel und die Einspeisung von Wärmeüberschüssen (z. B. solarthermische Wärme am Wochenende) realisiert werden.

21.08.2023: Wärmenutzung von Oberflächengewässern

Sowohl Neckar, als auch die drei Seen in Hirschau gehören zu den Angelgewässern des Kreisfischereivereins Tübingen (KfV Tübingen). Bezüglich der Nutzung des Baggersees für die Wärmeversorgung von Hirschau hat am 21.08.2023 ein Gespräch mit dem Vorstandsvorsitzenden Alexander Truncali stattgefunden. Zu den Aufgaben des KfV Tübingen gehört neben dem Monitoring der Fischbestände und dem Fischbesatz auch die Uferpflege, das Freibaggern von Laichzonen und das Einbringen von Altholz als Unterstand zum Schutz vor fischfressenden Vögeln. Entsprechend hoch ist die Kenntnis der betreuten Gewässer. Der Verein kann damit wichtige Argumente für oder gegen die mögliche Nutzung

des Hirschauer Baggersees beitragen. Grundsätzlich sieht Herr Truncali kein Problem in der Nutzung des Sees insbesondere wenn die Abkühlung nur etwa 1 K beträgt. Die vorhandenen Fischarten sind vor allem Weißfische, welche mit einem großen Temperaturspektrum gut zurecht kommen und auch hohe Wassertemperaturen von bis zu 30°C vertragen. Sensibel auf eine Temperaturabsenkung könnte die Karpfenpopulation reagieren, da diese zum Laichen höhere Temperaturen benötigen. Laut Herr Truncali findet grundsätzlich eine schnelle Umwälzung des Seevolumens durch Wind statt, sodass sich der Kaltwasseraustritt zügig mit dem restlichen Seevolumen vermischen sollte. Für eine valide Aussage wird aber eine tiefergehende Untersuchung empfohlen. Aus technischer Sicht stellt das sehr starke Krautwachstum, welches sich auf den kompletten See erstreckt, ein Problem dar, da sich dadurch der Zulauf zum Wärmeversorger zusetzen und ein hoher Wartungsaufwand entstehen könnte. Der KfV Tübingen versucht bereits durch entsprechenden Fischbesatz gegenzusteuern. Hauptursache ist aber vor allem die zunehmende Eutrophierung des Gewässers durch den Eintrag von Nährstoffen aus Neckar und Grundwasser. Das Kraut stirbt im Herbst ab, sodass dieses Problem vor allem in den Sommermonaten besteht. Die saisonalen Schwankungen im Wärmeentzug sieht Herr Truncali eher positiv. Eine stärkere Abkühlung im Winter begünstigt die Bildung einer Eisdecke und damit auch die Winterruhe der Fische. Laut Herr Truncali friert der Hirschauer Baggersee trotz zunehmend wärmeren Wintern weiterhin immer wieder zu, was dann zu Wassertemperaturen von 0-4°C führt. Ohne Eisdecke beträgt die Wassertemperatur im Winter eher 7-8°C.

24.08.2023: Nachbereitung der Umfrage

Gespräch mit Herr Labitzke und Herr Karawassilis zur Situation der HÄNDLE Härterei

Die HÄNDLE Härterei ist Teil der HÄRTHA Group, welche in Deutschland, Italien und den Niederlanden Standorte besitzt. Als Unternehmen im Bereich der Wärmebehandlungsverfahren für Metalle ist der Betrieb mit 14 GWh bis 15 GWh pro Jahr sehr energieintensiv und damit größter Energieverbraucher im Gewerbegebiet Rittweg. Etwa 60% der Energie werden über Erdgas bezogen, der restliche Anteil hauptsächlich über Strom. In Zukunft sollen weitere Verbraucher am Standort elektrifiziert werden und gasbetriebene Öfen für den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden. In der Unternehmensgruppe werden die hohen Energieverbräuche durch eigene Solarparks und weitere Projekte kompensiert. Die im Unternehmen durchgeführten Verfahren sind größtenteils Hochtemperaturanwendungen und haben ein entsprechend hohes Abwärmepotenzial. Dazu kommt, dass die Öfen fast dauerhaft im Betrieb sind. Dadurch entsteht kontinuierlich Abwärme, welche nur sehr geringen Schwankungen unterlegen sind. Ein intern durchgeführtes Gutachten hat ein Abwärmepotenzial von 1,25 GWh pro Jahr ermittelt, welches in Form von auf 60°C bis 70°C erhitzter Luft vorliegt. Davon könnten circa 0,45 GWh/a intern genutzt werden. Bisher liegt allerdings kein technisch und wirtschaftlich machbares Konzept vor. Als Hauptproblematik wird hier vor allem der Platzbedarf für zusätzliche technische Anlagen gesehen. Falls die Abwärme in Zukunft nutzbar gemacht werden kann, besteht Interesse als Wärmelieferant für ein mögliches Wärmenetz aufzutreten. Als Voraussetzung aus Sicht der HÄNDLE Härterei wird eine bestehende Netzinfrastuktur und ein angemessener Wärmepreis gesehen.

Potenzialstudie zu Wärmeversorgungsvarianten in Hirschau

Bernd Schott
Umwelt- und Klimaschutz

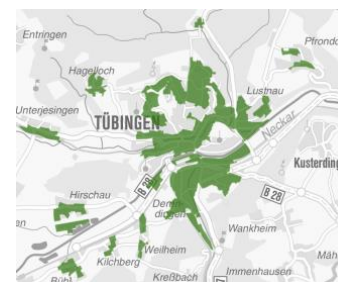
Knut Völkel
HFR / ebök

Tübingen macht
blau
Die Klimaschutzkampagne

1

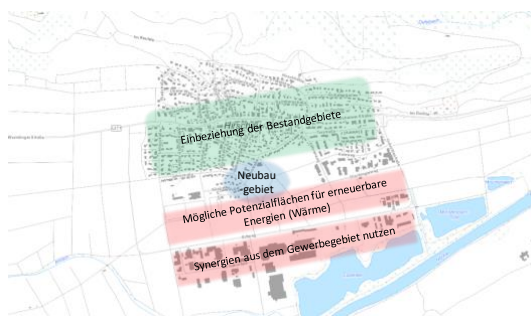
Ausgangslage

- Kommunaler Wärmeplan hat über 20 Eignungsgebiete für den Fernwärmeausbau ermittelt.
- Situation Hirschau:
 - Über 70 % der Wärme stammt aus Öl- oder Gasheizungen
 - Wärmbedarf teilt sich zu etwa gleichen Teilen auf Gewerbe und Wohnen auf
 - ggf. Abwärmepotenziale aus dem Gewerbegebiet Rittweg
 - Befragung von Betreibern angelaufen (Resonanz noch gering)



2

Was ist die Idee?



3

Was ist die Idee?

- Entwicklung von praxisnahen Ideen für die zukünftige Wärmeversorgung auf Basis der erhobenen Informationen
- Evaluation der Ideen im Dialog mit den beteiligten Akteuren
- Ausarbeitung einiger favorisierter Ideen
- Überschlägige ökologische und wirtschaftliche Aspekte für einen Vergleich
- Simulation und Optimierung von 1 - 2 ausgewählten Energiekonzepten

4

Und warum?

- Die Masterarbeit bietet die Möglichkeit einen objektiven Blick auf mögliche Wärmeversorgungsvarianten in Hirschau zu werfen.
- Durch die Beteiligungsprozesse werden Bedenken, Wünsche und Bedürfnisse der beteiligten Akteure erfasst und berücksichtigt.
- Der kommunale Wärmeplan hat Hirschau als Fokusgebiet eingeordnet. Die Arbeit setzt an diesem Punkt an.
- Die Masterarbeit kann als Vorarbeit für Machbarkeitsstudien im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) gesehen werden.

5

Und wer?

- Masterrant
- Knut Völkel
- Studium Maschinenbau in Leipzig
- Studium Ressourceneffizientes Bauen in Rottenburg
- Praktikum und Werkstudent bei ebök GmbH in Tübingen



Hochschule für Fernstudien
Rottenburg
Institute für Angewandte Umwelttechnik

ebök

6

NACHHALTIGE WÄRMEVERSORGUNG IN HIRSCHAU

Im Rahmen der Masterthesis „Potenzialstudie zu Wärmeversorgungsvarianten in Hirschau“

Informationsabend und Diskussionsrunde am 24.10.2023 im Ratsstübli Hirschau

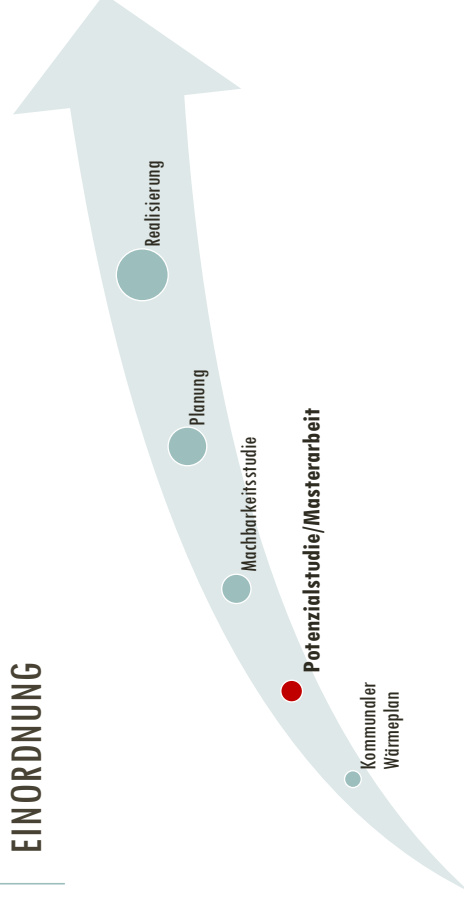
Knut Völkel

EINLEITUNG

- Knut Völkel
- Studium Maschinenbau in Leipzig
- Studium Ressourceneffizientes Bauen in Rottenburg
- Praktikum und Werkstudent bei ebök GmbH in Tübingen
- Masterthesis in Kooperation mit der Stadt Tübingen und der ebök GmbH



EINORDNUNG



FOKUS AUF ZENTRALE LÖSUNGEN

Zentrale Lösungen ermöglichen...

- die Einbindung von sonst nicht erschließbaren Wärmequellen,
- den Einsatz von effizienteren und optimierteren Technologien,
- die Kombination mehrerer Wärmequellen,
- die Berücksichtigung von Skalierungseffekten und Gleichzeitigkeiten um Ressourcen zu sparen,
- und die flexible Weiterentwicklung der Wärmeerzeuger/-quellen.

HIRSCHAU IM KOMMUNALEN WÄRMEPLAN TÜBINGEN



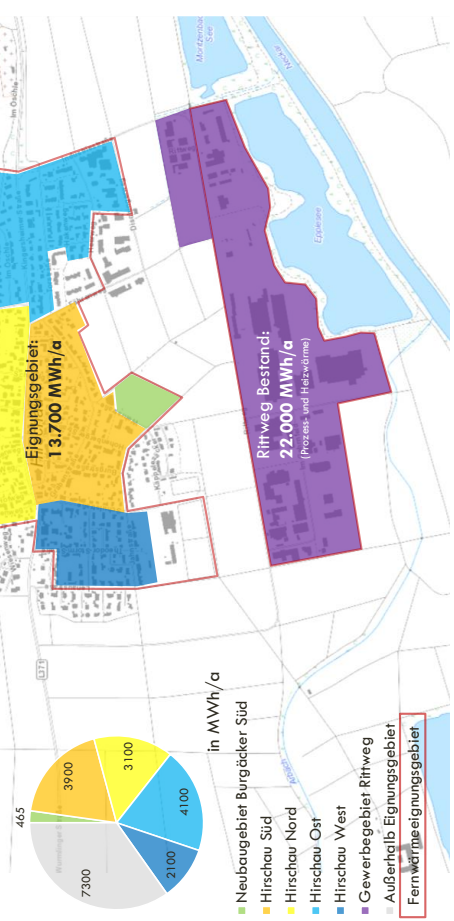
HIRSCHAU IM KOMMUNALEN WÄRMEPLAN TÜBINGEN



HIRSCHAU IM KOMMUNALEN WÄRMEPLAN TÜBINGEN



WÄRMEBEDARF WOHNEN



TEMPERATURNIVEAU

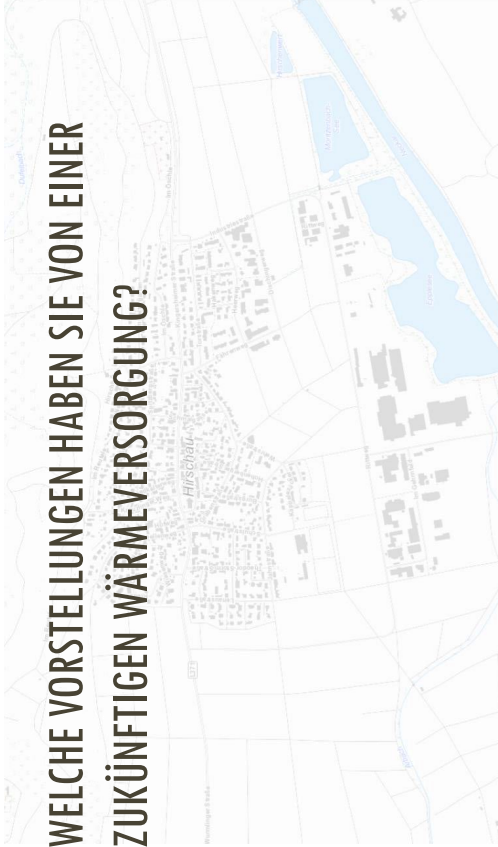
- Neubaugesbiet
- ~35 °C
 - Kalte Nahwärme/LowEx

- Bestandsgebiete
Wohnen
- 70 - 90 °C
 - Niedertemperatur /Konventionell

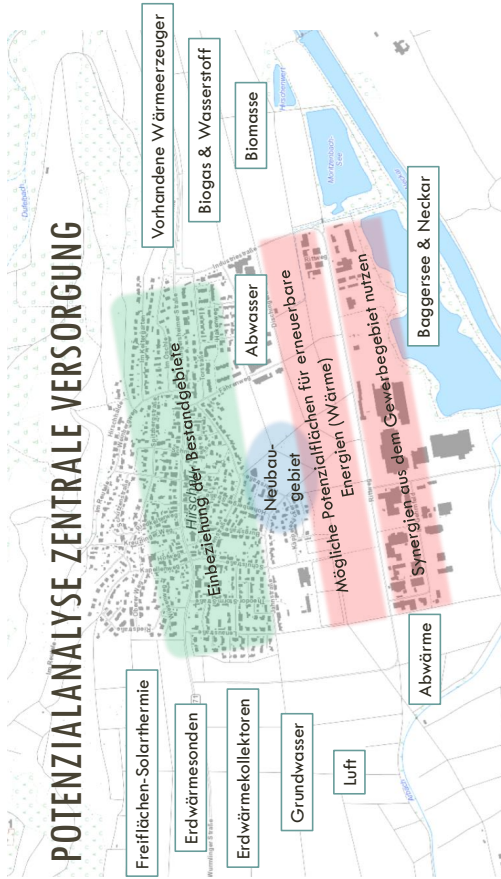


- Gewerbegebiet
- 40 - 90 °C
 - Mehrleiternetz

Temperaturniveau Wärme



WELCHE VORSTELLUNGEN HABEN SIE VON EINER
ZUKÜNFTIGEN WÄRMEVERSORGUNG?



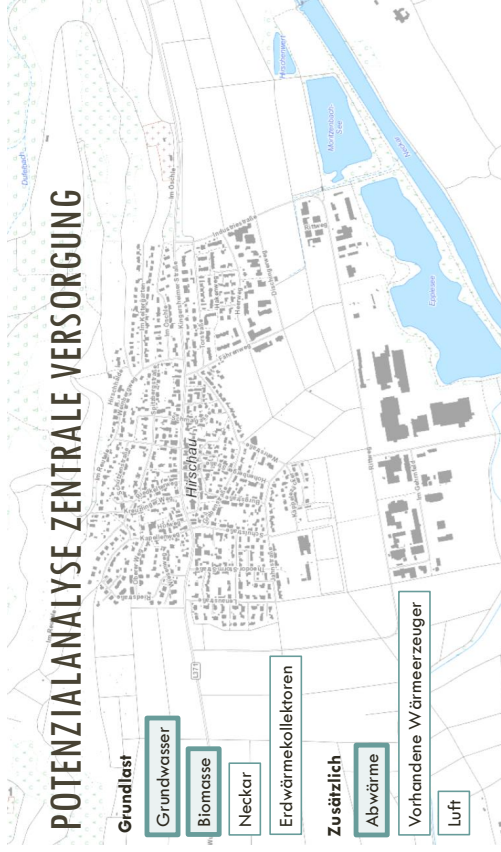
POTENZIALANALYSE ZENTRALE VERSORGUNG



AUSSCHLUSS VON WÄRMEQUELLEN

Wärmequelle	Ausschlusskriterium
Freiflächen-Solarthermie	Kaum verfügbare Freiflächen
Erdwärmesonden	Nicht zulässig
Abwasser	Abwassermengen für zentrale Lösung zu gering
Biogas & Wasserstoff	Nicht verfügbar
Baggersee	Wassertiefe und -menge nicht ausreichend, technische Umsetzung schwierig

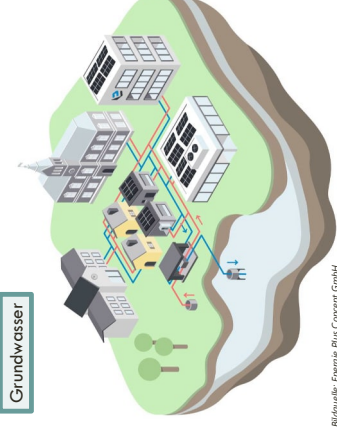
POTENZIALANALYSE ZENTRALE VERSORGUNG



POTENZIALANALYSE GRUNDLAST

Grundwasser

- Es gibt bereits mehrere Grundwasser-Wärmepumpen in Hirschau
- Dadurch Zulässigkeit/Genehmigung mit hoher Wahrscheinlichkeit möglich
- Zur Abschätzung des Potenzials Erkundungsmaßnahmen notwendig
 - Probebohrungen
 - Hydrogeologisches Gutachten



Bildquelle: Energie Plus Concept GmbH

POTENZIALANALYSE GRUNDLAST

Biomasse



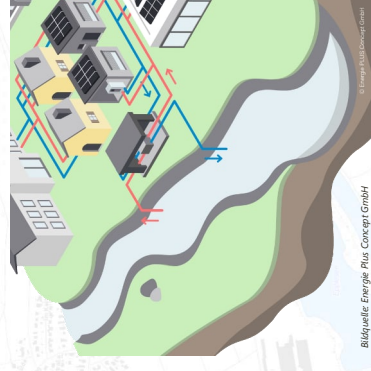
Bildquelle: <https://www.bionnenergietheholz.de/> (Stand: 10/2023)

- Verbrennung von Holzhackschnitzeln o. ä.
- Planbarkeit und Skalierung einfach
- Passendes Temperaturniveau für Bestandsgebäude und Gewerbe
- Abhängigkeit von (regionaler) Preisentwicklung & Verfügbarkeit von Brennmaterial

POTENZIALANALYSE GRUNDLAST

Neckar

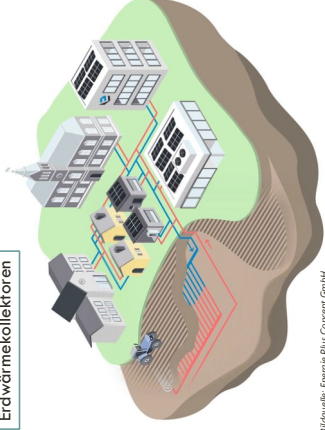
- Hohe Wärmemengen möglich
- Potenzielle Entnahmestelle am Hirschauer Wehr
- Standort auf Grund der Entfernung nicht ideal
- Eventuelle Nutzungskonflikte mit dem Kraftwerk Rappenberghalde
- Nutzung nicht das ganze Jahr möglich



Bildquelle: Energie Plus Concept GmbH

POTENZIALANALYSE GRUNDLAST

Erdwärmekollektoren



Bildquelle: Energie Plus Concept GmbH

- Hohe Flächenverfügbarkeit und –effizienz durch Doppelnutzung
 - Sportflächen
 - Agrothermie
- Am Standort nur geringe spezifische Wärmeleitfähigkeit
- Eventuell höhere Investitionskosten
- Erkundungsmaßnahmen/Bodengutachten notwendig

POTENZIALANALYSE ZUSÄTZLICHE WÄRMEQUELLEN

Abwärme

- Umfrage im Gewerbegebiet Rittweg
- Nur geringe Rücklaufquote
- HÄNDLE Härterei mit potenzieller Abwärme
- Grundsätzliche Bereitschaft mitzuwirken
- Unsicherheiten bei der technischen Erschließung

Luft

- Planbarkeit und Skalierung einfach
- (fast) immer verfügbar
- Aber weniger effizient

Vorhandene Wärmeerzeuger

- Bereitschaft von Beton Kemmler als Wärmelieferant aufzutreten
- Bestehende Wärmenetze sind bereits ausgelastet und modernisiert

MÖGLICHE SZENARIEN

Vorwiegend
dezentral

- Bestand bleibt dezentral versorgt
- Kalte Nahwärme für Neubaugebiete

Zentrale Wärmeversorgung

- Warmes Netz für Bestand mit Integration des Gewerbegebietes
- Neubaugebiet mit eigenem kalten Nahwärmenetz oder Anschluss an Rücklauf

Gewerbenetz

- Wohnbestand bleibt dezentral versorgt
- Wärmenetz im Gewerbegebiet mit Prosumer/Consumer-Modell
- Neubaugebiet über kalte Nahwärme oder Anschluss an Gewerbenetz

Dezentrale Lösungen

Zentrale Lösungen

VORWIEGEND DEZENTRAL



Kalte Nahwärme im

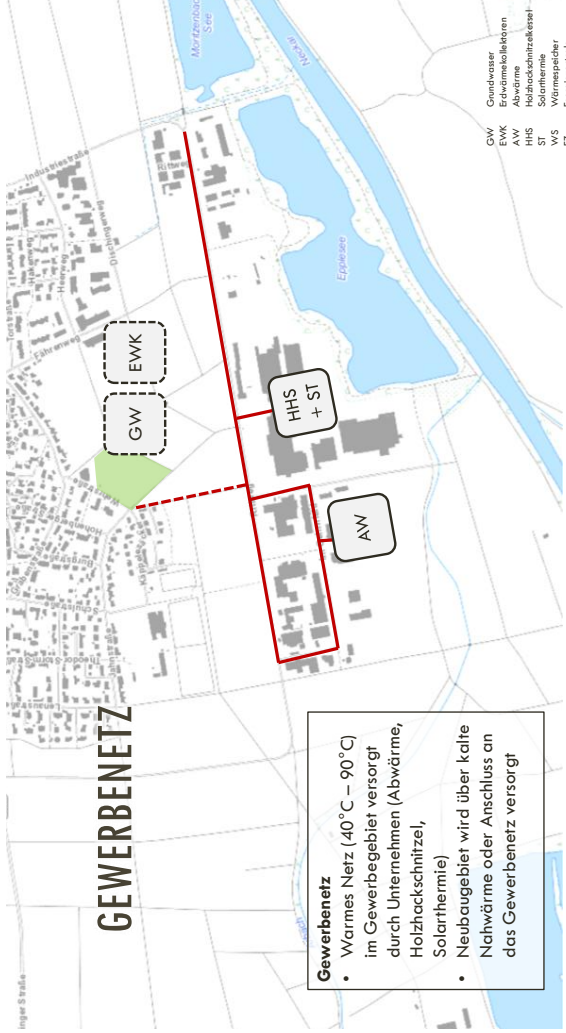
Neubaugebiet Buraäcker Süd

- Versorgt durch Grundwasser
- Alternativ Erdwärmekollektoren
- Dezentrale Wärmepumpen in jedem Gebäude

GW

EWING

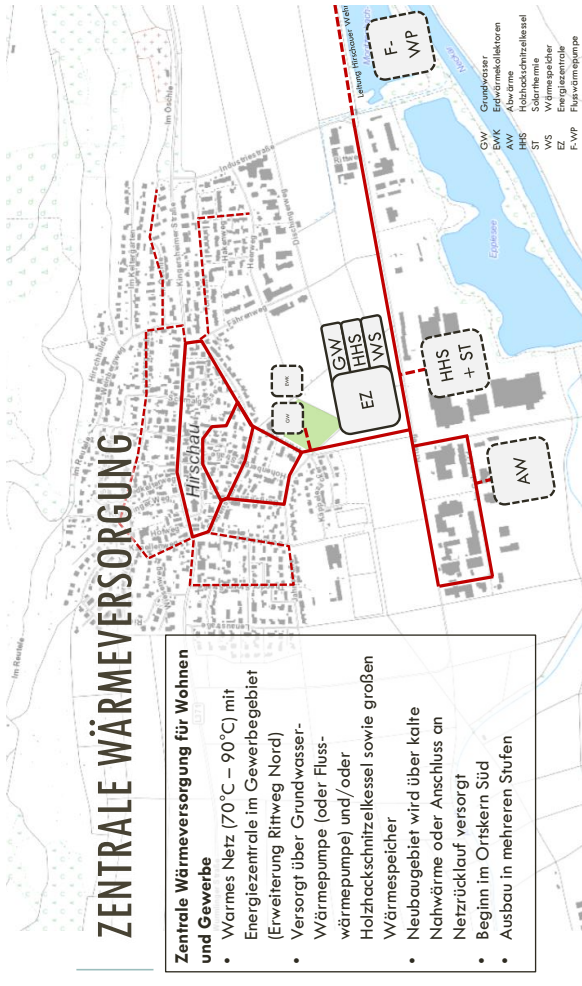
GW	Grundwasser
EWK	Erwärmekollektoren
AW	Abwärme
HHS	Holzackschnittzelle
ST	Solarthermie
WS	Wärmespeicher
EZ	Energiezentrale



ZUSAMMENFASSUNG

- Die Wärmewende ist eine Herausforderung und passiert nicht von alleine
- Die Potenzialanalyse hat ergeben, dass sich vor allem Grundwasser und Biomasse als Wärmequelle eignen würden
- Mögliche Synergien mit dem Gewerbegebiet bestehen und sollten idealerweise erschlossen werden
- Auf Basis der Wärmequellen sind unterschiedliche Szenarien für Hirschau möglich

DANKESCHÖN,



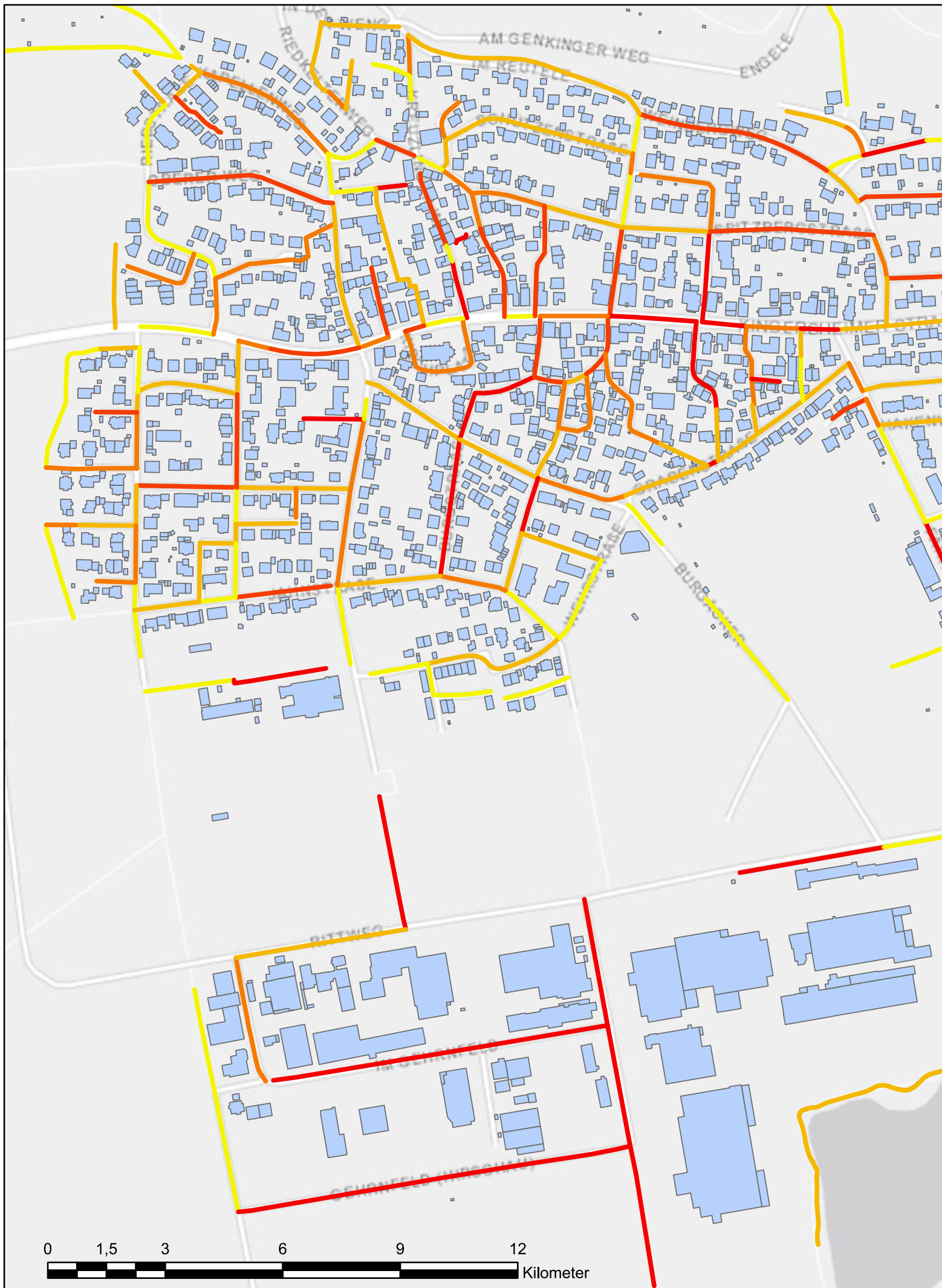
GIBT ES VERSTÄNDNISFRAGEN?

DISKUSSIONSTEIL



WARUM EIN WÄRMENETZ AUF BASIS VON ERNEUERBAREN ENERGIEN?

1. Verantwortungsgerecht – für Kinder und Enkel
2. Unabhängig und dauerhaft kostens stabil – durch Eigenerzeugung vor Ort
3. Komfortabel – Entscheidung, Planung und Durchführung durch Wärmeversorger
4. Klimagerecht – Kühlung im Sommer inklusive
5. Wirtschaftlich – Dank attraktiver Fördermittel
6. Lokale Wertschöpfung – kein Geldmittelabfluss

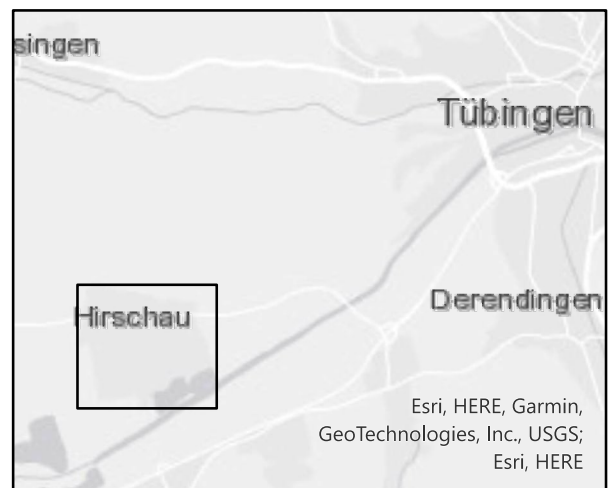


Potentialstudie Wärmeversorgung Hirschau

20230912_Linien_Hirsch

Liniendichte

- 0,000000 - 800,000000
- 800,000001 - 1500,000000
- 1500,000001 - 2000,000000
- 2000,000001 - 2500,000000
- 2500,000001 - 52341,332350



ebök GmbH
Schellingstr. 4/2
72072 Tübingen
07071/9394-0
mail@eboek.de



Plannummer:

1

Datum:

31.12.2023

Projektdaten

Beschreibung	Parameter	Einheit	Art	Alle Varianten
Projekt-Einstellungen				
Standortdaten	Land, Stadt	-	technisch	DE, Stuttgart
Kapitalwertberechnung	Kalkulatorischer Zinssatz	%	Kosten	5
	Betrachtungshorizont	a	Kosten	20
Förderungen auf Investitionen	Gebäudeenergiesysteme	%	Kosten	0
	Wärmenetz	%	Kosten	0
	Energiezentrale	%	Kosten	0
Erlöse für Bedarfsdeckung	Arbeitspreis Wärme	€/kWh	Kosten	0,25
	Leistungspreis Wärme	€/kW	Kosten	0
	Grundpreis Wärme	€/(Gebäude*a)	Kosten	0
Pauschalkosten	Planungskosten	%	Kosten	10
	Lieferung, Montage, Inbetriebl	%	Kosten	0
	Mess- und Regelungstechnik	%	Kosten	0
	Unvorhergesehene Kosten	%	Kosten	10
Sonstige Kosten	Sonstige Investitionen	€	Kosten	0
	Sonstige Betriebskosten	€/a	Kosten	0
Minimale Temperaturdifferenz	Wasser-Wasser-Wärmeübetr	K	technisch	2

Gebäude

Gebäudeliste

Bezeichnung	Nutzungstyp	Anzahl	Nutzfläche m²	Wärme [MWh]	Leistung [kW]	VL/RL [°C]
Wohnen Neubau MFH BS	Wohnen	3	2.400	156	108	35/25
Pflege Neubau BS	Alten-/Pflegeheim	2	3.920	243	147	50/40
Wohnen Neubau RH BS	Wohnen	6	644	35	26	35/25
Wohnen Neubau EFH BS	Wohnen	4	509	28	20	35/25
Bestand Typ A	Wohnen	37	8.552	639	447	55/45
Bestand Typ B	Wohnen	148	26.639	3.819	2.239	55/45
Bestand Typ C	Wohnen	10	1.482	377	218	60/50
Summe		210	44.146	5.297	3.161	

Beschreibung

Kostenparameter

Wärmenetzanschluss			
Spezifische Investitionen	€/kW_th	Kosten	571
Fixe Investitionskosten	€/Gebäude	Kosten	0
Lebensdauer	a	Kosten	40
Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	0,5

Wärmenetz

Beschreibung	Parameter	Einheit	Art	Wert
Netztemperatur	Konstant/Gleitend/Profil	-	technisch	Konstant
	Vorlauf	°C	technisch	40-70
	Rücklauf	°C	technisch	25-45
Wärmeverluste	Detaillierte Berechnung	m_ Verlegetiefe	technisch	1,2
Hydraulische Verluste	Pumparbeit	%_ WärmeEZ	technisch	1,5
Sonstiges	Gleichzeitigkeitsfaktor	-	technisch	1
Rohrnetzkosten	Lebensdauer	a		60
	Wartungskosten	% der Invest.		1
	Rohrnetz (wird 2x gerechnet)	€/m		392
	Erarbeiten und Verlegung	€/m		392
	Trassenlänge	km		4,6

Rohrnetz

	Länge [m]	Dämmung	T-T70/45 (B-S+)	T-T40/25	Wärmeverluste [kWh/m]
Hausanschlussleitungen DN25	1.837	Normal		125	57
Netzleitung DN25	151	Normal		125	57
Netzleitung DN32	496	Normal		127	58
Netzleitung DN40	361	Normal		145	66
Netzleitung DN50	296	Normal		161	73
Netzleitung DN65	422	Normal		186	84
Netzleitung DN80	211	Normal		194	88
Netzleitung DN100	364	Normal		204	92
Netzleitung DN125	206	Normal		231	105
Netzleitung DN150	244	Normal		270	122
Summe	4.588			719 MWh	326 MWh

Energiezentrale

Beschreibung	Parameter	Einheit	Art	Wert
Technologieauswahl				
Photovoltaik	Optimierungsintervall	kWp	technisch	0 bis 1.000
	Neigungswinkel	°	technisch	30
	Azimut	°	technisch	0
	Verluste PV-Modul	%	technisch	14
	Wechselrichter-Wirkungsgrad	%	technisch	96
	Modulwirkungsgrad	%	technisch	17
	Temperaturkoeffizient	%/°C	technisch	0,3
Biomasse-BHKW 1	Elektrischer Wirkungsgrad	%	technisch	14
	Thermischer Wirkungsgrad	%	technisch	83
Biomasse-Kessel 1	Optimierungsintervall		technisch	-
	Thermischer Wirkungsgrad		technisch	1,02
Aktive Beschränkung	Wärmebedarf größer als	kW	technisch	
Wärmequelle 1 (Abwärme)	Wärmepotenzial			konstant
	Leistung	kW	technisch	92
	Jahressumme	MWh	technisch	806
	Wärmebezugspreis Abwärme	€/kWh	Kosten	0,03
Wärmequelle 2 (Grundwasser-WP)	Wärmepotenzial			konstant
	Verfügbare Wärmeleistung	kW	technisch	2.000
	Wärmepumpe COP konstant	-	technisch	3,21
Wärmespeicher	Optimierungsintervall	m ³	technisch	1.682 bis 10.000
	Stand-by-Verluste	%/Tag	technisch	0,28
	Temperaturbereich	K	technisch	20
Energiebezug				
Stromnetz	Strombezug Arbeitspreis	€/kWh	Kosten	0,16
	Einspeisevergütung	€/kWh	Kosten	0,07/0,10*
Biomasse-Bezug	Biomasse Arbeitspreis	€/kWh	Kosten	0,035
Abwärme	Wärmebezugspreis	€/kWh	Kosten	0,03
Kostenparameter				
Photovoltaik	Spezifische Investitionen	€/kWp	Kosten	850
	Lebensdauer	Jahre	Kosten	20
	Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	1,2
Biomasse-BHKW 1	Spezifische Investitionen	€/kW_th	Kosten	965
	Lebensdauer	Jahre	Kosten	25
	Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	4,2
Biomasse-Kessel 1	Spezifische Investitionen	€/kW_th	Kosten	700
	Lebensdauer	Jahre	Kosten	20
	Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	3
Wärmequelle 1 (Abwärme)	Spezifische Investitionen	€/kW_th	Kosten	0
	Lebensdauer	Jahre	Kosten	100
	Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	0

Wärmequelle 2 (Grundwasser-WP)	Spezifische Investitionen	€/kW_th	Kosten	1.200
	Lebensdauer	Jahre	Kosten	25
	Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	1,5
Wärmespeicher	Spezifische Investitionen	€/m³	Kosten	230
	Lebensdauer	Jahre	Kosten	20
	Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	1,5
PV-Anlage	Spezifische Investitionen	€/m³	Kosten	850
	Lebensdauer	Jahre	Kosten	20
	Jährl. Wartungskosten	% der Invest.	Kosten	1,2

Ökologische Parameter

CO2-Emissionen Strombezug	g/kWh	Ökologie	351
Primärenergiefaktor Strom		Ökologie	1,8
CO2-Emissionen Biomassebezug	g/kWh	Ökologie	7,7
Primärenergiefaktor Biomasse		Ökologie	0,2
CO2-Preis	€/t_CO2	Ökologie	60

Einstellungen

Optimierungsziel	technisch	Jährl. Gesamtkosten	
Erneuerbare Energien zur Spitzenlastabdeckung	technisch		ja
Konservative Systemauslegung	technisch		nein
Anzahl Typtage	technisch		-

COP Grundwasserwärmepumpe

Monat	Grundwassertemperatur [°C]	70/45	65/42	60/38	55/35	50/32	45/28	40/25
1	11,0	3,383	3,638	3,987	4,368	4,843	5,542	6,381
2	10,9	3,380	3,636	3,984	4,364	4,838	5,535	6,372
3	10,8	3,374	3,628	3,975	4,354	4,825	5,517	6,348
4	10,5	3,366	3,618	3,963	4,339	4,807	5,493	6,315
5	10,3	3,357	3,608	3,951	4,324	4,788	5,469	6,283
6	10,1	3,351	3,601	3,942	4,313	4,775	5,451	6,259
7	10,0	3,349	3,598	3,939	4,310	4,770	5,445	6,251
8	10,1	3,351	3,601	3,942	4,313	4,775	5,451	6,259
9	10,3	3,357	3,608	3,951	4,324	4,788	5,469	6,283
10	10,5	3,366	3,618	3,963	4,339	4,807	5,493	6,315
11	10,8	3,374	3,628	3,975	4,354	4,825	5,517	6,348
12	10,9	3,380	3,636	3,984	4,364	4,838	5,535	6,372
Mittel	10,5	3,37	3,62	3,96	4,34	4,81	5,49	6,32