

Stadt Friedrichshafen

Vorentwurf / Entwurf

Bericht zur kommunalen Wärmeplanung Friedrichshafen

Vorentwurf / Entwurf

Stand 15.11.2023

ENTWURF - ggf. unvollständig

KOMMUNALE WÄRMEPLANUNG FRIEDRICHSHAFEN

IM AUFTRAG DER STADT FRIEDRICHSHAFEN

ABSCHLUSSBERICHT ENTWURF

STADTWERK AM SEE
&
SMART GEOMATICS
INFORMATIONSSYSTEME

STADTWERK
AM SEE 

Auftraggeberin
Stadt Friedrichshafen
Amt für Stadtplanung und Umwelt

Auftragnehmer
Stadtwerk am See
& Smart Geomatics

Autoren beim Stadtwerk am See

Dr. Andreas Bachmaier
Christian Freund
Konrad Hillebrand
Katharina Widmann

Kontakt



STADTWERK AM SEE GmbH & Co. KG
Bereich Energiesysteme (TE)
Kurt-Wilde-Str. 10
88662 Überlingen
T 07551 9234-701
F 07551 9234-60701
info@stadtwerk-am-see.de
www.stadtwerk-am-see.de

Autoren bei Smart Geomatics

Thomas Beck

in Zusammenarbeit mit



Smart Geomatics Informationssysteme GmbH
Ebertstraße 8
76137 Karlsruhe
www.smartgeomatics.de

in Zusammenarbeit mit



Energieagentur Ravensburg gGmbH
Zeppelinstraße 16
88212 Ravensburg
www.energieagentur-ravensburg.de

unter Mitarbeit von

Walter Göppel
Armin Maier
Michael Maucher

Firmensitz: Kurt-Wilde-Str. 10 | 88662 Überlingen

Verwaltungssitz: Kornblumenstr. 7/1 | 88046 Friedrichshafen

Reg. AG Freiburg i. Br. | HRA 702913

Persönlich haftende Gesellschafterin: Stadtwerk am See Verwaltungs GmbH | Sitz: Überlingen | Reg. AG Freiburg i. Br. | HRB 708312

Geschäftsführer: Alexander-Florian Bürkle | Vorsitzender des Aufsichtsrates: Andreas Brand

INHALTSVERZEICHNIS

INHALTSVERZEICHNIS	I
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	III
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	IV
TABELLENVERZEICHNIS	VII
1 ZUSAMMENFASSUNG	1
2 AUSGANGSSITUATION	4
2.1 Aufgabe und Inhalt der kommunalen Wärmeplanung	5
2.2 Klimaschutz für Bund und Land.....	6
2.3 Grundlagen zur kommunalen Wärmeplanung in Friedrichshafen	6
3 BESTANDSANALYSE	10
3.1 Untersuchungsgebiet	10
3.2 Beschreibung der Gemeindestruktur	11
3.3 Erfassung und Darstellung des räumlich aufgelösten Wärmebedarfes.....	16
3.4 Erstellung einer Energie- und Treibhausgasbilanz	23
4 POTENZIALANALYSE	24
4.1 Ziele und Vorgehensweise	24
4.2 Potenziale zur Senkung des Wärmebedarfs.....	24
4.2.1 Einsparpotenziale durch energetische Gebäudesanierung	24
4.2.2 Einsparpotenziale in den Sektoren Industrie und GHD.....	27
4.2.3 Gesamtpotential durch Wärmebedarfsminderung.....	30
4.3 Potentiale Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme	31
4.3.1 Abwasserwärmepotentiale	32
4.3.2 Holzartige Biomasse.....	39
4.3.3 Flüssige Biomasse	42
4.3.4 Geothermie - tief	42
4.3.5 Geothermie - oberflächennah.....	45
4.3.6 Geothermie - Grundwasser	48
4.3.7 Oberflächengewässer – Seewasser.....	49
4.3.8 Oberflächengewässer - Flusswasser	52
4.3.9 Außenluft	52
4.3.10 Solarthermie dezentral	53
4.3.11 Solarthermie zentral	53
4.3.12 Zusammenfassung ST-Erzeugungspotential (dezentral und zentral)	54
4.3.13 Wasserstoff im Wärmebereich	54
4.3.14 Wasserstoff in Friedrichshafen.....	55
4.4 Potentiale Strom aus erneuerbaren Energien.....	57
4.4.1 Photovoltaik dezentral	57
4.4.2 Photovoltaik zentral	58
4.4.3 Zusammenfassung PV-Erzeugungspotential (dezentral und zentral).....	60
4.4.4 Wasserkraft.....	60
4.4.5 Windkraft.....	62

5	ZIELSZENARIO	63
5.1	Städtische Klimaziele	63
5.2	Energieträgermix der Wärmeversorgung.....	64
5.2.1	Zielszenario 2040	64
5.3	Methode zur Ermittlung des Zielszenarios.....	67
5.3.1	Eignungsgebiete Wärmenetze	67
5.3.2	Eignungsgebiete Einzelheizungen	70
6	WÄRMEWENDESTRATEGIE FÜR DIE STADT FRIEDRICHSHAFEN	73
6.1	Gebietssteckbriefe der Teilgebiete	73
6.1.1	Hofen	74
6.1.2	Löwental	77
6.1.3	St. Georgen	79
6.1.4	Wiggenhausen.....	82
6.1.5	Fallenbrunnen.....	85
6.1.6	Manzell	87
6.2	Maßnahmenkatalog	91
6.2.1	Priorisierte Maßnahmen gemäß KlimaG	91
6.2.2	Zusätzliche Maßnahmen	104
7	LITERATURVERZEICHNIS	113

ENTWURF - ggf. unvollständig

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Bedeutung
Abt.	Abteilung
ARA	Abwasserreinigungsanlage / Abwasserkläranlage
AW	Abwasser
BEG	Bundesförderung effizienter Gebäude: Förderprogramm
BEW	Bundesförderung effizienter Wärmenetze: Förderprogramm
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EA	Energieagentur
FN	Friedrichshafen
GHD	Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor
GOK	Geländeoberkante
H ₂	Wasserstoff
IB	Ingenieurbüro
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
THG	Treibhausgas (CO ₂ und CO ₂ -Äquivalente)
TWF	Technische Werke Friedrichshafen (heute Stadtwerk am See)
GF	Georg Fischer AG
KEA	Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (Landesenergieagentur BW)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (z.B. Blockheizkraftwerk)
kWP	kommunale Wärmeplanung
NW	Nahwärmenetz
PV	Photovoltaik
ST	Solarthermie
THG	Treibhausgase
WN	Wärmenetz
WP	Wärmepumpe

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Untersuchungsgebiet: Gemeindegebiet FN, Lage in Baden-Württemberg u. im Bodenseekreis.....	11
Abbildung 2: Siedlungsentwicklung nach Gebäudebaujahr	12
Abbildung 3: Verteilung nach Gebäudenutzung im gesamten Gemarkungsgebiet Friedrichshafen.....	13
Abbildung 4: Einbaujahr der Heizungen im Stadtgebiet.....	14
Abbildung 5: Darstellung der Gebietstypen nach Gebäudekategorisierung	15
Abbildung 6: Status Quo: Wärmeverbrauch in Friedrichshafen, aufgeteilt nach Sektoren, basierend auf Auswertungen im Rahmen der KWP und auf Daten der Energie und CO ₂ -Bilanz FN (Energieagentur (EA) Bodenseekreis 2022, Datengrundlage 2019)	16
Abbildung 7: Wärmebedarf auf Baublockebene.....	17
Abbildung 8: Wärmedichte von Straßenabschnitten	18
Abbildung 9: Aktuelle Versorgungsstruktur zur Wärmeversorgung	19
Abbildung 10: Darstellung des bestehenden Gasnetzes und der bestehenden Wärmenetze mit bestehender Heizzentralen und KWK-Standorten.....	20
Abbildung 11: Darstellung der bestehenden und möglichen Standorte für Heizzentralen	21
Abbildung 12: Darstellung der häufigsten Energieträger im jeweiligen Gebiet	22
Abbildung 13: Einsparung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung mit Zwischenschritten 2030 und 2035.....	26
Abbildung 14: Einsparung durch Sanierung von Wohngebäuden auf den GEG-Mindeststandard	27
Abbildung 15: Abschätzung Wärmebedarfsentwicklung in den Sektoren Industrie und Gewerbe.....	28
Abbildung 16: Innerstädtische Flächen der größten Industrieunternehmen	29
Abbildung 17: gesamtes Einsparpotential über alle Sektoren	30
Abbildung 18: Funktionsprinzip für Abwasserwärme im Bypass durch Nutzung einer Wärmepumpe.....	33
Abbildung 19: Variante 1 (V1): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Zulufttemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 3 \text{ K}$, $JAZ = 4,5$, $T_{\min} = 10^\circ\text{C}$	35

Abbildung 20: Variante 2 (V2): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Zulufttemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 5 \text{ K}$, $\text{JAZ} = 4,5$, $T_{\min} = 10^\circ\text{C}$ 35

Abbildung 21: Temperaturen im Zu- und Ablauf der Kläranlage Friedrichshafen 36

Abbildung 22: angenäherter Jahresverlauf des Volumenstroms im Zulauf zur Kläranlage Friedrichshafen, gemittelt über die Jahre 2019 bis 2023 37

Abbildung 23: Variante 3 (V3): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Auslauftemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 3 \text{ K}$, $\text{JAZ} = 4,5$, $T_{\min} = 3^\circ\text{C}$ 37

Abbildung 24: Variante 4 (V4): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Auslauftemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 5 \text{ K}$, $\text{JAZ} = 4,5$, $T_{\min} = 3^\circ\text{C}$ 38

Abbildung 25: Waldfläche im Stadtgebiet (Stand 2017) mit Eigentumsverhältnissen 40

Abbildung 26: Schnitt durch das Molassebecken mit Darstellung der Schwäbischen und Helvetischen Faziesverbreitung im NNW-SSE-Verlauf. Im Raum Friedrichshafen (rote Rahmung) findet sich im Oberjura die für die Geothermie ungünstige Helvetische Fazies (Erdwerk GmbH, 2022) 42

Abbildung 27: Temperaturprognose für die Oberkante des Muschelkalks im Raum Friedrichshafen (maps.lgrb-bw.de, Abruf am 28.09.22). Rote Punkte markieren Bohrungen, die den Muschelkalk erreicht haben 44

Abbildung 28: Potenzial Erdwärmesonden 47

Abbildung 29: Wasser- und Heilquellenschutzgebiete im Raum Friedrichshafen (ISONG 2023) 48

Abbildung 30: Ausschlussflächen - Naturschutzgebiete in Friedrichshafen nach LUBW .. 50

Abbildung 31: Funktionsschema und Verteilung von Wärme aus dem See (Quelle: Energieservice (esb) Biel) 51

Abbildung 32: Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes in Baden-Württemberg 55

Abbildung 33: Darstellung der bestehenden KWK-Anlagen im Stadtgebiet 56

Abbildung 34: Übersichtskarte Potenzialstudie zur Erfassung geeigneter Flächen für Solaranlagen [6] 58

Abbildung 35: Darstellung des Potentials für Freiflächen-Solaranlagen in Friedrichshafen anteilig an der Gemeindefläche (365° freiraum + umwelt, 2022) 59

Abbildung 36: Potentiale für Wasserkraftnutzung in Friedrichshafen 61

Abbildung 37: Nicht ausreichende Windleistungsdichte im Gebiet um Friedrichshafen ... 62

Abbildung 38: Klimaneutraler Energieträgermix 2040 zur Wärmeversorgung im gesamten Stadtgebiet	64
Abbildung 39: Verortung Erneuerbare-Wärme-Potenzialen mit (mögl.) Heizzentralenstandorten.....	66
Abbildung 40: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im gesamten Gemarkungsgebiet	68
Abbildung 41: Übersicht aller 38 Eignungsgebiete mit Wärmeabsatzpotenzial und Wärmebedarfsdichte.....	69
Abbildung 42: Eignungsgebiete Einzelheizungen (blau umrandet) mit Darstellung möglicher EE-Wärmequellen und ungefähre Lage des Gasnetzes (Türkis-grüne Linien)	70
Abbildung 43: Anfallende Kosten für den Einbau und Betrieb einer Einzelheizung. Als Referenzobjekt wurde ein Mehrfamilienhaus mit 25 kW und 50.000 kWh angesetzt.....	71
Abbildung 44: Lageplan aller untersuchten Seethermie-Standorte entlang des Bodenseeufers	93

ENTWURF - ggf. unvollständig

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1- Umsetzungsprioritäten laut Nahwärmepotentialstudie 2012.....	8
Tabelle 2 - Schwerpunktgebiete im Energienutzungsplan von 2020/21	9
Tabelle 3: Aufteilung der Wohngebäudetypen in Friedrichshafen	13
Tabelle 4: Einwohnerzahlen nach Altersgruppen Stand 2021	15
Tabelle 5: Übersicht der aktuellen Versorgungsstruktur und Ermittlung der Beheizungsstruktur	19
Tabelle 6: Aufteilung der jährlichen Endenergie nach Energieträger (Energieagentur Ravensburg, 2022)	23
Tabelle 7: Aufteilung der jährlichen Endenergie nach Sektoren (Energieagentur Ravensburg, 2022)	24
Tabelle 8: Zusammenfassung Befragungsergebnisse Wärmebedarf und Abwärmepotential in Industrieunternehmen.....	29
Tabelle 9: Verfügbarkeit der Potenziale von Erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung	31
Tabelle 10: Anfallende holzartige Biomasse (Waldrestholz) im Stadtwald	40
Tabelle 11: Zusammensetzung der zentralen und dezentralen Energieträger im Energieträgermix 2040	65
Tabelle 12: Annahmen bei der Berechnung der Kosten für Einzelheizungen.....	72
Tabelle 13: Erneuerbare Energien Quellen der jeweiligen Eignungsgebiete	89
Tabelle 14: Priorisierte Maßnahmen gemäß KlimaG mit Kostenindikation zum Anfertigen von Studien	91
Tabelle 15: Katalog der vorgeschlagenen Maßnahmen mit Kostenindikation zum Anfertigen von Studien	104

1 ZUSAMMENFASSUNG

Mit der Novelle des Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg sind große Kreisstädte verpflichtet, einen kommunalen Wärmeplan zu entwickeln.

Für die Stadtverwaltung Friedrichshafen dient die kommunale Wärmeplanung (KWP) als Richtungs- und Handlungsempfehlung, wie die städtische Wärmeversorgung bis zum Jahr 2040 umstrukturiert werden kann. Anhand der beschriebenen Maßnahmen wurden zielgerichtet umsetzungsfähige Projekte mit einem Beginn in den nächsten fünf Jahren beschrieben sowie weitere mögliche Projekte im Bereich Nahwärme.

Die Stadt Friedrichshafen hat die Stadtwerk am See GmbH & Co. KG beauftragt, zunächst eine Bestandsanalyse, anschließend die Potenzialanalyse und abschließend ein klimaneutrales Szenario für das Jahr 2040, mit Zwischenzielen für das Jahr 2030, zur zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs sowie einer flächendeckenden Darstellung, der zur klimaneutralen Bedarfsdeckung geplanten Versorgungsstruktur, zu erarbeiten.

Das Stadtwerk am See kann dabei seine weitreichende Kenntnis bzgl. der Wärmebedarfsstruktur im Stadtgebiet Friedrichshafen einbringen und arbeitet ergänzend mit im Bereich der kommunalen Wärmeplanung erfahrenen Planungsbüros zusammen. Dazu zählt z.B. die *smart geomatics Informationssysteme GmbH* für die GIS-basierte Analyse des Gebäudebestands, die Projektion der Wärmebedarfsentwicklung und die Ermittlung von Gebieten mit hohen Wärmebedarfsdichten. Weiterhin wird die Erstellung durch die *Energieagentur Bodenseekreis* begleitet und inhaltlich ergänzt u.a. bei dem Thema der aktuellen Energie- und Treibhausgasbilanz der Stadt. Zusätzlich wird das Thema Seethermie an mehreren konkreten Uferstandorten detailliert durch die *CSD Ingenieure AG* und das Thema Tiefengeothermiepotenziale durch die *Erdwerk GmbH* untersucht. Ergebnisse zum Thema Freiflächen-PV aus einer Potentialanalyse durch das Büro *365° freiraum + umwelt* gehen ebenfalls in die Wärmeplanung ein. Alle genannten Büros haben eine anerkannte und langjährige Expertise im jeweiligen Themenfeld und tragen zu einer sehr fundierten Grundlage für die Wärmeplanung in Friedrichshafen bis zum Zieljahr 2040 bei.

In der Bestandsanalyse wurden vorhandene Energiestudien (u. a. Nahwärme Potentialstudie 2012, Energie- und Klimaleitbild 2020, ISEK, Energienutzungsplan FN 2030, Klimaanpassungskonzept FN 2030 und dessen Stadtbezirkssteckbriefe, Energie- und CO₂ Bilanz FN 2017 und 2022) berücksichtigt. Auswertungen wurden sowohl nach Nutzungsart, Energieträger und Wärmebedarf erarbeitet. Nicht unerwartete Ergebnisse hieraus sind, dass...

- a) ... ohne die Sektoren Industrie und GHD der Bereich private Haushalte (Gebäude mit Wohnnutzung) mit mehr als 80 % der Gebäude in puncto Nutzungsart den Großteil des Wärmebedarfs ausmacht,
- b) ... Erdgas derzeit mit mehr als 70 % als Energieträger genutzt wird und
- c) ... in der Kernstadt der höchste Energiebedarf vorliegt sowie die Industrie fast den doppelten Energiebedarf (900 GWh) im Vergleich zur Wohnnutzung aufweist.

In der Potenzialanalyse wurden als mögliche erneuerbare Energie-Potenziale Abwärme aus der Industrie (ca. 10 GWh) und dem Klärwerk (ca. 23 GWh), Seethermie (bei 3 Entnahmestellen ca. 85 GWh), Biomasse aus dem Stadtbereich (ca. 2 GWh), Solarthermie (ca. 90 GWh), Außenluft (ca. 35 GWh) und oberflächennahe Geothermie (ca. 7 GWh) er-

mittelt. Außerdem kommen im Zielszenario ortsunabhängige erneuerbare Energien-Potentiale, wie Biomasse mit Ursprung außerhalb des Stadtgebiets (ca. 58 GWh) und grüne Gase (ca. 23 GWh durch Biomethan, Biogas, Wasserstoff bzw. dessen Abwärme) zum Einsatz. Es wird darauf hingewiesen, dass der Wärmebedarf im Jahr 2040 maßgeblich von der jährlichen Sanierungsrate, die zukünftig erreicht wird abhängt. Somit ist davon auszugehen, dass sich die benötigten erneuerbaren Wärmepotentiale zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestands noch verschieben. Die o.g. Potentiale stellen somit eine Indikation der verfügbaren Potentiale dar. Die Wärmebedarfe müssen jedoch in dem gemäß KlimaG notwendigen Fortschreibungsrythmus regelmäßig mit den tatsächlich umgesetzten und verfügbaren Potentialen abgeglichen werden.

Für das erarbeitete Zielszenario 2040 wurde der Energiebedarf der Gebäude mit hauptsächlichlicher Wohnnutzung (ca. 505 GWh) angesetzt. Durch Abziehen der Energieeinsparungen aufgrund von Sanierung des Gebäudebestands, wurde der Zielwert von ca. 285 GWh berechnet. Die Energiebedarfe der Industrie fanden in der Berechnung des Zielbilds keine Berücksichtigung, da diese vorrangig von der Planung der Unternehmen selbst abhängig sind. Die Unternehmen haben die Möglichkeit Beratungsangebote des Landes Baden-Württemberg, z.B. den KEFF+-Check, zu nutzen.

Der Wärmebedarf der Wohngebäude soll von ca. 500 GWh auf ca. 285 GWh im Zieljahr 2040 durch Sanierung reduziert werden und weitgehend aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden.

Im Zielszenario für das Jahr 2040 könnten ca. 62 % des Wärmebedarfes über Wärmepumpen (Seethermie, Abwasser, Außenluft) abgedeckt, ca. 10 % über Solarthermie, ca. 20 % über Biomasse und ca. 8 % über Grüne Gase. Diese Prognose stellt dar wie der Wärmebedarf tendenziell gedeckt werden könnte. Dabei können Verschiebungen einzelner bzw. mehrerer Anteile, ggf. im zweistelligen Bereich, nicht ausgeschlossen werden.

Es wird deutlich, dass der Bodensee ein wesentliches Wärmepotential darstellt. Aufgrund des hohen Anteils an Industrie, welche sich in unmittelbarer Nähe der Wohnbebauung befindet, hat Friedrichshafen jedoch auch ein großes Potential an Abwärmenutzung. Dieses soll weiter gehoben werden. Dazu werden weitere Gespräche mit den Industriebetrieben im Rahmen der Beteiligung zur kommunalen Wärmeplanung geführt.

Die seenahen Gebiete mit hohem Wärmebedarf sollen künftig mit Seethermie versorgt werden. Bereiche im Umfeld von Industriebetrieben, wie das Umfeld von MTU (Werk 1) nördlich der Maybachstraße oder in Manzell (Werk 2), könnten möglicherweise mit Abwärme versorgt werden. Bereiche, die einen mittleren Wärmebedarf haben, seefern und abseits von wärmeliefernden Industriebetrieben liegen, eignen sich für eine Wärmeversorgung mit dezentralen Energieerzeugern, z.B. Wärmepumpen mit den Wärmequellen oberflächennahe Geothermie oder Außenluft sowie mit Biomasse oder ggf. grünen Gase.

Ein wesentliches Ergebnis der KWP ist die Identifizierung von für Nahwärmenetze geeigneten Bereichen. Diese korrespondieren mit Bereichen hoher Wärmebedarfsdichten, wie z.B. der Kernstadt. Bereits heute bestehen mehrere Wärmenetze in Teilgebieten Friedrichshafens, wie z.B. in den Gebieten Fallenbrunnen, Wiggenhausen, Löwental, Nordstadt. In den Wärmenetzeignungsgebieten können basierend auf der Potenzialanalyse lokal verfügbare erneuerbare Wärmequellen erschlossen werden und zu einer Verdrängung der großteils fossil betriebenen Heizungen (c. 72 % Erdgas, ca. 15 % Heizöl) beitragen.

Abschließend werden in der KWP fünf Maßnahmen festgelegt, mit denen gemäß KlimaG innerhalb der nächsten 5 Jahre begonnen werden muss. Dabei handelt es sich zumeist um Machbarkeitsstudien, z.B. gemäß den Vorgaben des Programms Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). In diesen wird für ein räumlich abgegrenztes Teilgebiet z.B. ein Wärmenetz mit Heizzentrale konzeptioniert. Dazu zählt u.a. ein techn. Planentwurf, ein zeitlich konkretisierter Zeitplan für den Bauablauf und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Eine solche Machbarkeitsstudie ist Voraussetzung für die Beantragung z.B. von BEW-Fördermitteln und stellt einen wichtigen nächsten Schritt auf dem Weg zur konkreten Umsetzung der Projekte dar.

ENTWURF - ggf. unvollständig

2 AUSGANGSSITUATION

Für eine nachhaltige Energieversorgung ist es von zentraler Bedeutung, dass nicht nur der Stromsektor umgebaut wird, sondern dass gleichzeitig auch eine Mobilitäts- und Wärmewende herbeigeführt wird. Insbesondere die Wärmeversorgung hat mit 50 % den größten Anteil am bundesweiten Gesamtenergieverbrauch und wird aufgrund der lokal begrenzten Erzeugungs- und Versorgungscharakteristik in besonderem Maße durch kommunale Entscheidungen beeinflusst.

Mit dem Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz verpflichtet das Land Baden-Württemberg nach § 27 alle Stadtkreise und Große Kreisstädte (mehr als 20.000 Einwohner) zu einer „kommunalen Wärmeplanung“ (KWP). Bis spätestens zum 31.12. des Jahres 2023 muss eine solche Planung vorliegen und spätestens alle 7 Jahre fortgeschrieben werden. Kommunale Wärmepläne enthalten für alle Sektoren (Verwaltung, Gewerbe, Privathaushalte) mindestens:

- eine Bestandsanalyse über den Wärmebedarf, die Gebäudetypen, Baualtersklassen sowie die aktuelle Versorgungsstruktur
- eine Potenzialanalyse zur klimaneutralen Wärmeversorgung aus Erneuerbaren Energien, Abwärme und Kraft-Wärme-Kopplung
- ein klimaneutrales Szenario für das Jahr 2040 mit Zwischenziel für das Jahr 2030
- eine Handlungsstrategie mit konkreten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie der Klimafreundlichkeit der Energieversorgung

Der Wärmeplan ist ein Planungsinstrument zur strategischen Ausrichtung der Energie- und insbesondere Wärmeversorgung einer Kommune. Mit Hilfe des Wärmeplans lassen sich viele komplexe Fragestellungen der Energieversorgung in der Kommune beantworten sowie wichtige Grundlagen für effiziente und nachhaltige Energieversorgungslösungen schaffen. Das wesentliche Ziel der räumlichen Wärmeplanung ist es, Energieausbau- und Energieeffizienzstrategien mit der Überplanung bestehender Bauflächen hinsichtlich Nachverdichtung oder Umnutzung sowie der Neuplanung von noch unbebauten Flächen zu verbinden.

Aktuell ist die kommunale Wärmeplanung neben Baden-Württemberg nur in Hamburg, Hessen, Schleswig-Holstein und Niedersachsen verpflichtend. Um die Dekarbonisierung der Wärmenetze schneller voranzutreiben, soll zukünftig ein Gesetz für einen bundesweiten Standard in der Wärmeplanung sorgen. Ein erster Gesetzesentwurf des Wärmeplanungsgesetzes sieht vor, dass alle deutschen Kommunen zur Erstellung eines Wärmeplans verpflichtet werden. Dies soll spätestens zum 30. Juni 2028 erfolgen, wobei sich die genaue Frist der Einreichung nach der Größe der Kommune richtet. Die Verpflichtung kann von den Ländern auf die Gemeinden oder eine planungsverantwortliche Stelle übertragen werden. Bis 2030 sollen Wärmenetze zu 30 % und bis 2040 zu 80 % aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme stammen. Eine zentrale Rolle sieht der Entwurf bei den Wärmenetzbetreibern, welche zur Bestands- und Potenzialanalyse Auskunft über relevante Daten liefern müssen. Sie sind ebenfalls zur Erstellung eines Plans zum Ausbau und Dekarbonisierung der Netze verpflichtet. Das Gesetz soll zum 1. Januar 2024 in Kraft treten und zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele aus dem KSG beizutragen. Wärmepläne aus Bundesländern mit bereits verpflichtender kommunaler Wärmeplanung (wie

Baden-Württemberg) werden vom neuen Gesetz anerkannt. Sie müssen erst bei Fortschreibung die Regelungen des Wärmeplanungsgesetzes erfüllen.

2.1 Aufgabe und Inhalt der kommunalen Wärmeplanung

Die kommunale Wärmeplanung hat das planerische Ziel Fragen zur Energieversorgung und Energieeffizienz auf städtischer Ebene zu beantworten. Dabei strebt die kommunale Wärmeplanung eine Strategieentwicklung an, die eine langfristige Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Stadtgebiet gemäß den Klimaschutzzielen gewährleistet.

Durch die Identifizierung von geeigneten Gebieten für Wärmenetze und Einzelheizungsanlagen werden Schwerpunkte in der Stadt festgelegt, um den Treibhausgas (THG)-Ausstoß in der Kommune zu verringern.

Zum Zweck der einfachen Lesbarkeit beziehen sich CO₂-Einsparungen immer auch auf CO₂-Äquivalente. Hierfür wurde zunächst der aktuelle Energiebedarf anhand von Verbrauchsdaten ermittelt und später mögliche Wege zur Klimaneutralität aufzuzeigen.

Die kommunale Wärmeplanung in Friedrichshafen hat das Ziel zur Steigerung der Energieeffizienz innerhalb des Stadtgebiets beizutragen. Dabei werden im Rahmen einer Bestandsanalyse die Gebäude und vorhandenen Heizsysteme untersucht und bewertet. Anschließend werden Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz vorgeschlagen werden. Beispiele für Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebestand sind die Verbesserung der Wärmedämmung oder der Einbau effizienterer Heizsysteme wie moderne Brennwerttechnik oder Wärmepumpen.

Die Bestandsanalyse in der kommunalen Wärmeplanung zielt darauf ab, den aktuellen Wärmebedarf und -verbrauch räumlich zu erfassen, um eine Karte der Wärmebedarfsdichten zu erstellen. Dabei werden insbesondere Gebäude- und Energiestrukturen genauer untersucht. Die Ergebnisse dienen als Indikator für weitere Entscheidungen, ob eine zentrale Wärmeversorgung mit Wärmenetzen oder dezentrale Einzelheizungen in bestimmten Gebieten geeignet sind. Die Daten werden von Stadtwerk am See, Industrie- und Gewerbeunternehmen sowie der öffentlichen Hand angefordert und verarbeitet. Des Weiteren wurden die Wärmebedarfe anhand von Verbrauchsdaten des Stadtwerks am See und der Bezirksschornsteinfegerdaten plausibilisiert. Bei der Verarbeitung und Darstellung der Daten wurden stets Datenschutzvorgaben eingehalten.

In der Potenzialanalyse werden potenzielle Gebiete anhand der Wärmebedarfsdichte, der verwendeten Energieträger zur Wärmeversorgung, möglicher städtischer Ankerkunden wie Schulen oder Kirchen, der Nähe zu bestehenden Wärmenetzen, bestehenden Anfragen von Kunden zur Anbindung an ein Wärmenetz und verfügbaren erneuerbaren Energiequellen identifiziert. Dadurch wird sichergestellt, dass die ausgewählten Gebiete das größte Potenzial für THG-Einsparungen bieten und gleichzeitig eine schnelle Umsetzung ermöglichen.

Anschließend wird in einem Zielszenario eine mögliche Situation für die Wärmeversorgung im Jahr 2040 im Stadtgebiet skizziert und in einem abschließenden Schritt Maßnahmen zur konkreten Umsetzung in den nächsten fünf Jahren formuliert.

Die Ergebnisse des kommunalen Wärmekonzepts werden im Rahmen der Offenlage und Abschlussinformationsveranstaltung der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

2.2 Klimaschutz für Bund und Land

Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) wird die Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben zum Schutz vor den Auswirkungen des Klimawandels gesetzlich verankert. Grundlage für das Gesetz bilden das Abkommen von Paris und die Vorgaben der Europäischen Union. Deutschland legt darin die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 fest. Als Zwischenziele sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis zum Jahr 2040 um 88 % im Vergleich zum Jahr 1990 gemindert werden.

Das Land Baden-Württemberg verschärft in seinem Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz die Ziele des Bundes und will bereits bis zum Jahr 2040 die Treibhausgasneutralität erreichen. Zur Erreichung sollen dafür bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 65 % gegenüber 1990 gemindert werden.

2.3 Grundlagen zur kommunalen Wärmeplanung in Friedrichshafen

Die folgende kommunale Wärmeplanung dient als städtebauliches Entwicklungskonzept. Dazu helfen Eignungsgebiete, in denen die bevorzugten Erzeugungsvarianten Wärmenetze oder Einzelerzeugungsanlage definiert werden. Z.B. können die Wärmenetzeignungsgebiete als Grundlage für die zukünftige Entwicklung von Quartiersansätzen dienen. Die kommunale Wärmeplanung endet jedoch nach dem Aufzeigen einer möglichen Strategie im Eignungsgebiet.

Folgende Konzepte und Studien griffen das Thema Wärmeversorgung in Friedrichshafen in der Vergangenheit bereits auf:

Integriertes Stadtentwicklungskonzept (ISEK)

Das ISEK gibt im Leitprojekt folgende Zielvorgaben, die einen Bezug zum Thema Wärmeversorgung haben:

- Deckungsgrad des Energieverbrauchs durch „Erneuerbare Energien“ erhöhen
- Unterstützungsmaßnahmen für die Energiewende: Mehr Beteiligung der Stadtwerke am See an Projekten zur erneuerbaren Energieerzeugung; (z.B. an Windkraftanlagen außerhalb der Region) weitere Investitionen (auch mit Bürgerbeteiligung)
- Niedrigenergie-Baugebiete, öffentliche Gebäude und Industriedächer: Photovoltaik-Anlagen auf den Dächern installieren
- Contracting (für Heizungsanlagen mit alternativen Energieträgern)
- Nah- und Fernwärme ausbauen (Industrieabwärme nutzen)
- Information und Sensibilisierung der Bevölkerung bzgl. Energieeinsparungen und der Nutzung von erneuerbaren Energien

Integriertes Energie- und Klimaleitbild 2030

Das Energie- und Klimaschutzkonzept der Stadt Friedrichshafen definiert für die Stadtverwaltung Friedrichshafen sowie die städtischen Beteiligungsgesellschaften Ziele, um CO₂-Emissionen zu reduzieren. Die Hauptziele sind dabei eine klimaneutrale Stadtverwaltung bis 2040 und eine klimaneutrale Gesamtstadt bis 2050. Bis zum Jahr 2030 sollen 55 % der

CO₂-Emissionen der kommunalen Liegenschaften (einschließlich Straßenbeleuchtung) gegenüber 1990 reduziert werden. Ab dem Jahr 2040 sollen es 75 % und ab 2050 möglichst keine CO₂-Emissionen sein.

Der Schlüssel zu Klimaneutralität liegt im Ausbau der erneuerbaren Energien, auch im Stadtgebiet Friedrichshafen. Bis zum Jahr 2030 soll der Anteil des Ökostroms bei 50%, bis 2040 bei 80% und bis 2050 bei 100% liegen. Im Wärmebereich wird eine erneuerbare Erzeugung von 40% im Jahr 2030, 70% im Jahr 2040 und schließlich 100% im Jahr 2050 angestrebt.

Im Energie- und Klimaleitbild wird darauf hingewiesen, dass u.a. für den Wärmebedarf die Stadt teilweise auf den Import aus anderen Regionen Deutschlands und der Welt angewiesen sein werde. Zur Klärung dieser Annahme kann die KWP beitragen.

Konzeption Klimaneutrales Friedrichshafen Energieagentur Ravensburg

Vor dem Hintergrund der von der der Energieagentur Ravensburg (EA) 2022 zusammengefassten Problemstellung, dass der aktuelle Trend der Umsetzungsmaßnahmen die Klimaneutralität bis 2050 verfehlt, das Treibhausgasbudget mit aktuellem Trend vor 2030 aufgebraucht sei, wurde festgestellt, dass Zielsetzungen ggf. angepasst werden müssen und die EA der Prüfauftrag zu diesem Thema erteilt. In der Konzeption nimmt der Teil Wärmeversorgung einen wichtigen Teil ein. Als größte Hebel zur Erreichung der Klimaziele werden folgende Punkte mit Wärmebezug genannt:

- Steigerung der Sanierungsrate von Gebäuden in allen Sektoren
- Austausch bestehender fossiler Heizungen durch erneuerbare Energien und Fernwärme
- Sanierungsgebiete

Am 19.07.2023 hat der Gemeinderat Friedrichshafen beschlossen, dass auf Basis der Zwischenergebnisse und der Empfehlung der Energieagentur Bodenseekreis (Ravensburg) sowie der Klimaziele von Bund und Land die Stadt Friedrichshafen eine Klimaneutralität bis zum Zieljahr 2040 anstrebt. Entsprechend des Zieljahres seien die bestehenden Pläne und Zielsetzungen zu überarbeiten. Das Zieljahr 2040 entspricht dem Zieljahr der vorliegenden KWP.

Nahwärmepotentialstudie 2012

Im Jahr 2012 fertigte die Energieagentur Ravensburg im Auftrag der Technische Werke Friedrichshafen (TWF) und der Stadt Friedrichshafen die Nahwärmepotentialstudie an. Diese stellt nutzbare Abwärmepotenziale und Möglichkeiten zur Nahwärmeversorgung, aufgeteilt in Gebiete, im gesamten Stadtgebiet von Friedrichshafen dar.

Anhand verschiedener Bewertungskriterien wie Kosten-Nutzen-Effizienz, CO₂-Minderung und technischer Priorität wurden Handlungsempfehlungen über die Priorisierung des Nahwärmenetzausbaus getroffen (Tabelle 1). Vor allem die Gebiete der Löwentalstraße/Ehlerstraße, Margaretenstraße und Fallenbrunnen wiesen in der Bewertung eine hohe Priorität auf. Nach Durchführung der in der Studie vorgeschlagenen Maßnahmen soll eine jährliche CO₂-Einsparung von 7.702 Tonnen erreicht werden können.

Tabelle 1- Umsetzungsprioritäten laut Nahwärmepotentialstudie 2012

Name Wärmenetz	Wärmebereitstellung	Priorität
NW Ehlerstr.-Löwentalstr.	Nahwärme aus HZE Areal Hallenbad	1
	Nahwärme von ZF, HV oder Werk 1	1
NW Margaretenstraße	Abwärme aus Industrie (+GF+)	1
NW Fallenbrunnen	Nahwärmenetz	1
NW Rheinstraße	Nahwärme Baubetriebshof über Bio-masse oder BHKW	1
Fischbach: NW Tannenhag-schule	BHKW Versorgung	1
Löwental: NW	BHKW Versorgung	1
Ailingen: NW Rotachhalle	Nahwärmeversorgung	1
Ailingen: NW Berg	Nahwärme Berg	2
NW Schulquartier Innen-stadt	Nahwärme Bodenseesport / Finanzamt	2
	BHKW MTU	2
NW Heinrich-Heine-Straße	BHKW Versorgung	2
Schnetzenhausen	BHKW Versorgung	2

Klimaanpassungskonzept 2030

Im Klimaanpassungskonzept der Stadt FN werden zwei Säulen genannt, wie die Stadt auf den Klimawandel reagieren kann, einerseits mittels eines Klimaschutzkonzeptes, das z.B. die Reduktion von Treibhausgasemissionen zum Ziel hat, andererseits durch ein Klimaanpassungskonzept, das v.a. die Anpassung an negative Auswirkungen des Klimawandels zum Ziel hat. Die Wärmeversorgung fällt somit in den Bereich des Klimaschutzkonzeptes und nicht in den Bereich der Klimaanpassungsmaßnahmen.

Energienutzungsplan mit Schwerpunktgebieten von 2020/2021

Im Energienutzungsplan wurden neun Schwerpunktgebiete mittels einer Beschreibung, der örtlichen Gebäudestruktur, dem Endenergiebedarf und dessen Einsparpotential bei Sanierung und ein Photovoltaik-Potenzial, gegenübergestellt (Tabelle 2). Die größten Hebel bei der Einsparung von Endenergie konnten in den Gebieten Heinrich-Heine-Straße, Nordstadt, Karl-Olga-Park und rund um das Graf-Zeppelin Haus festgestellt werden. Die größten PV-Potentiale befinden sich im Fallenbrunnen und in der Innenstadt.

Tabelle 2 - Schwerpunktgebiete im Energienutzungsplan von 2020/21

	Gebietsbeschreibung	Einsparungen Endenergie (%)
Fallenbrunnen	Nordöstliche Erweiterung des Netzes möglich	29
Gebäude Landratsamt	Bau eines Wärmenetzes bei Neubau des Landratsamts und Anschluss der umliegenden Gebäude	42
Heinrich-Heine-Straße	Nördliche und südlicher Ausbau des Wärmenetz	40
Erweiterung Nordstadt	Anschluss kommunaler Gebäude, Anschluss weiterer WG in Gebiet	42
Karl-Olga-Park	Anbindung an Nahwärmenetz	44
Graf-Zeppelin-Haus	Anschluss größerer Gebäude in Umgebung an Versorgung sinnvoll	42
Gebiet Bahnhof	Hohe Wärmebedarfsdichte	37
Innenstadt	Prüfung von Nahwärmenetz sinnvoll	30

European Energy Award

Im Jahr 2021 hat die Stadt Friedrichshafen zum dritten Mal in Folge die Auszeichnung in Gold vom European Energy Award (eea) erhalten. Diese Auszeichnung würdigt das besondere Engagement der Stadt in den Bereichen Energieeffizienz und Klimaschutz. Hierfür hat Friedrichshafen eine umfassende Bestandsaufnahme aller eigenen Gebäude und Anlagen durchgeführt, um Energiedaten zu erfassen und eine detaillierte Analyse der Strom- und Wärmenutzung sowie der Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Energieträgern berücksichtigt.

Basierend auf diesen Ergebnissen hat die Stadt eine Sanierungsplanung erstellt, die das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2040 verfolgt. Das Sanierungskonzept enthält Informationen zur Art und zum Zeitpunkt der Maßnahmen, zur Finanzierung und den Auswirkungen des Klimawandels. Durch die Umsetzung dieser Maßnahmen kann die Stadt nicht nur ihre Energieeffizienz insbesondere im Wärmesektor verbessern, sondern auch zur Reduzierung von CO₂- und Treibhausgasemissionen beitragen.

3 BESTANDSANALYSE

Die für die kommunale Wärmeplanung angefertigte Grundlagenermittlung behandelt das gesamte Gemarkungsgebiet Friedrichshafen. Für eine spätere Gebietseingrenzung der Eignungsgebiete für Wärmnetze und Einzelheizungsgebiete wird aufgrund der Besiedlungsdichte und einem entsprechenden Hebel für Einsparpotenziale nur das Stadtgebiet Friedrichshafen näher beleuchtet. Mit den Ergebnissen aus der Bestandsanalyse wird eine erste Gebietseingrenzung in Eignungsgebiete in Kapitel 5.3 vorgenommen.

Im Rahmen der Bestandsanalyse wurde über das komplette Stadtgebiet eine gebäudescharfe Wärmebedarfsanalyse, welche den jährlichen Endenergiebedarf für die Beheizung der Gebäude sowie die Energieträgerverteilung aufzeigt, durchgeführt. Des Weiteren wurde die Wärmenetzinfrastruktur mit den bestehenden Heizzentralen und Fernwärmenetzen erfasst.

Zum Anfertigen der Kommunalen Wärmeplanung wurden folgende Daten ausgewertet:

- ALKIS Daten mit Baublockgrenzen
- Bebauungspläne der Stadt Friedrichshafen
- Geplante innerstädtischen Sanierungsmaßnahmen
- kehrbuchdaten der ansässigen Bezirksschornsteinfeger
- Verbrauchsdaten für Gas und Wärme des lokalen Energieversorgers
- Verbrauchs- und Abwärmedaten der größten Industrieunternehmen
- Georeferenzierte Daten der bestehenden Gas- und Wärmenetze
- Informationen zu bestehenden KWK – und PV Anlagen
- Potenziale für Freiflächenphotovoltaik aus Studie des IB 360°
- Potenziale oberflächennaher Geothermie nach dem Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau

3.1 Untersuchungsgebiet

Abbildung 1 zeigt das Untersuchungsgebiet der kommunalen Wärmeplanung Friedrichshafen. Bei den Auswertungen, z.B. Bestandsanalyse, Potenzialanalyse, etc., wurde stets das gesamte Gemeindegebiet einbezogen, d.h. auch die Ortsteile, die etwas weiter entfernt von der Kernstadt liegen. In einzelnen Maßnahmen des Katalogs im Kapitel 6.2 werden wird sowohl auf die Kernstadt als auch auf andere Gemeindebereiche eingegangen. Bei der grafischen Darstellung von Auswertungen muss jedoch häufig auf das Kernstadtgebiet fokussiert werden, da dies thematisch und vom Maßstab am meisten Sinn macht.

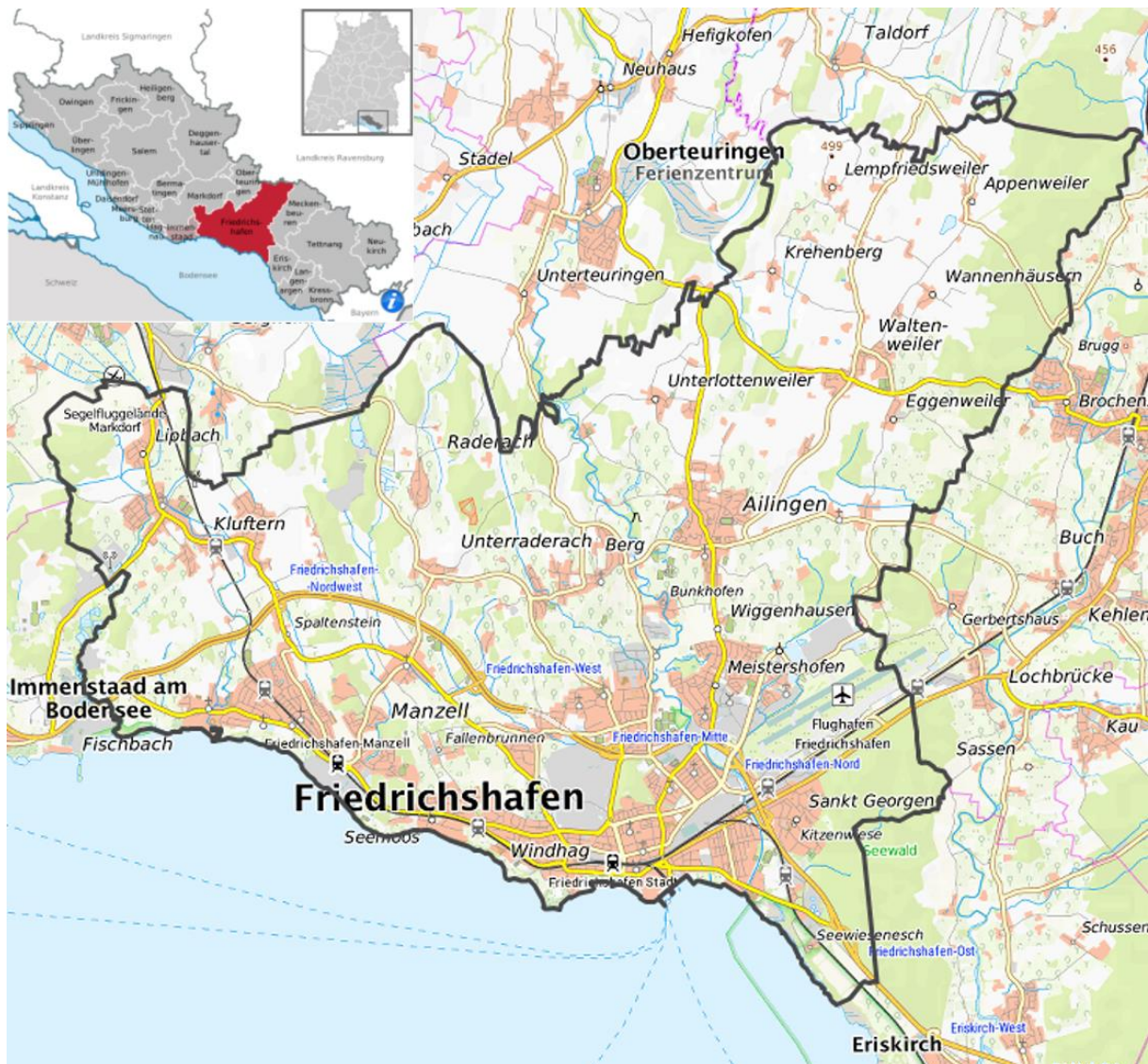


Abbildung 1: Untersuchungsgebiet: Gemeindegebiet FN, Lage in Baden-Württemberg u. im Bodenseekreis

3.2 Beschreibung der Gemeindestruktur

Friedrichshafen ist mit ca. 65.000 Einwohnern und einer Fläche von ca. 70 km² die größte Stadt im Bodenseekreis.

Die Stadt Friedrichshafen besteht aus der Kernstadt und den im Rahmen der Gebietsreform der 1970er-Jahre eingegliederten Gemeinden Ailingen, Ettenkirch, Kluftern und Raderach sowie einigen weiteren im Stadtgebiet einzeln liegenden Siedlungen, z.B. landwirtsch. Höfe.

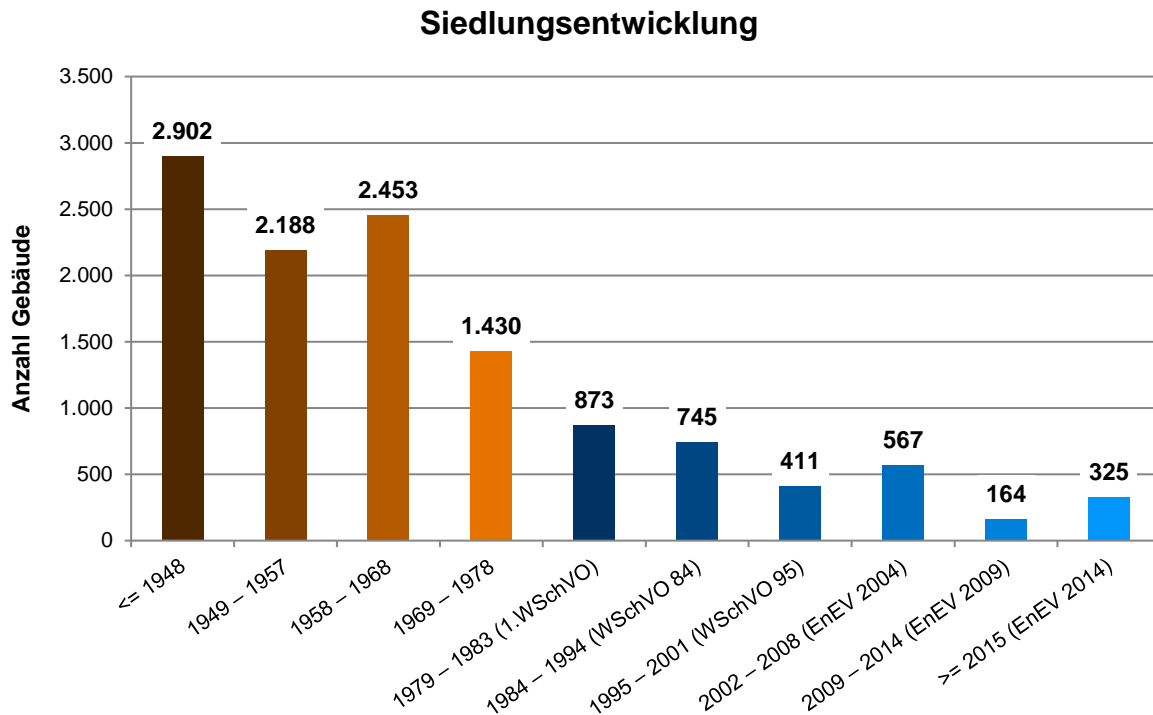


Abbildung 2: Siedlungsentwicklung nach Gebäudebaujahr

Im Rahmen der Bestandsanalyse wird die Siedlungsentwicklung aus dem Baujahr vorwiegend der Wohngebäude ermittelt, damit daraus folgend Einschätzungen zum Sanierungsbedarf und den Sanierungseinsparungen gemacht werden können. Im ersten Schritt wurden die Einzelgebäude auf dem Gemarkungsgebiet und deren Gebäudegrundfläche erfasst. In Friedrichshafen sind dabei rund 23.800 Einzelgebäude in dem GIS-System registriert (ohne Erfassung von Nebengebäuden). Die Gebäudegrundfläche des gesamten Gebäudebestands beträgt dabei rund 3,65 Mio. m². Der größte Teil der Gebäude (ca. 73%) wurde vor der ersten Wärmeschutzverordnung (1. WSchVO) 1979 erbaut (Abbildung 2). Vorwiegend in den Randlagen des Stadtgebietes sind neuere Gebäude errichtet, welche damit in die ab diesem Zeitpunkt geltenden Energieeinsparverordnungen (ab EnEV 2004) fallen. Die Anzahl der sanierungsbedürftigen Gebäude im Jahr 2040 wurde anhand des Baualters (>40 Jahre) bestimmt. So müssen ca. 10.600 Gebäude (die vor der WSchVO 95 errichtet wurden) saniert werden.

Die Analyse der vorhandenen Bebauungsstruktur im Untersuchungsgebiet wurde mit Hilfe GIS gestützter Software vorgenommen. Auf Basis des digitalen Liegenschaftskatasters der Stadt Friedrichshafen und mit Hilfe von Luftbildern wurde der Gebäudebestand in die Software aufgenommen. Die Kategorisierung zur Bestimmung der Gemeindestruktur wurde anhand den folgenden Parametern vorgenommen:

- Gebäudeanzahl
- Gebäudegrundfläche
- Hauptnutzung

- Siedlungstypologie

Im ersten Schritt wurden daher die einzelnen Gebäude auf dem Gemarkungsgebiet und deren Gebäudegrundfläche erfasst. In Friedrichshafen sind dabei rund 23.800 Einzelgebäude im GIS-System registriert (ohne Erfassung von Nebengebäuden). Die Gebäudegrundfläche des gesamten Gebäudebestands beträgt dabei rund 3,65 Mio. m². Die Verteilung im Stadtgebiet nach Gebäudenutzungen wird in Abbildung 3 gezeigt. Die Gebäudekategorie der Wohnnutzung nimmt mit 80,9 % und einer Anzahl von ca. 10.500 Wohnnutzungsgebäude die größte Anzahl der Gebäude in der Siedlungsstruktur, gefolgt von Gebäude zur Nutzung für gewerbliche oder industrielle Zwecke (ca. 1.350).

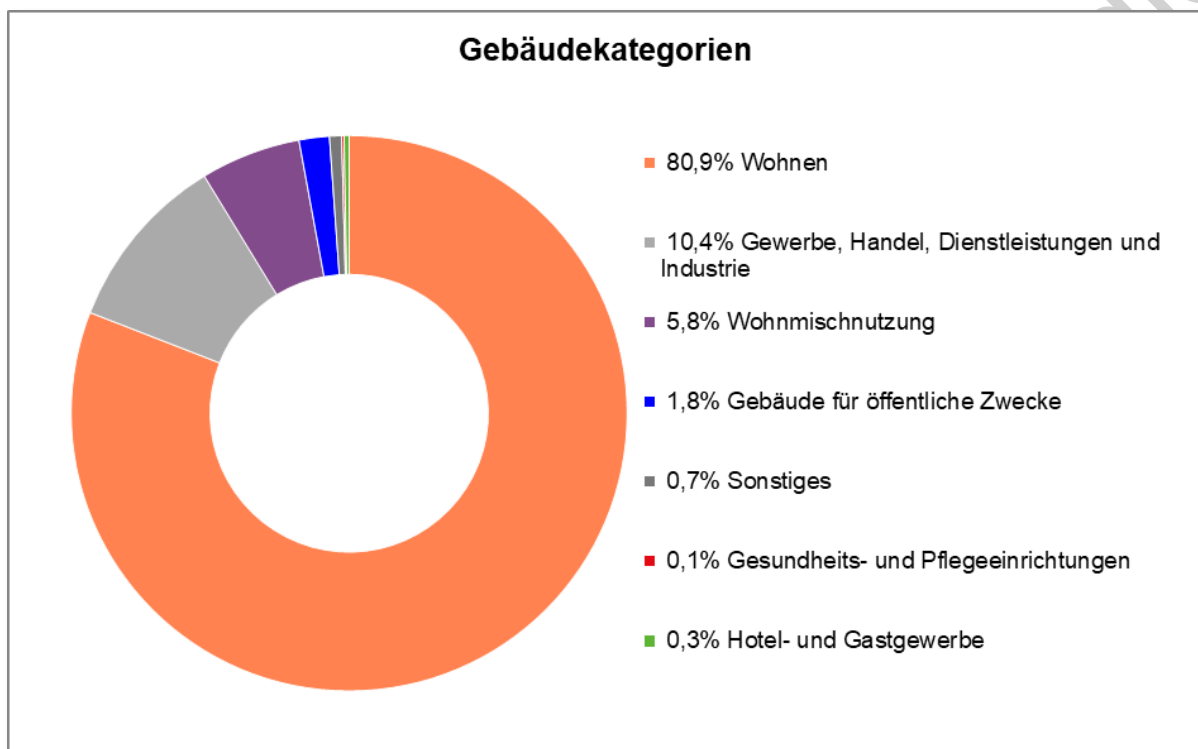


Abbildung 3: Verteilung nach Gebäudenutzung im gesamten Gemarkungsgebiet Friedrichshafen

Die Wohngebäude unterteilen sich zu 44,8% in Mehrfamilienhäuser, 27,0% Doppel- oder Reihenhäuser und zu 20,5% in Ein- und Zweifamilienhäuser (Tabelle 3). Zur weiteren Analyse hinsichtlich Kostensynergien und Einsparungseffekte der Gebäude bei Anschluss an ein Wärmenetz wird diese Aufteilung der Gebäudetypen weiter angeführt.

Tabelle 3: Aufteilung der Wohngebäudetypen in Friedrichshafen

Wohngebäudetypen		
Gebäudetyp	Anzahl	Prozent
Ein- bis Zweifamilienhaus	2.312	20,5%
Doppel-/Reihenhaus	3.039	27,0%
Mehrfamilienhaus	5.046	44,8%
Wohnblock	57	0,5%
Hochhaus	44	0,4%
Sonstige Gebäude mit Wohnraum	756	6,7%
GESAMT alle Wohngebäude	11.254	100,0%

Abbildung 4 zeigt das Einbaujahr der Heizungen im Stadtgebiet Friedrichshafen ohne Unterteilung in Heizungstypen. Ca. 45% der momentan betriebenen Heizungssysteme sind älter als 20 Jahren und müssen somit mit hoher Wahrscheinlichkeit in naheliegender Zeit ausgetauscht werden. Somit gelten für diese Heizungssysteme die neuen GEG Mindestanforderungen, einen Anteil von 65% Erneuerbare Energien zu erfüllen. Der Anschluss an ein Wärmenetz stellt eine der Erfüllungsoptionen dar.

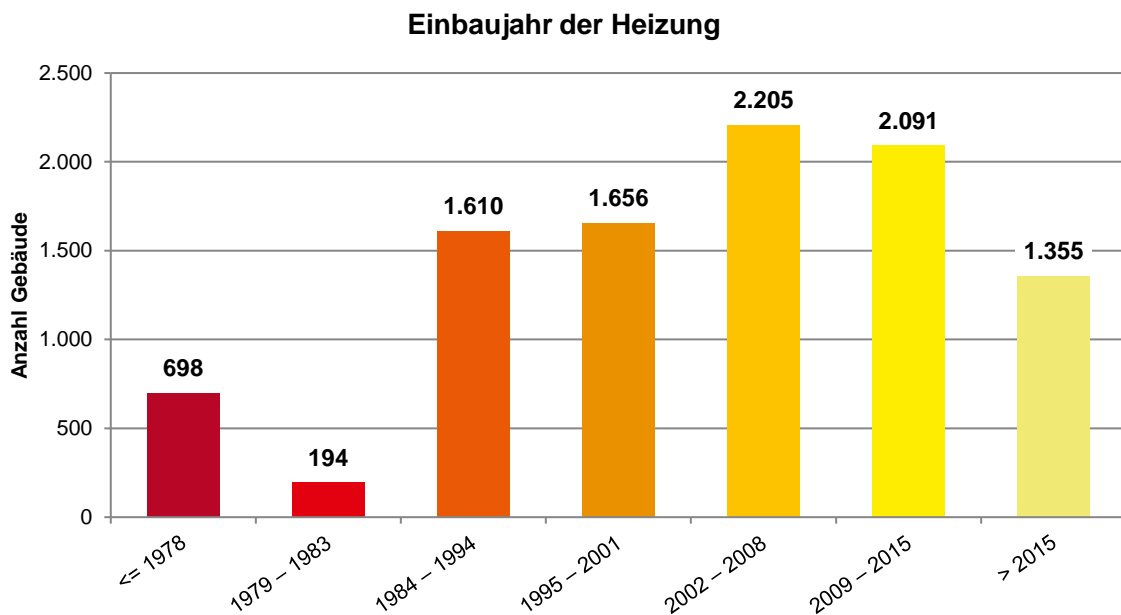


Abbildung 4: Einbaujahr der Heizungen im Stadtgebiet

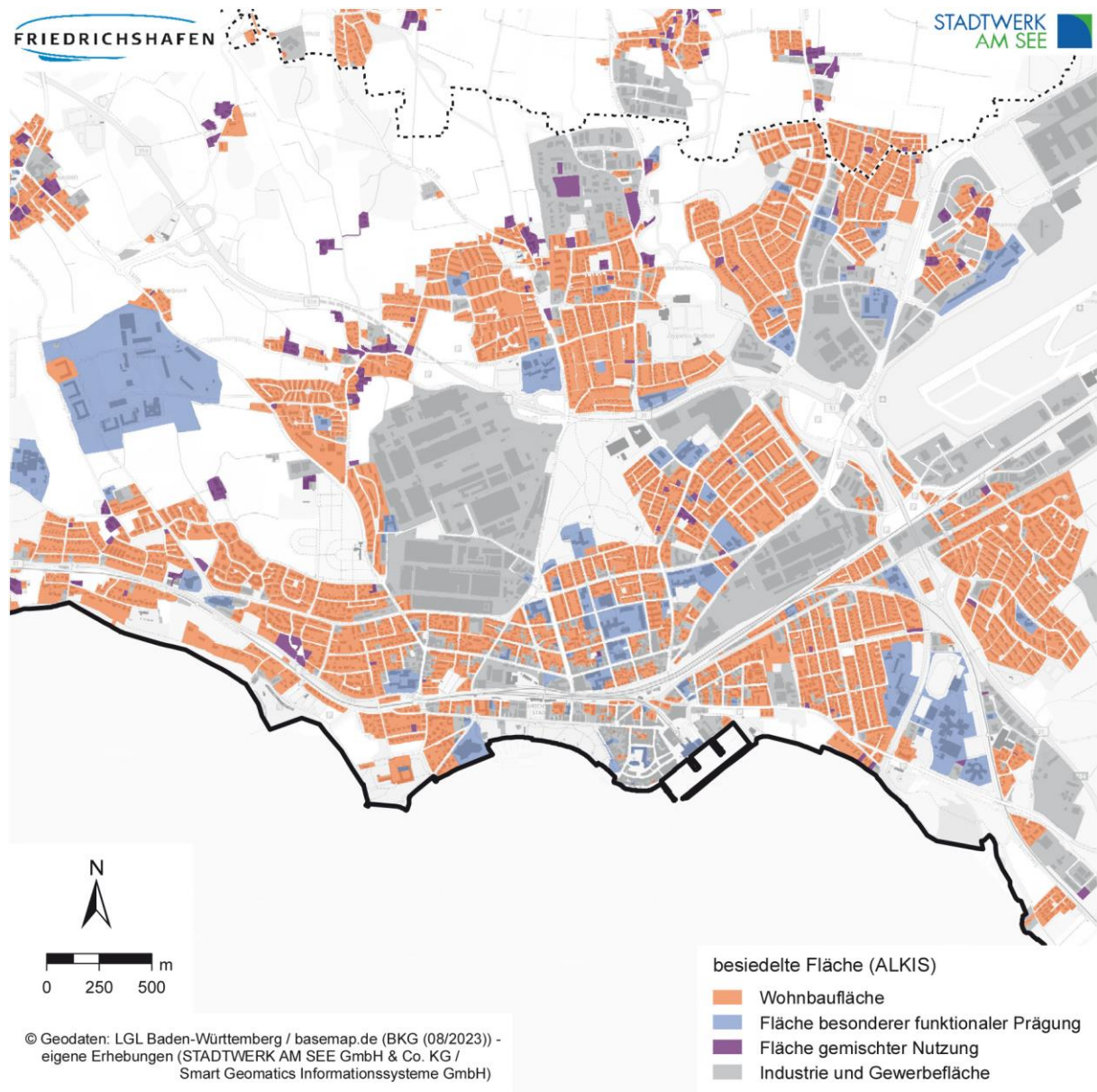


Abbildung 5: Darstellung der Gebietstypen nach Gebäudekategorisierung

Tabelle 4: Einwohnerzahlen nach Altersgruppen Stand 2021

Einwohnerzahlen unterteilt in Altersgruppen (2020)					
		Stadt Friedrichshafen	in Prozent [%]	Land Baden-Württemberg gesamt	
Altersgruppe...	unter 15 Jahre	ca. 9.000	14%	1.568.769	14,1%
	15 – 18 Jahre	ca. 2.000	3%	316.888	2,9%
	18 – 25 Jahre	ca. 5.000	8%	883.778	8,0%
	25 – 40 Jahre	ca. 13.500	21%	2.181.871	19,7%
	40 – 65 Jahre	ca. 21.500	33%	3.864.624	34,8%
	65 und mehr Jahre	ca. 14.000	22%	2.287.113	20,6%
Insgesamt		ca. 65.000	100,0%	11.103.043	100,0%

Nach Auswertung der Gebäudedaten werden 3.027.000 m² beheizt. Bei einer Einwohnerzahl von 61.221 (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg) entspräche die beheizte Wohnfläche pro Einwohner ca. 49,5m². Die durchschnittliche beheizte Wohnfläche pro Wohnung (bei 42.861 Wohnungen im Stadtgebiet) beträgt ca. 70,5m². Bei einem Gemeindegebiet von insgesamt 69,87 km² (6.987 ha) liegt die Siedlungsdichte bei 8,7 EW/ha.

3.3 Erfassung und Darstellung des räumlich aufgelösten Wärmebedarfes

Wie in Abbildung 6 dargestellt, fällt ca. die Hälfte (47 %) des jährl. Wärmeverbrauchs in FN in der Industrie an.

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Sonstiges trägt ca. 15 % zum jährl. Wärmeverbrauch in Friedrichshafen bei.

Die genaue Aufteilung zwischen Prozess- und Gebäudewärme (Heizung & Brauchwassererwärmung) in diesen beiden Sektoren konnte nicht ermittelt werden. Anhand der vorliegenden Daten kann nur abgeschätzt werden, dass ca. drei Viertel des Gesamtwärmebedarfs in diesen beiden Sektoren in Prozessen eingesetzt wird, der restliche Teil in Gebäuden.

Es kommt zwischen der Energie- und CO₂-Bilanz FN (Energieagentur Bodenseekreis 2022) und der Auswertungen im Rahmen der KWP FN zu Abweichungen der Anteile am Gesamtwärmebedarf in den verschiedenen Sektoren. Insbesondere wurde in der KWP FN ein höherer Anteil des Sektors private Haushalte / Wohngebäude (36 %, ca. 505 GWh) am Gesamtwärmebedarf als in der Energie- und CO₂-Bilanz FN (27 %, 315 GWh) ermittelt.

Dies ist mit einer unterschiedlichen Datengrundlage zu erklären. Im Rahmen der KWP liegen deutlich detailliertere Daten auf Einzelgebäudeebene (z.B. Schornstiefegerdaten) vor als bei der Energie- und CO₂-Bilanzherstellung. Somit lässt sich in der KWP u.a. für private Haushalte und kommunale Liegenschaften auch eine genauere Methodik anwenden.

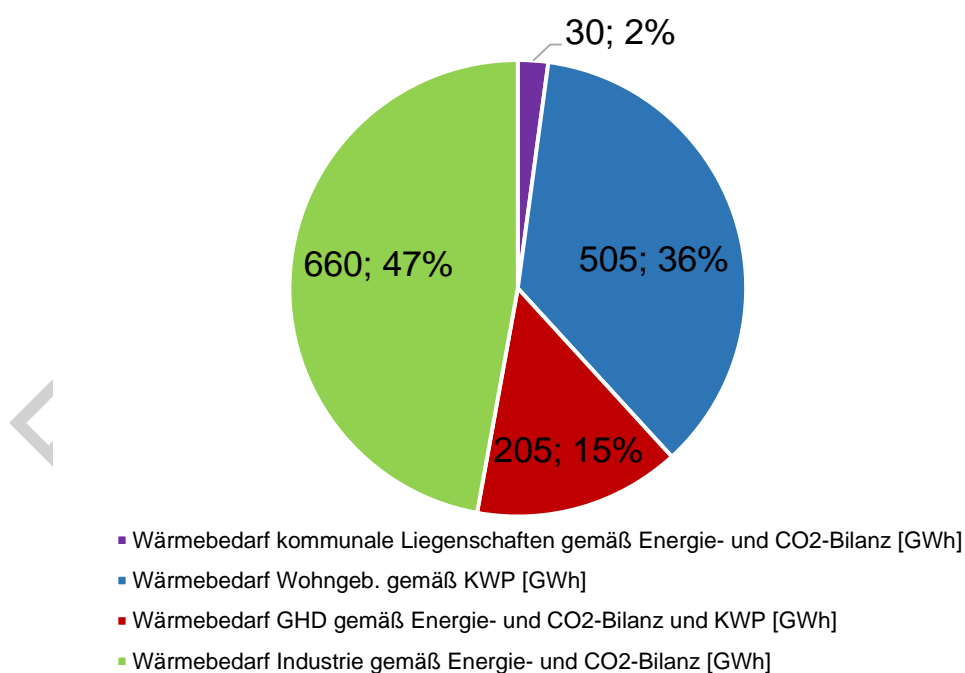


Abbildung 6: Status Quo: Wärmeverbrauch in Friedrichshafen, aufgeteilt nach Sektoren, basierend auf Auswertungen im Rahmen der KWP und auf Daten der Energie und CO₂-Bilanz FN (Energieagentur (EA) Bodenseekreis 2022, Datengrundlage 2019)

Aktuell werden in den Sektoren Industrie und GHD zusammen ca. 865 GWh Wärme benötigt, entsprechend ca. 62 % des gesamten Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet.

Einen Überblick des räumlich aufgelösten Wärmebedarfs auf Baublockebene vermittelt Abbildung 7. Darüber lassen sich gezielt Gebiete mit hohem Handlungsbedarf identifizieren. Als Grundlage für die Ermittlung des Wärmebedarfs der Wohngebäude werden Merkmale wie Gebäudealter, Gebäudetypen und die Wohnfläche herangezogen und nach energetischen Kennwerten des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) bewertet sowie mit tatsächlichen Verbrauchsdaten der Netzbetreiber angereichert. Die Daten der Netzbetreiber geben Aufschluss über die eingesetzten Mengen an Gas-, Fernwärme und Heizstrom. Wärmeverbräuche der kommunalen Liegenschaften werden ergänzt durch den Energiebericht der Stadt. Einen hohen Wärmebedarf haben insbesondere die Gebiete mit einer hohen Bebauungsdichte und älterer Bausubstanz.

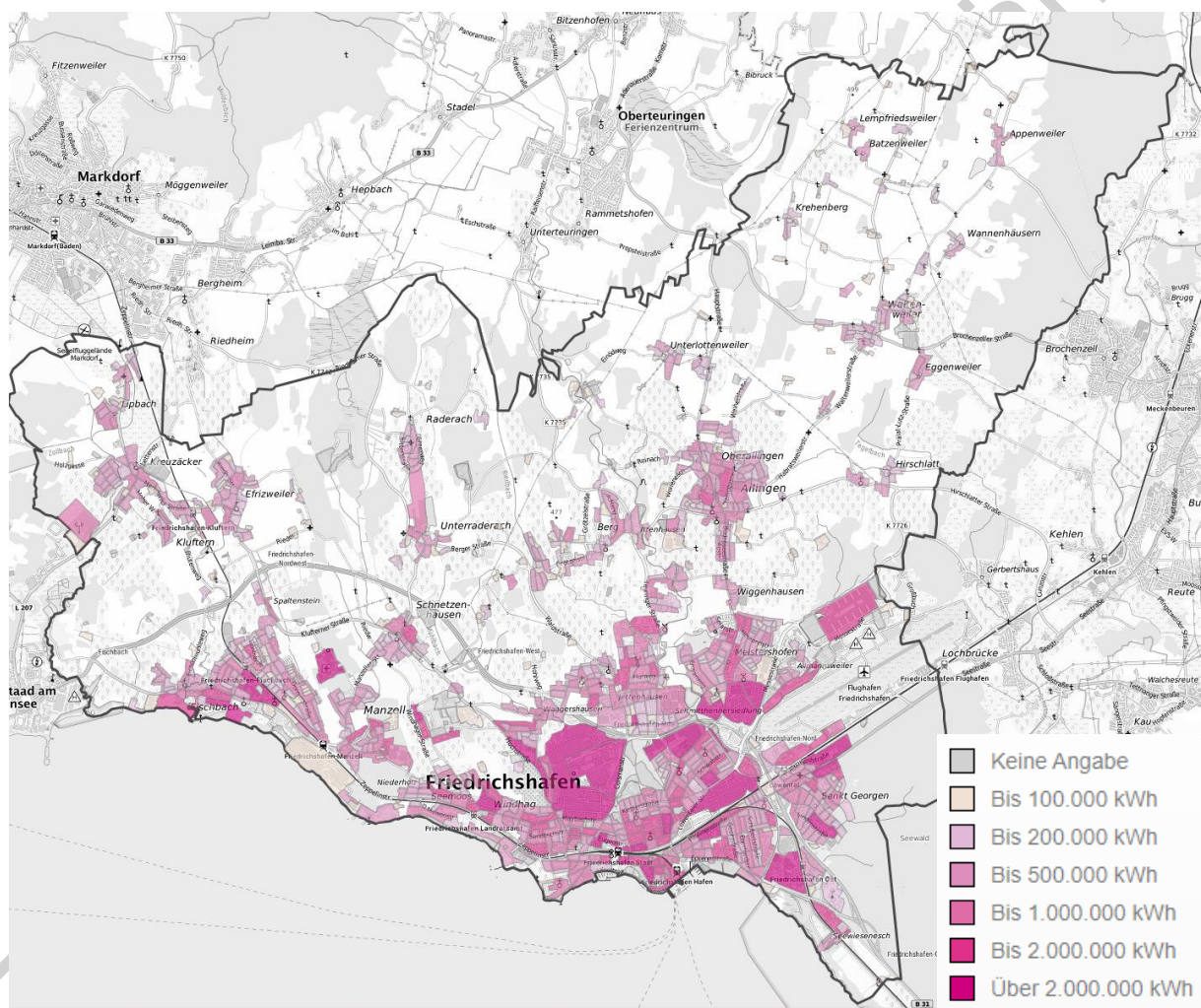


Abbildung 7: Wärmebedarf auf Baublockebene

Abbildung 8 zeigt die Wärmedichte auf Straßenabschnittsebene in Kilowattstunden pro laufenden Straßenmeter. Diese bildet eine Entscheidungsgrundlage in welchen Straßen ein Ausbau oder die Verdichtung der Fernwärmetrassen sinnvoll sein kann.

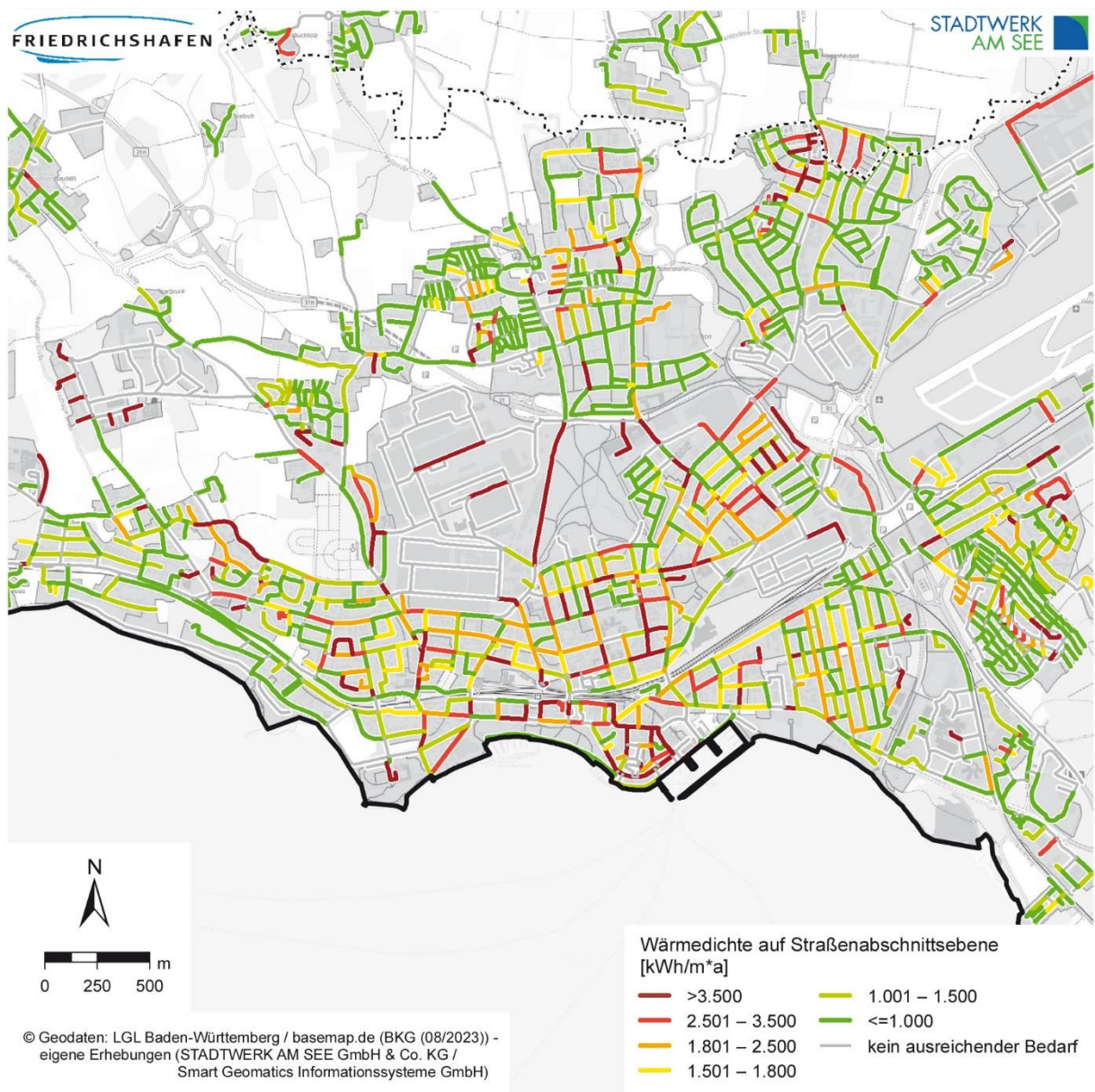


Abbildung 8: Wärmedichte von Straßenabschnitten

Abbildung 9 zeigt die Aufteilung der Energieträger zur Wärmeerzeugung aller privaten Haushalte, Gewerbe, Industrie und sonstigen Liegenschaften. Ca. 97 % der Wärmeversorgung wird derzeit mit fossilen Energieträgern bereitgestellt. Lediglich ein Anteil von 3 % ist erneuerbar, welcher sich aus Solarthermie, Biomasse, Umweltwärme und sonstiger erneuerbarer Wärme zusammensetzt.

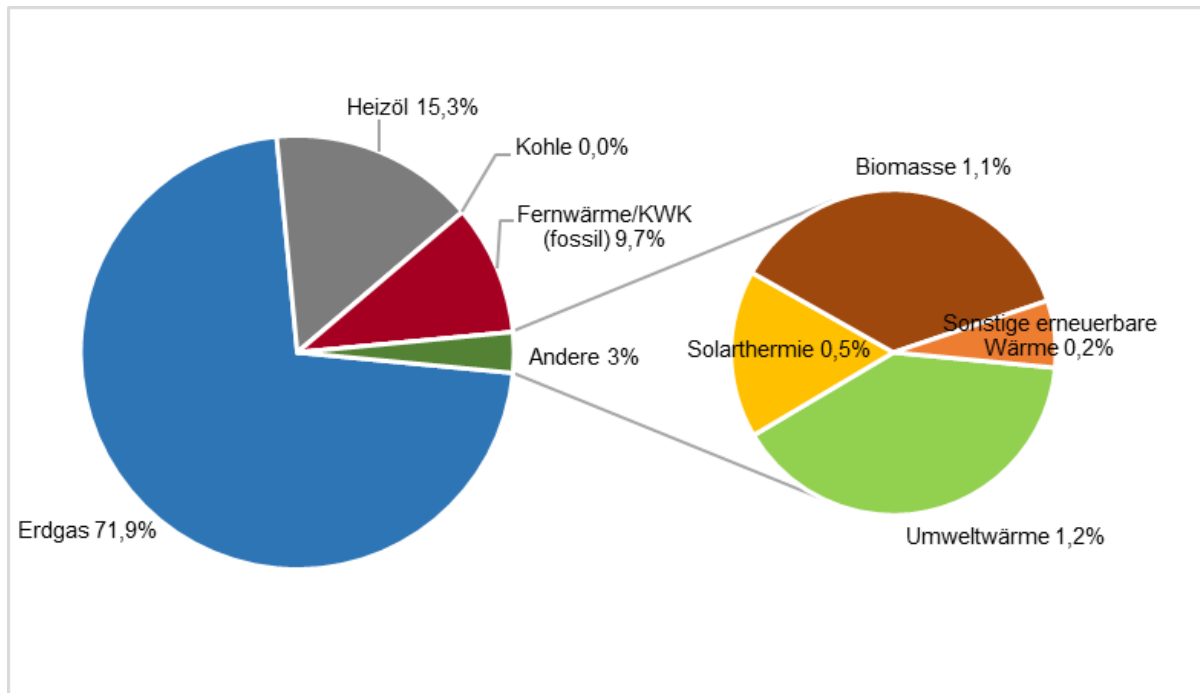


Abbildung 9: Aktuelle Versorgungsstruktur zur Wärmeversorgung

Die rund 23.000 Gebäude werden durch ca. 14.000 Heizungen mit Wärme versorgt. Davon verbrennen 65 % Gas oder Heizöl und lediglich 1 % sind an ein Nahwärmenetz angeschlossen. Heizungsanlagen, zu denen keine Daten über deren Energieträger vorliegen, sind unter Sonstige zusammengefasst. Die genauen Zahlen sind der folgenden Tabelle 5 zu entnehmen:

Tabelle 5: Übersicht der aktuellen Versorgungsstruktur und Ermittlung der Beheizungsstruktur

Heizungsanlage	Anzahl	%	Leistung [MW]
Gasheizung	7.300	52	422,5
Ölheizung	1.850	13	60,9
Holzeinzelöfen	1.000	6	ca. 42
Wärmepumpen/ Nachtspeicheröfen	500	5	2,5
Holzzentralheizung	400	3	9,3
Pelletheizung	150	1	2,7
Nahwärmeanschluss	135	1	ca. 7
Sonstige	2.665	19	ca. 25
GESAMT	14.000	100	572,1

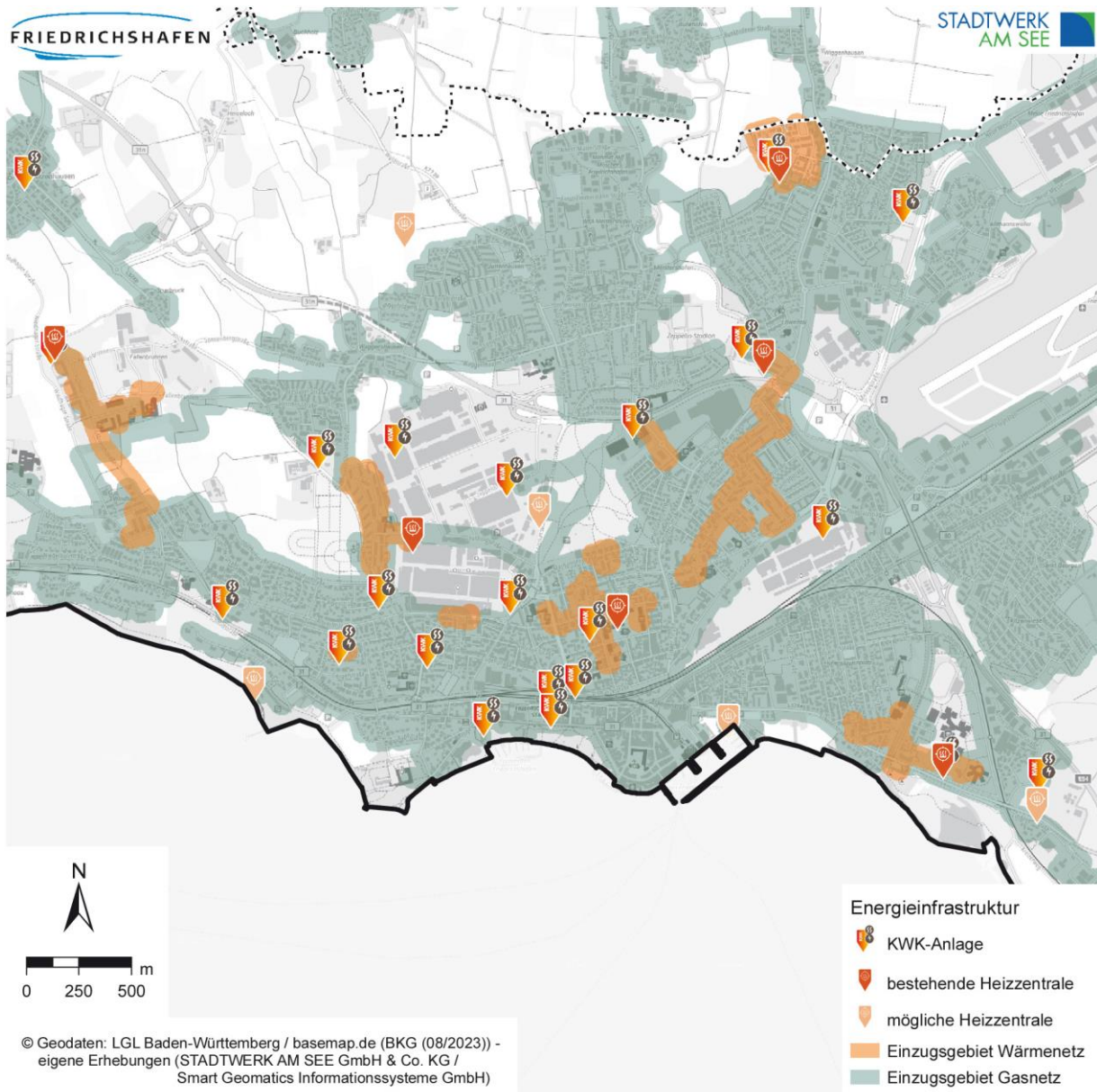


Abbildung 10: Darstellung des bestehenden Gasnetzes und der bestehenden Wärmenetze mit bestehender Heizzentralen und KWK-Standorten

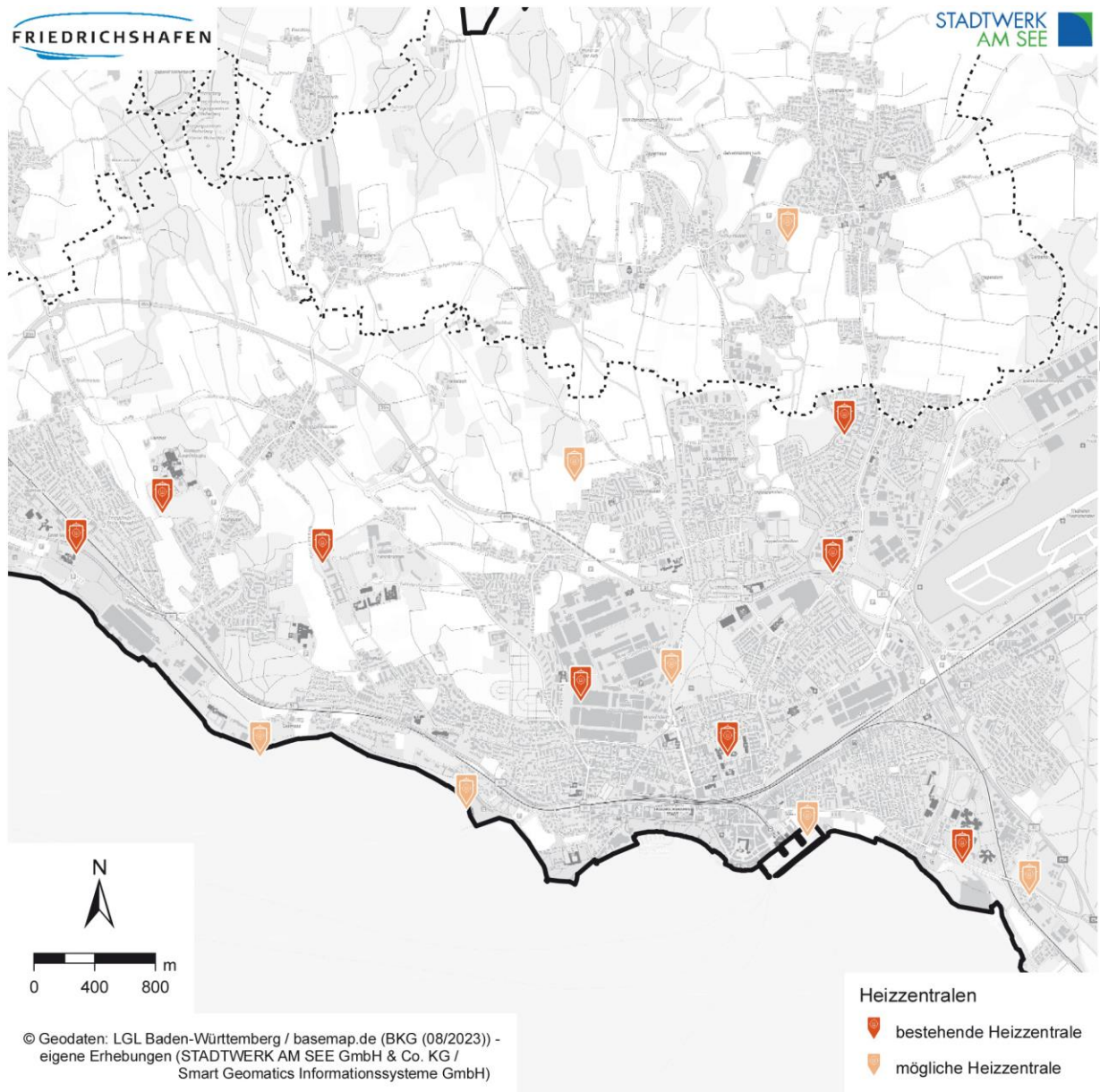


Abbildung 11: Darstellung der bestehenden und möglichen Standorte für Heizzentralen

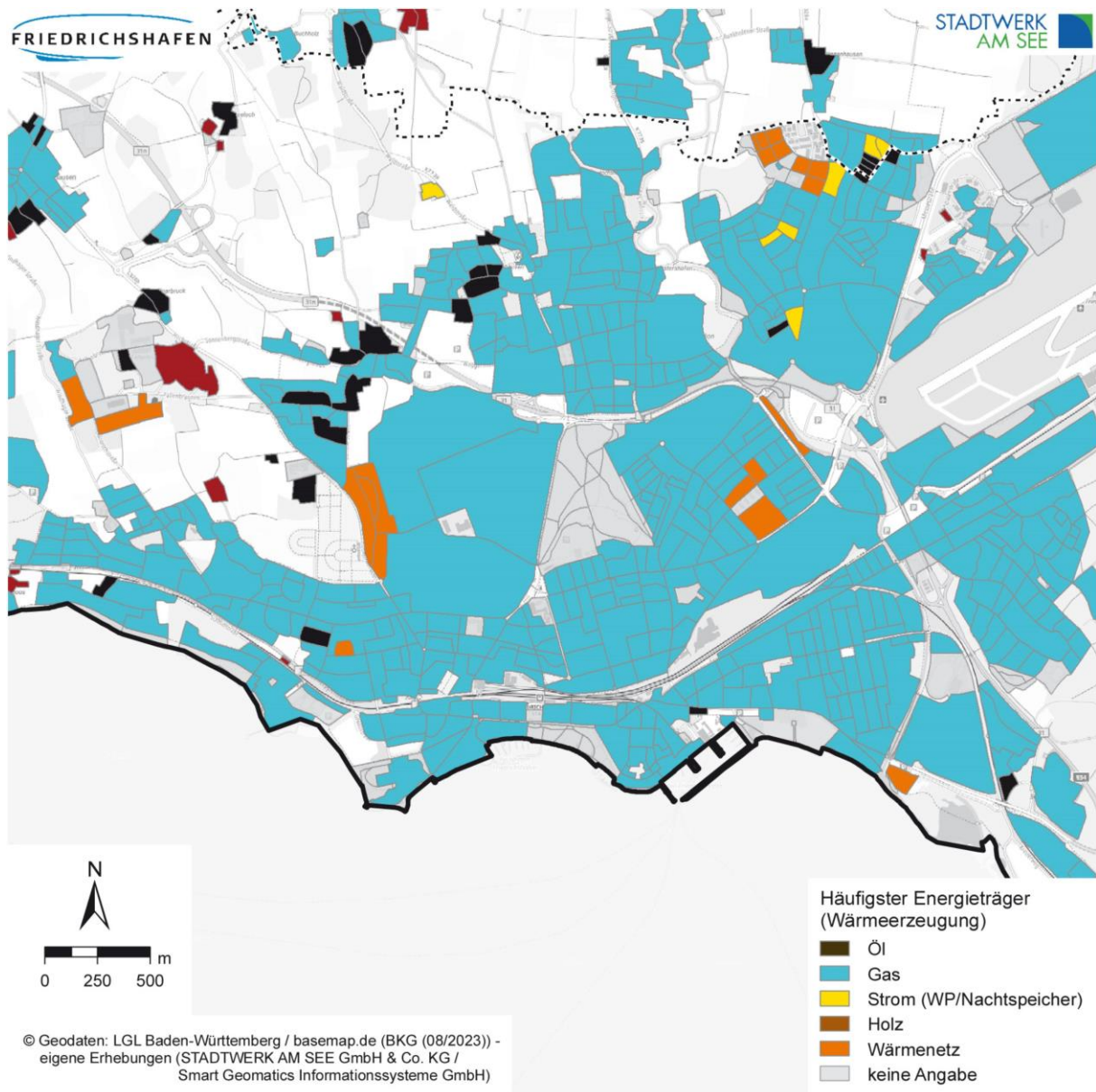
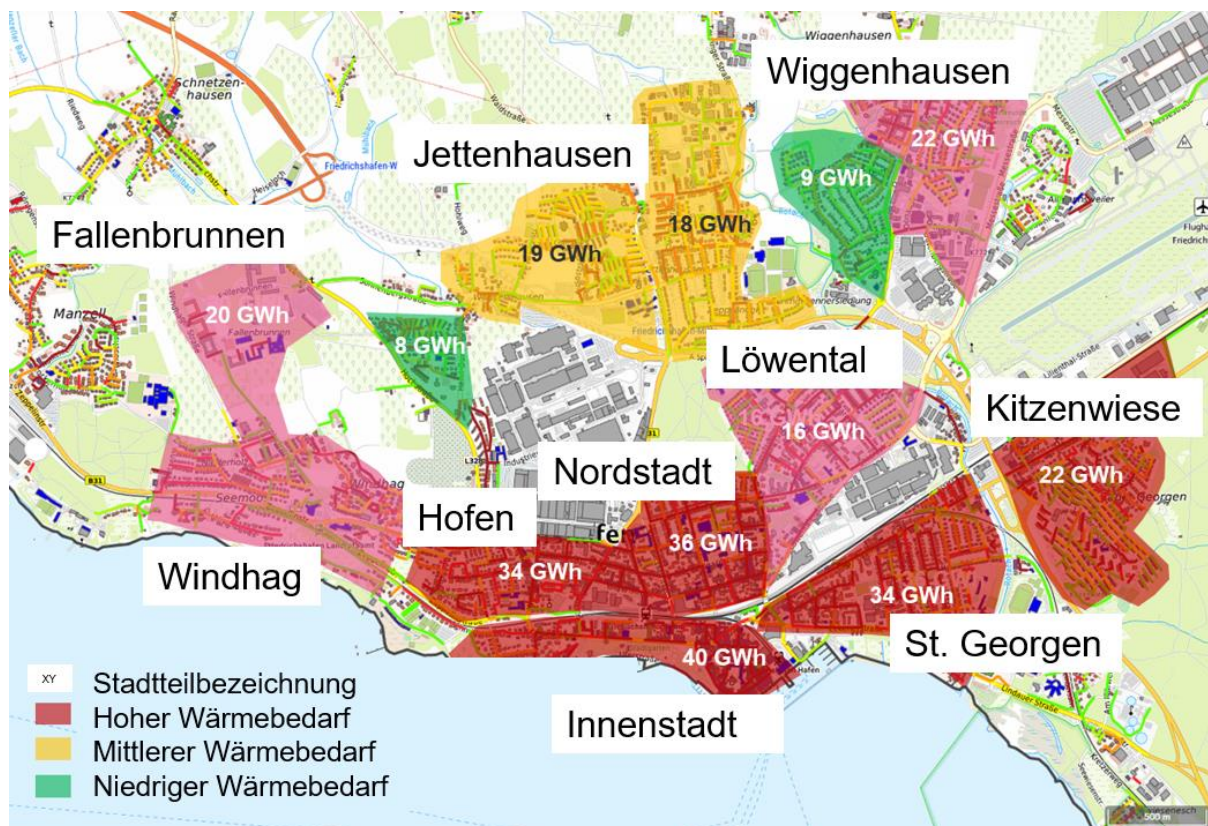


Abbildung 12: Darstellung der häufigsten Energieträger im jeweiligen Gebiet

Der Wärmebedarf vor Sanierung der Gebäude und ohne Industrie für die in Abbildung 12 und Abbildung 14 gekennzeichneten Stadtteile Friedrichshafens liegt bei ca. 278 GWh. Sie zeigt, dass der höchste Wärmebedarf der Stadt im Süden und Osten der Stadt, liegt.



3.4 Erstellung einer Energie- und Treibhausgasbilanz

Die Erstellung der Energie und Treibhausgasbilanz wurde im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung von der Energieagentur Ravensburg angefertigt. Das Ergebnis zeigt, dass 42,1% des Endenergieverbrauchs auf den Energieträger Erdgas zurückgehen. An zweiter Stelle, mit 24,5% kommt der Strom aus konventioneller Erzeugung und an dritter Stelle mit 16,9% Treibstoffe. Heizöl trägt noch zu 9,0% und Fernwärme zu 5,7% bei. Strom (3,3%) und Wärme aus erneuerbaren Quellen (1,8%) spielen noch eine untergeordnete Rolle. Der gesamte Energieverbrauch pro Einwohner liegt 2019 bei 32,0 MWh [3].

Tabelle 6: Aufteilung der jährlichen Endenergie nach Energieträger (Energieagentur Ravensburg, 2022)

	Energieverbrauch in MWh		
	Energieverbrauch	%-Anteil	Energieverbrauch pro Einwohner
Heizöl	176.187	9,0%	2,9
Erdgas	826.418	42,1%	13,5
Kohle	25	0,0%	0,0
Nahwärme / KWK (fossil)	111.820	5,7%	1,8
Erneuerbare Wärme	35.048	1,8%	0,6
Strom	481.532	24,5%	7,9
Kraftstoff	330.939	16,9%	5,4
Gesamt	1.961.970	100,0%	32,0

Wird der gesamte Endenergieverbrauch nach Sektoren betrachtet, so wird der Großteil davon (49,4%) in der Industrie verbraucht. Mit 19,9% liegen die privaten Haushalte an zweiter, der Verkehr mit 16,9% an dritter und Gewerbe und Sonstiges mit 11,6% an vierter Stelle. Die kommunalen Liegenschaften haben lediglich einen Anteil von 2,2%. Bezogen auf die Einwohner, werden die 968.863 MWh der Industrie auf die Einwohner umgelegt, ergibt sich ein Wert von 15,8 MWh. Der Verbrauch der privaten Haushalte liegt bei 6,4 MWh pro Einwohner und somit 59,6% unter der Industrie (Tabelle 7). Die Werte der Energie- und Treibhausgasbilanz der Energieagentur weichen von der Ermittlung des gebäudescharfen Endenergiebedarfes (Kapitel 4.2) des externen Dienstleisters aufgrund der Berechnungsmethodik ab. Die tatsächlichen Energieverbräuche zur Ermittlung der Sanierungseffekte wurde anhand der Gebäudekategorie und des Gebäudealters berechnet und sind somit genauer. Dieser Wert wird daher auch für die folgenden Berechnungen für Einspareffekte, Sanierungsraten und Endenergiebedarf im Zielszenario 2040 (Kapitel 5.2) als Grundlage angesetzt.

Tabelle 7: Aufteilung der jährlichen Endenergie nach Sektoren (Energieagentur Ravensburg, 2022)

	Energieverbrauch in MWh		
	Energieverbrauch	%-Anteil	Energieverbrauch pro Einwohner
Private Haushalte	391.086	19,9%	6,4
Gewerbe und Sonstiges	227.479	11,6%	3,7
Industrie	968.863	49,4%	15,8
Kommunale Liegenschaften	43.368	2,2%	0,7
Verkehr	331.174	16,9%	5,4
Gesamt	1.961.970	100,0%	32,0

4 POTENZIALANALYSE

4.1 Ziele und Vorgehensweise

Im Teil Potenzialanalyse werden die Energieeffizienzpotentiale im Wärmebereich sowie die Potentiale zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme und zur Bereitstellung erneuerbaren Stroms analysiert.

Die Einsparpotentiale durch zukünftige Gebäudesanierungen werden anhand einer GIS-basierten Auswertung des Stadtgebiets ermittelt und räumlich dargestellt. Die Potentiale aller erneuerbaren Wärme-/Stromquellen wurden untersucht und die am wahrscheinlichsten in den verschiedenen Stadtteilen nutzbaren dargestellt.

4.2 Potentiale zur Senkung des Wärmebedarfs

Potentiale zur Senkung des Wärmebedarfs können einerseits durch die **energetische Sanierung der Gebäudehülle**, andererseits durch **Effizienzsteigerungen in industriellen Prozessen** sowie im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen erzielt werden.

4.2.1 Einsparpotentiale durch energetische Gebäudesanierung

In diesem Abschnitt werden Einsparpotentiale durch energetische Gebäudesanierung, insbesondere in den Sektoren Wohnen und öffentliche Gebäude beschrieben.

Ziele der Gebäudesanierung

Die Realisierung und Umsetzung von Effizienz- und Einsparpotenzialen im Rahmen der Energiewende ist über alle Energie-Sektoren technisch machbar. Jedoch weichen gerade im Gebäudesektor (v.a. Wohn- und kommunale Gebäude) die realisierten Erfolge weit von den Zielvorstellungen bzgl. der energetischen Gebäudesanierung ab. Seit Jahren beläuft sich die jährliche Sanierungsquote / -rate auf dem Niveau von einem ca. 1 %. Diese sollte jedoch steigen, um das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Zieljahr 2040 erreichen zu können. Dazu muss der im Zieljahr nach Gebäudesanierung verbleibende Wärmeenergiebedarf mit erneuerbaren Wärmequellen und / oder Abwärme gedeckt werden.

Die KEA gibt für die KWP das Ziel für die Einsparung im Bereich der Gebäude mit Wohnnutzung oder ähnlichem Wärmebedarfsprofil (v.a. private Haushalte, kommunale Gebäude) mit ca. 45 % bis 2040 vor (KEA, 2020, ZSW 2017).

Je nach Gebäudealter und Gebäudesubstanz ergeben sich unterschiedliche Herausforderungen und Möglichkeiten, ein Gebäude energieeffizienter zu machen. Im Rahmen der Wärmeplanung wurde für jedes einzelne Wohngebäude das Einsparpotenzial (nach Bauteilkatalog) berechnet, d.h. die Effizienzsteigerung der Gebäudehülle betrachtet. Damit ergibt sich ein erster Eindruck, wo welche Einsparpotenziale erreichbar sind und somit, wo es sich besonders lohnt, Einsparmaßnahmen umzusetzen.

In vielen Fällen können daraus auch wirtschaftliche Anreize resultieren, welche in der Regel eine der wichtigsten Voraussetzungen zur Umsetzung darstellen. Insbesondere die nun steigende CO₂-Besteuerung wird einen erheblichen Einfluss auf Investitionen zur Energieeffizienz und Einsparmaßnahmen haben.

Herleitung des Sanierungspfads

Auf Basis des GIS-basierten Analyseverfahrens ließen sich für Wohngebäude wesentliche Merkmale zur Gebäudegeometrie sowie der beheizten Wohnfläche ermitteln. Nach diesen Merkmalen sowie Informationen zum Gebäudebualter werden Gebäudetypen abgeleitet und energetische Kennwerte aus der deutschen Gebäudetypologie zugeordnet. Daraus lässt sich der jährliche Endenergiebedarf bestimmen.

Für die Prognose der Energieeinsparungseffekte aufgrund der energetischen Sanierung sind Vorgaben der Wärmedurchgangskoeffizienten (Wärmedämmwert) der einzelnen Bauteile aus dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) berücksichtigt. Die Ausweisung des Endenergiebedarfs nach Sanierungsmaßnahmen basiert auf der Annahme einer ganzheitlichen Sanierung der Wohngebäude. Je nach Gebäudealter werden Annahmen getroffen, dass bereits Teilsanierungsmaßnahmen wie etwa der Austausch von Fenstern durchgeführt wurden. Nach Sanierung weist der Gebäudebestand im Mittelwert 80 kWh/ (m² * a) auf. Der Sanierungsstand entspricht ungefähr einem KfW-Effizienzhaus-70 Gebäude.

Um das o.g. Ziel einer Einsparung im (Wohn)gebäudesektor von ca. 45 % zu erreichen, wurde für das gesamte Stadtgebiet Friedrichshafens eine jährliche Sanierungsquote von ca. 6,5 % ermittelt. Mit dieser in Abbildung 13 als „Zielszenario“ bezeichneten Sanierungsrate lässt sich der Wärmebedarf um etwa 43 % senken.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Erreichung dieser jährl. Sanierungsquote (6,5 %) und somit auch die Zielerreichung einer Sanierungseinsparung von ca. 45 % gemäß KWP-Leitfaden (KEA, 2020) für das Untersuchungsgebiet Friedrichshafen vor dem Hintergrund der derzeitigen mittleren Sanierungsquoten von ca. 1 % (Prognos, 2023, EWI 2023) als unrealistisch einzuschätzen ist. Als tatsächlich erreichbar muss derzeit eher eine jährl. Sanierungsquote von ca. 3 % angesehen werden.

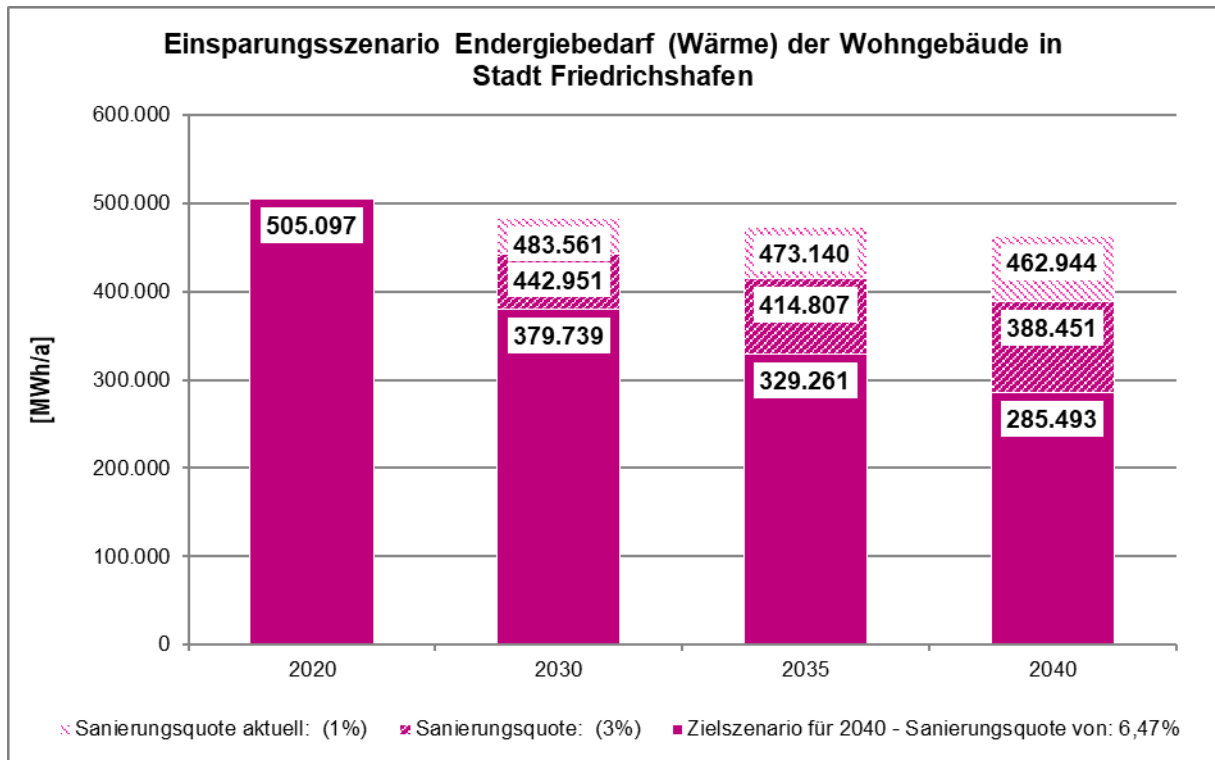


Abbildung 13: Einsparung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung mit Zwischenschritten 2030 und 2035

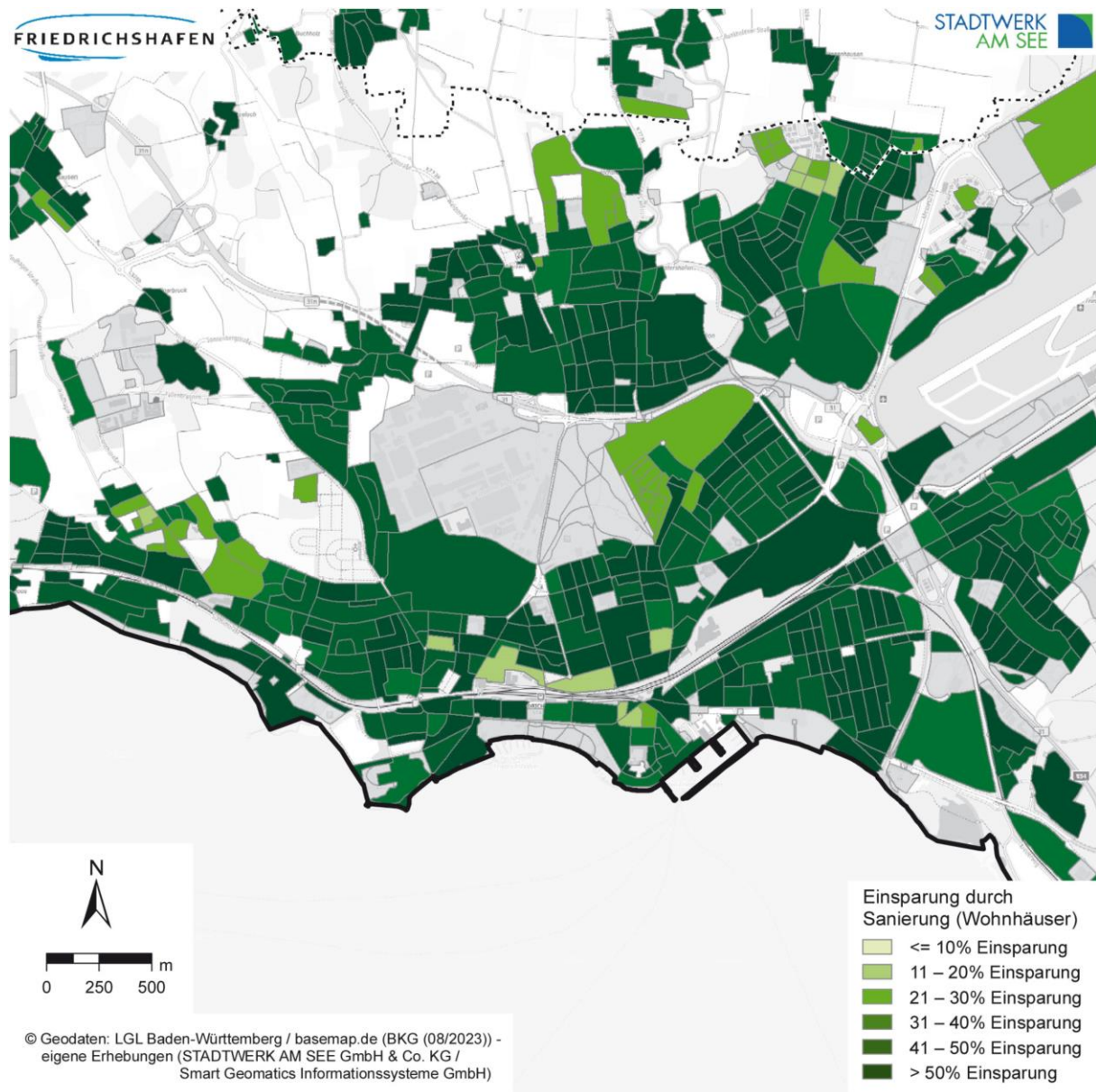


Abbildung 14: Einsparung durch Sanierung von Wohngebäuden auf den GEG-Mindeststandard

4.2.2 Einsparpotenziale in den Sektoren Industrie und GHD

In diesem Abschnitt werden Einsparpotenziale insbesondere durch Effizienzsteigerungen in Produktionsprozessen in den Sektoren Industrie und GHD beschrieben.

Energiebedarf in den Sektoren Industrie und GHD: Prognose

Bis 2040 werden die Wärmeenergieeinsparungen gegenüber dem Status quo in beiden Sektoren zusammen auf ca. 31 % abgeschätzt, entsprechend einem Wärmebedarf von zusammen ca. 598 GWh im Jahr 2040, wie in Abbildung 15 dargestellt.

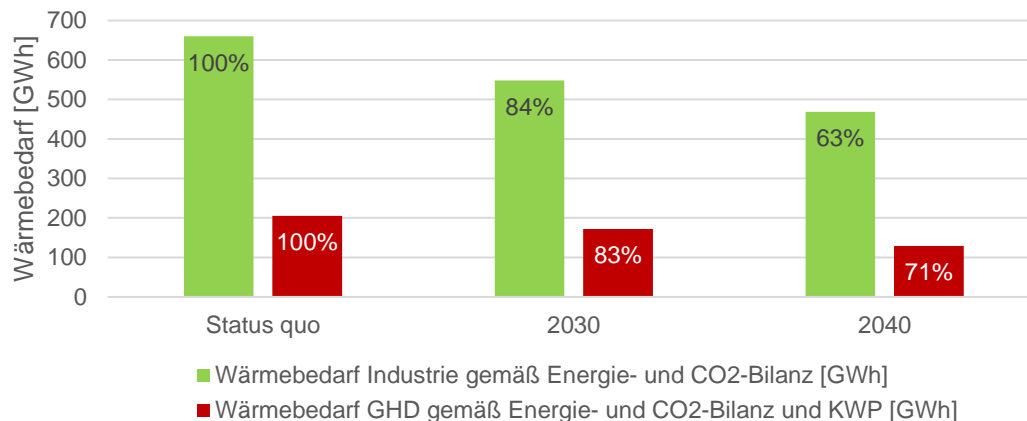


Abbildung 15: Abschätzung Wärmebedarfsentwicklung in den Sektoren Industrie und Gewerbe

Die Einsparungen durch steigende Prozesseffizienzen trotz angesetzten Wirtschaftswachstums in den beiden Sektoren werden anhand eines Szenarios berechnet, das im Leitfaden für die KWP der KEA basierend auf einer Studie des ZSW vorgeschlagen wird (KEA 2020, ZSW 2017). Es handelt sich hierbei somit um Abschätzungen, die einen möglichen Entwicklungspfad des Wärmebedarfs in diesen Bereichen darstellen. Unsicherheiten bestehen z.B. aufgrund von möglichen zukünftigen Änderungen der Produktionstechnologien, Verlagerungen sowie Einrichtung neuer oder Schließung bestehender Produktionslinien.

Wärmebedarfsanalyse der größten Unternehmen in den Sektoren Industrie und GHD mittels Befragung

In der räumlichen Auswertung der Wärmebedarfsdaten im Rahmen der KWP, konnten die größten industriellen / gewerblichen Einzelverbraucher ermittelt werden. Anfang 2023 wurden diese mittels des offiziellen Fragebogens zur Energiedatenerfassung von Unternehmen, erstellt von der KEA Baden-Württemberg, zu deren Energieerzeugungs- und verbrauchsdaten, Abwärmepotentialen, Gebäudedaten (Geb.alter, Sanierungsstand) etc. befragt. Neben den befragten Unternehmen gibt es weitere in den Sektoren Industrie und GHD, deren Wärmebedarfe um Größenordnungen geringer sind und zu denen keine Befragungsergebnisse vorliegen.

Solche Befragungen, so auch diese, liefern erfahrungsgemäß in Teilen immer unvollständige Angaben. Es wird deutlich darauf hingewiesen, dass die Werte sind nur als ungefähre Angaben zu verstehen sind, d.h. z.B. es sich nicht um über mehrere Jahre gemittelte Energiebedarfe handelt, die Angaben circa und unvollständig sind. In Einzelfällen konnten Wärmebedarfe aufgrund der allgemeinen KWP-Datenbasis ergänzt werden. Ggf. können fehlende Angaben in unternehmensindividuellen Gesprächen außerhalb der KWP ermittelt werden. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass in diesem Zug Nahwärmeprojekte entwickelt werden, die bei konkreter technischer Planung die Nutzung weiterer Abwärmepotentiale ermöglichen.

Trotz der beschriebenen Unschärfen zeigt sich, dass die aus der Befragung ermittelten Wärmeenergiebedarfe, die zum überwiegenden Teil in Form von Wärme benötigt werden, in der selben Größenordnung liegen wie die in der Energie- und CO2-Bilanz FN (2022,

Datengrundlage 2019) durch die Energieagentur (EA) Bodenseekreis ermittelten Werte (Abbildung 6).

Tabelle 8: Zusammenfassung Befragungsergebnisse Wärmebedarf und Abwärmepotential in Industrieunternehmen

Industrieunternehmen	Endenergiebedarf [GWh]	Wärmeenergiebedarf (Heizung, Warmwasser) [GWh]	Wärmeenergiebedarf (Prozess) [GWh]	Abwärmepotenzial [GWh]
Summe	756	133	226h	Ca. 8-10

Fazit Abwärme-Potenziale

Im Rahmen der Nahwärmepotenzialstudie 2012 bestand ein generelles Interesse der Unternehmen MTU, ZF, Georg Fischer AG, Zeppelin Systems GmbH und SWF Sauerstoffwerk FN zur Bereitstellung industrieller Abwärme. Die Fa. Zeppelin Systems GmbH gab jedoch an, zum damaligen Zeitpunkt keine Abwärme zur Verfügung stellen zu können.



Abbildung 16: Innerstädtische Flächen der größten Industrieunternehmen

Abbildung 16 zeigt die Lage der wichtigsten größten Industriebereiche im Stadtgebiet, die auch einen hohen Wärmebedarf haben.

Die im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung abgefragten Abwärmemengen zeigten kaum eine Veränderung im Vergleich zur Umfrage der Nahwärmepotenzialstudie aus dem Jahr 2012. Verfügbare und nutzbare Abwärme liege laut Befragung im Rahmen der KWP nur bei einem großen Industriebetrieb nahe der Innenstadt und nahe FN-Fischbach vor. So ergab eine extern angefertigte Studie eine verfügbare Abwärmemenge aus dem Industrieprozess von ca. 7.500 MWh. Dabei ist Abwärme wie folgend definiert: „Wärme, die in

einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung oder einer Energieumwandlung ist, und die dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste. [...] Abwärme ist ein Neben- oder Abfallprodukt von Prozessen, die nicht dem Zweck der Wärmeerzeugung dienen“. Dabei ist darauf zu achten, dass Abwärme produzierende Prozesse nicht anhand von einer wirtschaftlichen Nutzung von Abwärme in ihrer Laufzeit verlängert werden. Die vorgegebene Definition wird bei der Abwärmenutzung aus dem Produktionsprozess bei dem Unternehmen erfüllt, da dort Abwärme genutzt wird, die andernfalls in die Außenluft abgegeben worden wären [5]. Es wird bereits Abwärme im Nahwärmenetz in der Heinrich-Heine-Straße genutzt. Potenziale für eine weitere Abwärmenutzung soll großen Anschlussnehmer in unmittelbarer Nähe in den Schwerpunktgebieten Hofen, Manzell oder Nordstadt zur Verfügung gestellt werden.

Weitere Abwärmepotenziale im Stadtgebiet konnten nicht ermittelt werden. Häufig wurde auf fehlende Messungen bezüglich freier Abwärme innerhalb des Produktionsprozesses hingewiesen. Es wird darauf hingewiesen, dass die betriebs- und prozessinterne Abwärmenutzung nicht im Bewertungsrahmen der KWP liegt. Industrieunternehmen können das KEFF+ -Beratungsprogramm der Landesagentur für Umwelttechnik und Ressourceneffizienz des Landes Baden-Württemberg in Anspruch nehmen, um Abwärmepotenziale innerhalb des eigenen Unternehmens zu heben und die eigenen Produktionsprozesse energieeffizienter zu machen.

4.2.3 Gesamtpotential durch Wärmebedarfsminderung

Das gesamte Potential zur Senkung des Wärmebedarfs ergibt sich aus der Summe des Senkungspotentials durch Gebäudesanierung in den Bereichen Wohnen und kommunale Liegenschaften, wie in Kap. 4.2.1 beschrieben, sowie durch Steigerung der Prozesseffizienzen in den Sektoren Industrie und GHD, wie in Kap. 4.2.2 beschrieben. Abbildung 17 zeigt den Effizienzpfad über alle Sektoren. Der Summe des Wärmebedarfs in allen Sektoren im Jahr 2040 wird mit 900 GWh, d.h. einer Einsparung von 36 % gegenüber dem Status quo (1.400 GWh) abgeschätzt.

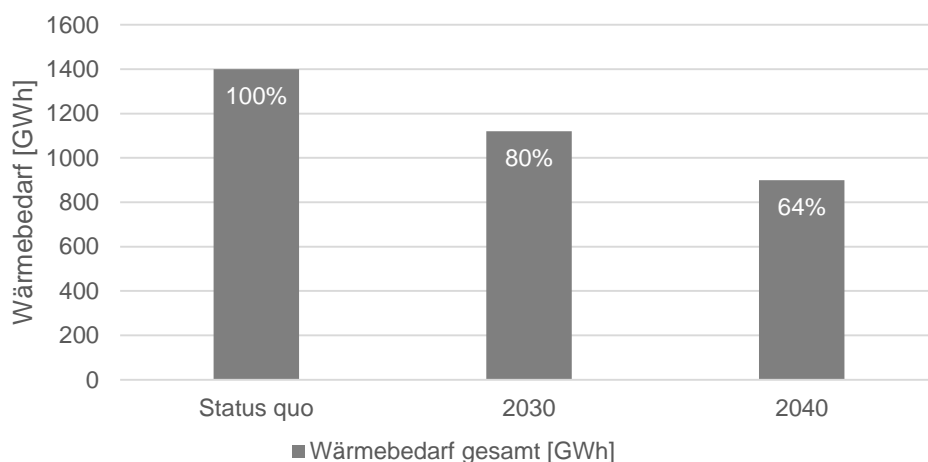


Abbildung 17: gesamtes Einsparpotential über alle Sektoren

4.3 Potentiale Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme

In diesem Kapitel wird die Nutzung möglicher Potentiale Erneuerbarer Energien aus heutiger Sicht bis zum Zieljahr 2040 beurteilt.

Neben EE-Wärmequellen mit eher lokaler Verfügbarkeit werden auch solche Wärmequellen betrachtet, die ortsunabhängig sind, d.h. z.B. über weitere Strecken transportiert werden können oder überall vorhanden sind.

Zu den lokal verfügbaren Wärmepotentialen zählen z.B.:

- Abwärme aus den Sektoren Industrie und GHD
- Abwärme aus Abwasser (Kanal und Kläranlage)
- Oberflächengewässer (Flüsse, Seen)
- Geothermie (oberflächennah und tief)
- Grundwasser
- Solarenergie thermisch
- Solarenergie elektrisch
- Windkraft

Zu den ortsunabhängigen Wärmepotentialen zählen z.B.:

- Biomasse
- Außenluft
- sog. „grüne“ Gase (Biomethan, Wasserstoff, etc.)

Tabelle 9 fasst die folgend einzeln beschriebenen Potentiale zusammen. Die Summe von ca. 285 GWh würde ausreichen, um im Jahr 2040 den Wärmebedarf des Gebäudebestands (Wohnzwecke, kommunale Liegenschaften) durch weitgehend erneuerbare Energieträger zu decken.

Tabelle 9: Verfügbarkeit der Potenziale von Erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung

Erneuerbare Energien	Potenzial [GWh]	Potenzial [%]
Abwärme (MTU Werk 1 u. 2)	ca. 10 GWh	ca. 3 %
Abwasserwärme Klärwerk	ca. 23 GWh	ca. 7 %
Seethermie (an drei Standorten im Uferbereich) (Untersucht in aktuell laufender Studie)	ca. 85 GWh	ca. 26 %
Biomasse aus dem Stadtbereich	ca. 2 GWh	ca. 1 %
Solarthermie (dezentral + zentral)	ca. 90 – ca. 99 GWh	ca. 27 %

Außenluft	ca. 35 GWh	ca. 11 %
Tiefe Geothermie	ca. 0 GWh	ca. 0 %
Oberflächennahe Geothermie	ca. 7 GWh	ca. 2 %
Grüne Gase (Biomethan, Biogas, Wasserstoff)	ca. 23 GWh	ca. 7 %
Feste Biomasse von außerhalb der Gemarkung (für Einzelheizungen)	ca. 58 GWh	ca. 17 %
Summe	ca. 333 GWh	100 %

Bei der Ausweisung der Potenzialflächen wurden Natur- und Wasserschutzgebiete berücksichtigt (Abbildung 30), wie z.B. im Kap. 4.3.5 beschrieben.

4.3.1 Abwasserwärmepotentiale

Dem Abwasser kann ein Teil der Wärme, welche dem Wasser vorher bei der Nutzung im Gebäude zugeführt wurde, wieder entnommen werden. Die Wärmeentnahme erfolgt entweder aus dem gereinigten Abwasser im Kläranlagenauslauf oder dem Rohabwasser aus dem Kanalisationsnetz oder dem AW-Zulauf vor der Kläranlage. Bei der Wärmenahme vor der Kläranlage muss der Einfluss der Abkühlung auf den Kläranlagenbetrieb berücksichtigt werden.

Technische Möglichkeiten der AW-Wärmegewinnung

Die AW-Wärmenutzung ist technisch unter Beachtung von z.B. Mindest-Volumenströmen, Mindest- / Maximal Fließgeschwindigkeiten und Mindesttemperaturen in den biologischen Reinigungsprozessen auf verschiedene Arten möglich:

- Rohr-Wärmeübertrager aus Metall, die z.B. in bestehenden Systemen nachrüstet werden können
- AW-Kanalleitungen mit integrierten Rohr-Wärmeübertragern, z.B. für den Neubau von AW-Kanälen. Dadurch sind Kostensynergien bei Kanalanierungen möglich.
- Rohrbündel-Wärmeübertrager, die über ein Entnahmebauwerk mit Abwasser im Bypass versorgt werden und eine effiziente Wärmeübertragung mit punktwise hoher Leistung ermöglichen

Die Nutzung von Abwasser im Bypass, z.B. neben einem AW-Sammler oder im Ein- / Auslauf der Kläranlage über zwei Schnittstellen, Abbildung 18. Die im Abwasser enthaltene Wärme wird mittels eines Wärmetauschers an einen Zwischenkreis abgegeben, der mit einer Wärmepumpe verbunden ist. Diese hebt das Temperaturniveau aus dem Abwasser auf ein Zielniveau an.

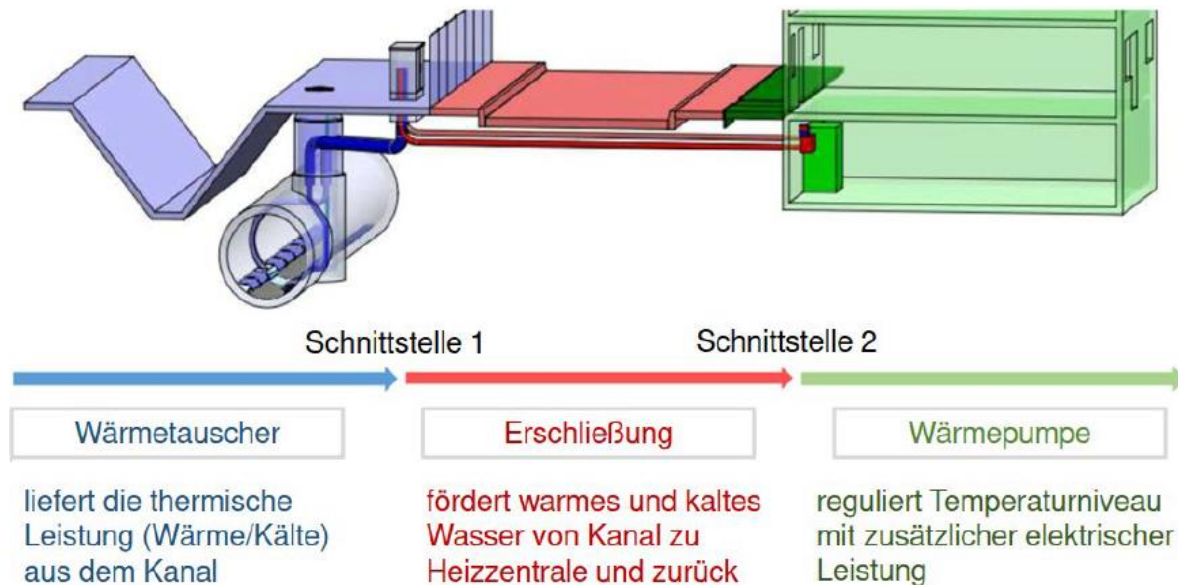


Abbildung 18: Funktionsprinzip für Abwasserwärme im Bypass durch Nutzung einer Wärmepumpe

Bedeutung der AW-Temperatur für die Reinigungsleistung

Die für die Reinigungsleistung relevanten Prozesse in einer Kläranlage sind die Nitrifikation und die Denitrifikation. Der Wirkungsgrad dieser Prozesse nimmt bei einer Abkühlung des Abwassers aufgrund der Verminderung der Wachstumsgeschwindigkeit der Mikroorganismen ab. Der Bau und Betrieb (inkl. AW-Temperaturmonitoring) einer AW-WP müssen daher in enger Abstimmung mit dem Kanalnetz- und Kläranlagenbetrieb (AW-Zweckverband) erfolgen.

Immer gilt, dass der Zweck der AW-Infrastruktur (AW-Transport und –Reinigung) nicht durch die AW-Wärmenutzung beeinträchtigt werden darf. Für jede Kläranlage ist eine individuelle, detaillierte Prüfung unter Berücksichtigung der Dimensionierungstemperatur (in Dtl. üblicherw. min. 10°C Zulaufstemperatur) notwendig. Je größer die ggf. vorhandene Dimensionierungsreserve der Anlage ist, desto unbedenklicher sind die Auswirkungen einer Temperaturabsenkung im Kläranlagenzulauf.

Ungünstig ist, dass die Grenzfälle für die Einhaltung der Ammonium und Nitrit - Ablaufgrenzwerte im Allgemeinen in den Wintermonaten, somit in der Heizperiode, auftreten, wenn sich die Zulauftemperaturen im Bereich der Dimensionierungstemperatur bewegen.

Potenzial aus Abwasserkanälen

Eine Abwasserinfrastruktur ist in kommunalen Siedlungsgebieten flächendeckend vorhanden.

Abhängig vom Abwassersystem (Trenn- oder Mischwassersysteme) können die Abwassertemperaturen je nach Jahreszeit und Niederschlag zwischen ca. 9° und 20°C schwanken. Eine kurzfristige Abkühlung in manchen Kanalabschnitten auf ca. 3°C sowie eine zeitweise Erhöhung des Volumenstroms in Mischsystemen kann durch Niederschlagsereignisse auftreten. Das übliche Abwassertemperaturniveau ist als Wärmequelle für einen effizienten Betrieb von Wärmepumpen geeignet.

Ab einem mittleren Trockenwetterabfluss von ca. 15 l/s in einem Kanal liegen ausreichende Voraussetzungen zur AW-Wärmenutzung vor.

Zur verlässlichen Potenzialermittlung müssen jedoch insbes. in Mischwassersystemen mindestens einjährige Messreihen (Temperatur, Volumenstrom) ausgewertet werden, da das Abflussregime jahreszeitlich schwanken kann und stark von der Netzstruktur abhängt. Es können ggf. vorhandene Messstellen herangezogen werden, erfahrungsgemäß, so auch in FN reichen diese aber bei weitem nicht aus um eine flächendeckende Potenzialanalyse durchführen zu können. Daher ist es zielführender die räumliche Nähe zu Abwassersammlern (=AW-Leitungen großer Dimension) bei jeglichen Projekten mit WP-Einsatz zu prüfen und den Aufwand für Messung und Auswertung projektspezifisch durchzuführen. Für das Kanalnetz Friedrichshafen wurde in Erfahrung gebracht, dass der mittlere Trockenwetterabfluss in einigen Fällen im unteren Grenzbereich des für die jeweilige Kanaldimension geeigneten Volumenstroms einzuordnen ist, was eine therm. Nutzung erschwert oder verhindert.

Vereinfachend kann angenommen werden, dass die der im Klärwerk ankommenden Abwassermenge entziehbare Wärmemenge alternativ auch verteilt über Abwassersammler im gesamten vorgelagerten Abwassernetz entzogen werden kann, an verschiedenen Stellen insbesondere entlang der Hauptabwassersammler. Gewisse Abweichungen aufgrund von Wärmeverlusten und Niederschlagsereignissen sind dabei vorhanden. Falls die Abwassertemperatur durch die Wärmeentnahme unter 8 °C sinkt, steigt sie über grössere Distanzen im Kanalisationsrohr wieder an, da das Erdreich im Winter wärmer ist (8-12 °C) (EAWAG, 2004). Weiterhin kommt es zu Temperaturänderungen beim Zusammenfluss von Teilströmen im AW-Kanalnetz.

Aufgrund nicht flächig über das gesamte Kanalnetz verteilter Messpunkte wird hier stattdessen auf das Wärmeentzugspotential am Kläranlageneinlauf zurückgegriffen. Dieses wurde anhand vom Klärwerk Friedrichshafen durchgeführter Messreihen der Jahre 2019 – 2023 ermittelt. Die Daten wurden in stündlicher Auflösung ausgewertet, werden der Lesbarkeit in den Diagrammen wegen jedoch als gemittelte Tageswerte dargestellt. Die Diagramme zeigen jeweils die Mittelwerte über die Jahre 2019 – 2022.

Abbildung 19 zeigt die in Variante 1 über den Jahresverlauf bereitstellbare Wärmeleistung (blaue Säulen) unter Annahme einer Abkühlung des Zulaufwassers von max. 3 K und einer mittleren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 4,5. Dazu wird eine minimale Dimensionierungstemperatur von 10°C definiert, die durch die Wärmeentnahme nicht unterschritten werden darf. Aufgrund von Wärmegegewinnen aus dem umgebenden Erdreich im Kanalnetz ist es möglich, dass sich dem Kanalnetz tatsächlich eine etwas höhere Wärmemenge entziehen lässt.

Weiterhin wird das Stundenmittel der Zulauftemperatur (rot) dargestellt, angenähert als polynomische Funktion mit einer hohen Korrelation ($R^2 = 0,8347$).

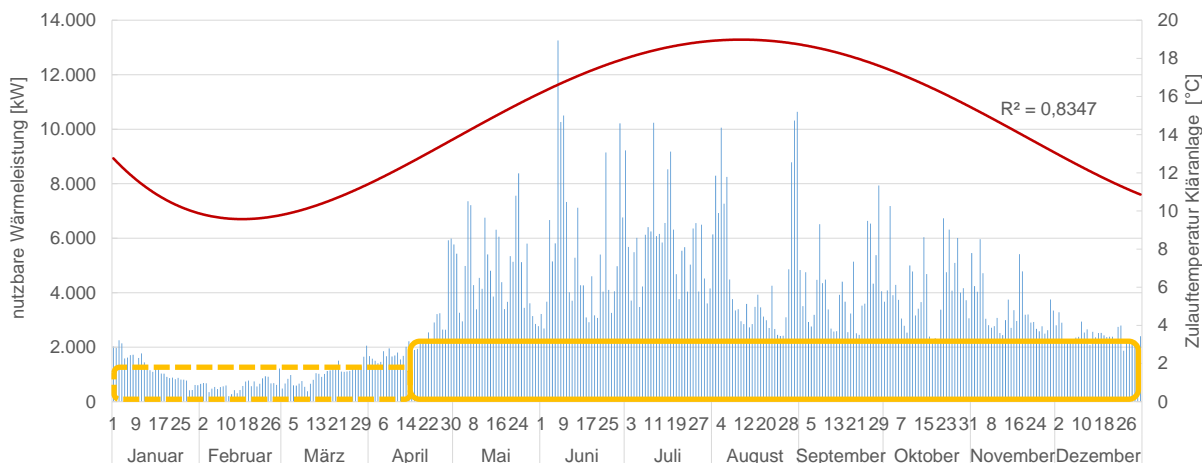


Abbildung 19: Variante 1 (V1): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Zulauftemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 3 \text{ K}$, $JAZ = 4,5$, $T_{\min} = 10^\circ\text{C}$

Es zeigt sich, dass die über den Messzeitraum gemittelte Zulauftemperatur (Jahresmittel = ca. $14,3^\circ\text{C}$) in der kalten Jahreshälfte abnimmt, in der warmen zunimmt. Es ergibt sich eine Schwankungsbreite von der Zulauftemperatur zwischen ca. 10 und 20°C , mit den tiefsten Werten in den Monaten Januar, Februar und März.

In Variante 1 ergibt sich bei Umsatz der gesamten entziehbaren Abwasserwärme in der Wärmepumpe eine theoretisch nutzbare gesamte Wärmemenge von ca. 29 GWh . Je nach Konzeption der Heizzentrale (Erzeugerkombination, Pufferspeichervolumen) lässt sich davon jedoch nur ein Teil technisch wie wirtschaftlich sinnvoll nutzen. Eine Möglichkeit wäre anhand der Auswertungsergebnisse ein Grundlastband von ca. 2.000 kW zu definieren (orange Einrahmung). Mit diesem ließe sich eine Wärmemenge von ca. 14 GWh nutzen. Zu beachten ist hierbei, dass um den Monat Februar herum, die bereitstellbare Leistung geringer ist. Je nach Bedarfslastgang im nachgelagerten Wärmenetz und der Dimensionierung von Speichern ist ggf. auch eine höhere Wärmemenge sinnvoll nutzbar.

Abbildung 20 zeigt die Auswertung der Variante 2 analog zur Auswertung der Variante 1 mit dem Unterschied einer höheren angenommenen Abkühlung von max. 5 K statt 3 K .

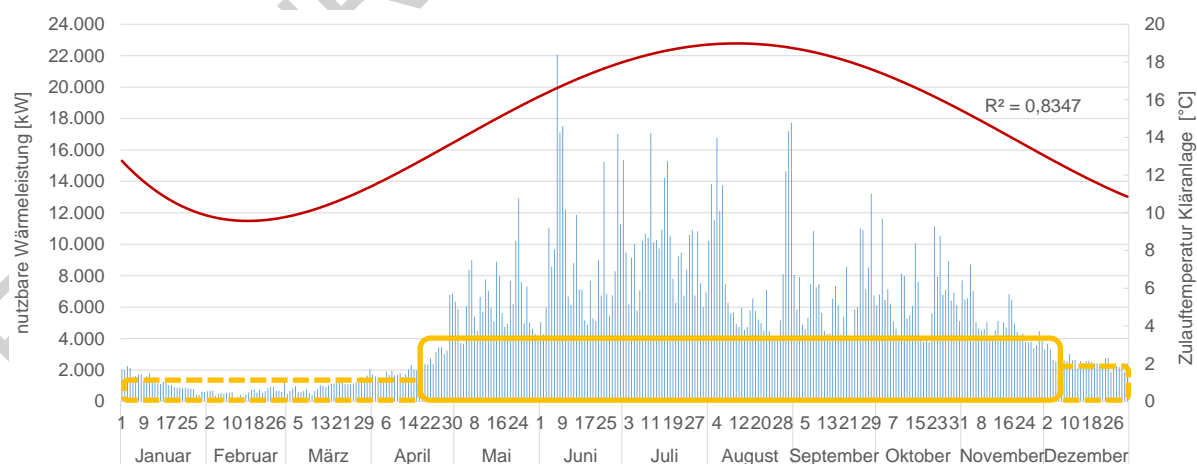


Abbildung 20: Variante 2 (V2): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Zulauftemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 5 \text{ K}$, $JAZ = 4,5$, $T_{\min} = 10^\circ\text{C}$

In Variante 2 ergibt sich bei Umsatz der gesamten entziehbaren Abwasserwärme in der Wärmepumpe eine theoretisch nutzbare gesamte Wärmemenge von ca. 43 GWh . Das bedienbare Grundlastband lässt sich in den wärmeren Monaten auf ca. 4.000 kW erhöhen.

In den kalten Monaten ist aufgrund der auf ein Minimum limitierten Zulauftemperatur jedoch kaum eine Erhöhung möglich. Mit diesem erhöhten Grundlastband in den warmen Monaten ließe sich eine Wärmemenge von ca. 24 GWh nutzen.

Potenzial aus der Abwasserreinigungsanlage

Im Ein- oder Auslauf der Kläranlage ist es möglich Abwasserwärme zu nutzen. Vorteile der Nutzung des Auslaufs sind u.a. folgende:

- Das gereinigte Abwasser ist für die Anlagentechnik weniger aufwändig zu nutzen (z.B. längere Reinigungszyklen der Wärmeübertrager)
- Bei Nutzung, d.h. Abkühlung, des Auslaufs wäre sogar eine positive Wirkung auf den Einleitbereich im Bodensee erzielbar (unter Beachtung der Bodenseerichtlinie der IKGB).
- Es lässt sich insbesondere in der kalten Jahreshälfte eine höhere Wärmemenge entziehen, da beim Wärmeentzug am Kläranlagenauslauf im Gegensatz zum -einlauf...
 - ... die Minimaltemperatur (ca. 3°C) deutlich geringer gewählt werden kann als die Dimensionierungstemperatur (min. ca. 10°C). Nach der Wärmeentnahme aus dem Auslauf sollte die Temperatur bei der Einleitungsstelle in den Vorfluter 3°C nicht unterschreiten (BfE Schweiz, 2004). So können lokale Beeinträchtigungen der Flora und Fauna ausgeschlossen werden.
 - Die Prozesse in der biologischen Stufe führen dem AW Wärme zu, sodass die Temperaturen im Auslauf ca. 0,5 bis 1 K höher liegen als im Einlauf, wie in Abbildung 21 zu sehen.

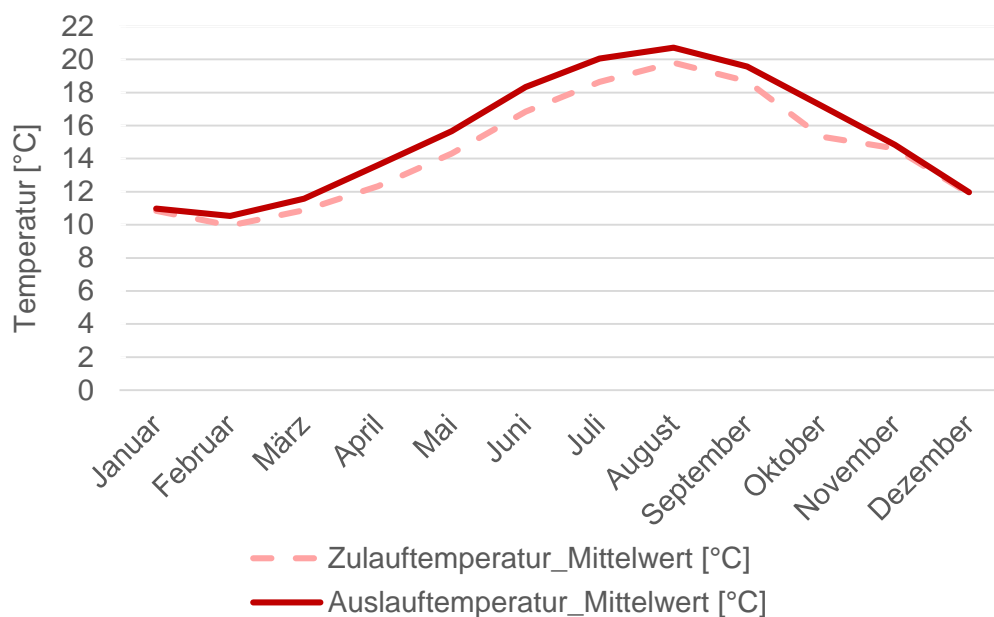


Abbildung 21: Temperaturen im Zu- und Ablauf der Kläranlage Friedrichshafen

Bei dem Abwasser, das die Kläranlage erreicht, handelt es sich um Mischwasser, das sich aus Regenwasser und Abwasser zusammensetzt. Die Extremwerte der Zulaufmenge liegen zwischen ca. 60 und 900 l/s, die aufgrund von starken Niederschlagsereignissen auftreten können (Abbildung 22).

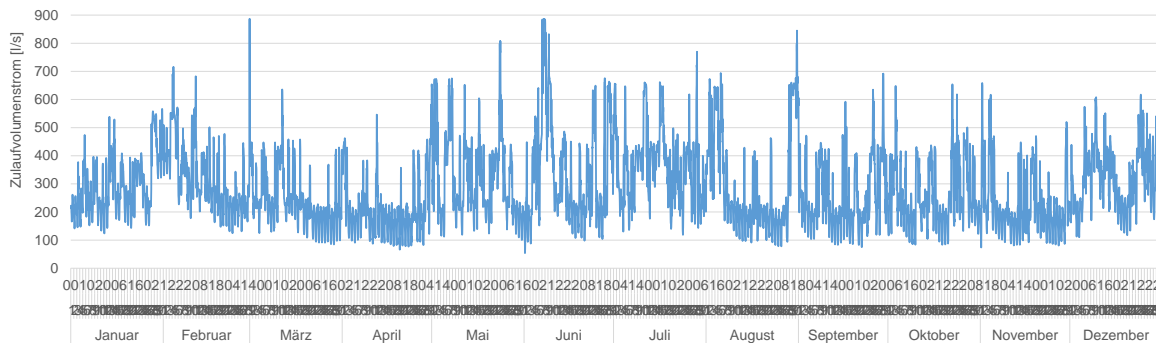


Abbildung 22: angenäherter Jahresverlauf des Volumenstroms im Zulauf zur Kläranlage Friedrichshafen, gemittelt über die Jahre 2019 bis 2023

Im Monatsmittel liegen die Zulaufmengen zwischen 210 und ca. 360 l/s und im Jahresmittel bei ca. 290 l/s. In den ersten ca. neun Stunden eines Tages ist der Zulaufvolumenstrom deutlich geringer als danach.

Folgende Auswertungen wurden anhand der zuvor genannten Messreihen der Jahre 2019 – 2023 ermittelt.

Abbildung 23 zeigt die in Variante 3 über den Jahresverlauf bereitstellbare Wärmeleistung (blaue Säulen) unter Annahme einer Abkühlung des Zulaufwassers von max. 3 K und einer mittleren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 4,5. Dazu wird eine minimale Kläranlagenauslauftemperatur von 3°C definiert.

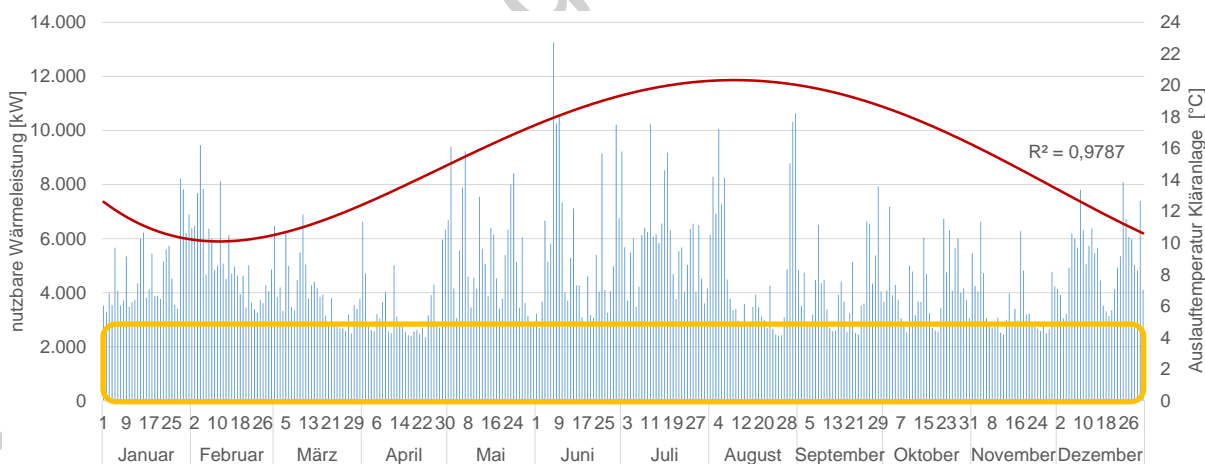


Abbildung 23: Variante 3 (V3): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Auslauftemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 3 \text{ K}$, JAZ = 4,5, $T_{min} = 3^\circ\text{C}$

In Variante 3 ergibt sich bei Umsatz der gesamten entziehbaren Abwasserwärme in der Wärmepumpe eine theoretisch nutzbare gesamte Wärmemenge von ca. 41 GWh. Je nach Konzeption der Heizzentrale (Erzeugerkombination, Pufferspeichervolumen) lässt sich davon jedoch nur ein Teil technisch wie wirtschaftlich sinnvoll nutzen. Eine Möglichkeit wäre anhand der Auswertungsergebnisse ein Grundlastband von ca. 2.800 kW zu definieren (orange Einrahmung). Mit diesem ließe sich eine Wärmemenge von ca. 23 GWh nutzen. Aufgrund der Möglichkeit das bereits gereinigte AW im Kläranlagenauslauf deutlich weiter

abzukühlen als im Einlauf, verringert sich das bedienbare Grundlastband auch in den kalten Monaten nicht. Je nach Bedarfslastgang im nachgelagerten Wärmenetz und der Dimensionierung von Speichern ist ggf. auch eine höhere Wärmemenge sinnvoll nutzbar.

Abbildung 24 zeigt die Auswertung der Variante 4 analog zur Auswertung der Variante 3 mit dem Unterschied einer höheren angenommenen Abkühlung von max. 5 K statt 3 K.

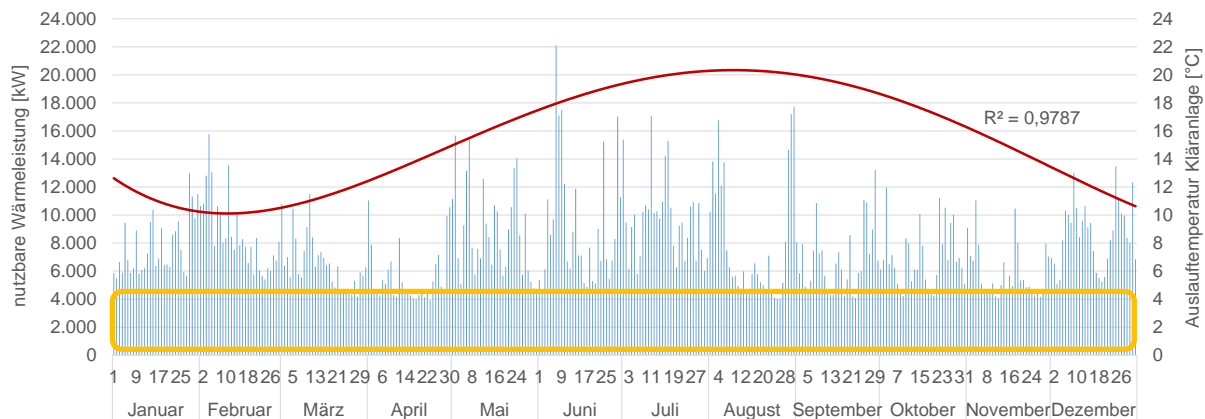


Abbildung 24: Variante 4 (V4): Jahresverlauf der nutzbaren Wärmeleistung (blau) und Auslauftemperatur (rot) unter den Randbedingungen $\Delta T = 5$ K, JAZ = 4,5, $T_{min} = 3^\circ\text{C}$

In Variante 4 ergibt sich bei Umsatz der gesamten entziehbaren Abwasserwärme in der Wärmepumpe eine theoretisch nutzbare gesamte Wärmemenge von ca. 69 GWh. Das bedienbare Grundlastband lässt sich durchgehend über den Jahresverlauf auf ca. 4.000 kW erhöhen. Mit diesem ließe sich eine Wärmemenge von ca. 33 GWh nutzen.

Exkurs: Klärgas

Aus Abwasser lässt sich ca. eine viermal so große Wärmemenge entziehen wie sich aus der gleichen Menge Abwasser an Klärgas zur Wärmebereitstellung gewinnen ließe. So lassen sich aus 1 m^3 Abwasser bei einer Abkühlung von lediglich 1 K ca. 1,2 kWh Abwärme als Wärmequelle für eine WP gewinnen, während sich aus 1 m^3 Abwasser eine Klärgasmenge mit einem Energiegehalt von nur ca. 0,3 kWh gewinnen lässt.

Das im Klärprozess anfallende Klärgas wird bereits mittels KWK genutzt. Die bereitgestellten Strom- und Wärmemengen werden intern für Prozesse und Gebäude genutzt. Nennenswerte überschüssige Klärgas Mengen sind nicht vorhanden. In Kombination mit AW-Wärmepumpen sind technisch sinnvolle Kombinationen aus WP- und BHKW-Betrieb denkbar.

Fazit Abwasserwärmenutzung

Je nach Lage des Wärmeentzugspunkts, der Konzeption der Heizzentrale (Erzeugerkombination, Pufferspeichervolumen) und der Wärmenetz- und WP-Betriebsparameter (WN-Vorlauftemperaturen, JAZ) lässt sich ein Teil der AW-Wärme technisch wie wirtschaftlich sinnvoll nutzen.

Über das AW-Kanalnetz im Untersuchungsgebiet FN verteilt lassen sich verteilt im Kanalnetz bzw. am Kläranlageneinlauf in der „vorsichtigen“ Variante 1 ca. 14 GWh Wärme, in der „optimistischeren“ Variante 2 unter Annahme einer höheren max. Abkühlung ggf. bis

zu 24 GWh nutzen. Dieser Bereich liegt zwischen ca. 5 % und ca. 8,5 % des Wärmebedarfs für Wohn- und komm. Gebäude in FN im Zieljahr 2040 (ca. 285 GWh).

Am Kläranlagenauslauf lassen sich in der „vorsichtigen“ Variante 3 ca. 23 GWh Wärme, in der „optimistischeren“ Variante 4 unter Annahme einer höheren max. Abkühlung ggf. bis zu 33 GWh nutzen. Dieser Bereich liegt zwischen ca. 8 % und ca. 12 % des Wärmebedarfs für Wohngebäude und kommunale Gebäude in FN im Zieljahr 2040 (ca. 285 GWh).

Es wird darauf hingewiesen, dass die Verifizierung dieser Wärmeentzugsmengen bei Projektrealisierung durch eine Prüfung hinsichtlich der real unter verschiedenen Betriebsbedingungen, z.B. mittels Bypass-Wärmeübertragungssystemen, erzielbaren Abkühlung und folgend durch eine Prüfung der individuellen Dimensionierungstemperatur der Kläranlage erfolgen muss.

Die Anzahl und Leistung der Anlagen zur Abwasserwärmenutzung im Kanalnetzgebiet und an der Kläranlage muss mit in den kommenden Jahren zunehmender Bedeutung dieser Wärmequelle gut dokumentiert werden, um einer Übernutzung von und Konkurrenz um Abwasserwärme zwischen verschiedenen Wärmepumpenanlagen vorzubeugen sowie vor allem die Funktionsfähigkeit der Abwassereinigung zu gewährleisten. Zu diesem Zweck ist der Ausbau des Messnetzes (Temperatur und Volumenstrom) im Abwassernetz ggf. sinnvoll.

4.3.2 Holzartige Biomasse

Waldrestholz aus dem Forst

Die städtischen Waldflächen nehmen etwa 20 % der Gesamtwaldfläche ein. 30 % sind im staatlichen Besitz vom Forst Baden-Württemberg. Über 40 % der Waldfläche ist Kleinprivatwald (Abbildung 25). Im Stadtgebiet Friedrichshafen sind 20,4 % der Fläche bewaldet, welches durch die Revierleitung des Stadtwalds als unterdurchschnittlich bewertet wird (im Landesdurchschnitt BW 38,4 %). Die gesamte Waldfläche im Stadtgebiet beträgt ca. 1.426 ha, davon sind nur knapp ca. 300 ha in städt. Besitz. Die restliche Fläche teilt sich auf in Kleinprivatwald 612 ha, Staatswald BW 446 ha, Kreiswald 85 ha, Kirchenwald 6 ha sowie Staatswald Bund und sonstige 6 ha. Eine nennenswerte Vergrößerung der Waldfläche ist nicht zu erwarten.

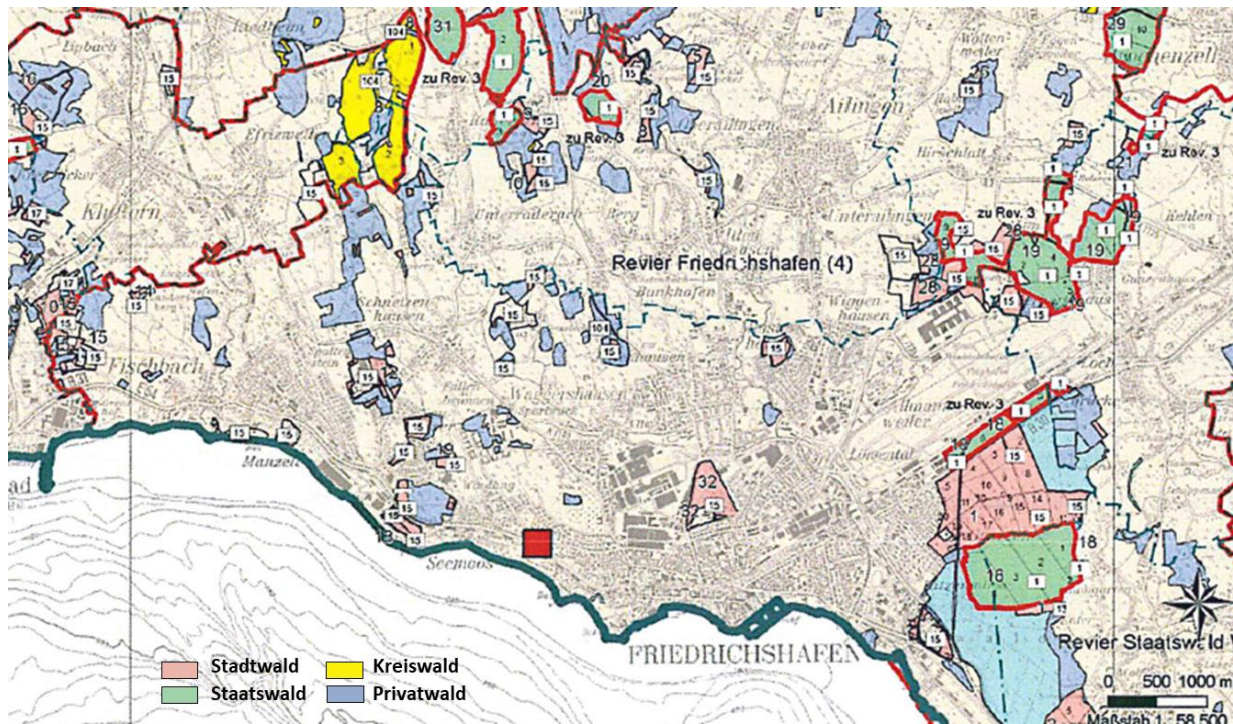


Abbildung 25: Waldfläche im Stadtgebiet (Stand 2017) mit Eigentumsverhältnissen

Für die Datenauswertungen wurden die Forstverantwortlichen für Stadtwald und Staatswald befragt, sowie die Grünschnittmengen aus Straßenbegleitgrün und anfallende Mengen aus Grünschnittpflege entlang Bahntrassen berücksichtigt.

Tabelle 10: Anfallende holzartige Biomasse (Waldrestholz) im Stadtwald

Bezeichnung	Herkunft	Holzart	Masse [Fm]	Bereitstellung
Schwachholz, Kronenmaterial	Flächenvorbereitung (Verjüngungsmaßnahmen)	Weichlaubholz/ Hasel/ Fichte	10	regelmäßig
Schwachholz, Kronenmaterial	Jungbestandspflege bis ca. 7 cm	Laubholz	20	regelmäßig
Schwachholz, Kronenmaterial	Jungbestandspflege bis ca. 20 cm	Laubholz	50	regelmäßig
Holz aus zufälliger Entnahme mit Kronenmaterial	Verkehrssicherungsmaßnahmen (Straßenbegleitgrün)	Alle/ v.a. Esche	20	Keine Aussage möglich, eher rückläufig
Restholz (70%) aus Entnahme aufgrund zufälliger Ereignisse mit Kronenmaterial (30%)	Schadorgansimen (wie Borkenkäfer/Eschentriebsterben)	Fichte/ Esche (Tanne / Kiefer)	50	Keine Aussage möglich, eher rückläufig, bis 2030 erschöpft sein
Summe			ca. 150	

Die in Tabelle 10 aufgeführte Summe des im Stadtwald anfallenden Restholzes und die Annahme eines mittleren Heizwert von ca. 2.100 kWh pro Festmeter [4] (Nadel-/Laubholz gemischt mit ca. 30 – 50 % Wassergehalt) ergibt ein Potential von ca. 315 MWh.

Restholzanteile werden nicht auf Gemarkungsebene erfasst und auch im Allgemeinen nur sehr grob geschätzt. Sie liegen in der Regel zwischen 10-20% der Holzernte. Restholzanteile verbleiben aus Gründen des Naturschutzes und Wasserhaushalts im Wald. Grundsätzlich verfügt der Forst Baden-Württembergs über kein ungenutztes oder zusätzliches Holzpotenzial, welches für die thermische Betrachtung in die kommunale Wärmeplanung einfließen kann. Dies gilt insbesondere für die staatlich oder kommunal verwalteten Wälder.

Altholz

Eine für die Stadt Friedrichshafen im Jahr 2021 angefertigte Studienarbeit mit dem Titel „Konzept der energetischen Verwertung von holzartiger Biomasse im Stadtbereich Friedrichshafen“ zeigte ein theoretisches Potenzial von Altholz von jährlich ca. 10.000 t. Dieses Holz wird jedoch bereits der üblichen Kaskadennutzung in Recyclingbetrieben zugeführt und je nach Altholz-kategorie stofflich oder energetisch inner- oder außerhalb der Region genutzt.

Holz und Grünschnitt aus Straßenpflfegemaßnahmen

Vorhandenes Potenzial aus holzartiger Biomasse aus Straßenpflfegemaßnahmen geht in den Besitz des Auftragnehmers nach vertraglicher Vereinbarung über. Dieses Verfahren ist unkompliziert und kostengünstig für das Straßenbauamt. Die geschätzte Menge von gehäckseltm Gehölz im ganzen Bodenseekreis beläuft sich auf ca. 800-1.000 Raummeter. Bei der Annahme von 1.500 kWh pro Raummeter besteht ein theoretisches Potenzial von bis zu 1,5 GWh. Das Potenzial aus Grünschnitt bzw. Straßenbegleitgrün kann nach Aussagen des Straßenbauamtes nicht bestimmt werden. Auf ca. 95% der Flächen wird der Grasschnitt gemulcht und verbleibt auf der Fläche.

Zusammenfassung

In Summe aus Straßenbegleit- und Waldresthölzern ergibt sich ein theoretisches Biomassopotenzial im Stadtgebiet von ca. 1,8 GWh. Ein daraus bereitstellbares Wärmepotenzial liegt mit ca. 1,6 GWh aufgrund von Wandlungsverlusten bei der energetischen Verwertung darunter.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass eine lokale Biomassebeschaffung wünschenswert ist. Die zuvor genannten Potentiale werden auch jetzt schon ihrer Qualität entsprechend verwertet und können daher nicht als ungenutzte Potentiale verstanden werden. In der Realität werden zum Betrieb eines Biomasseheizwerks möglichst langfristige Lieferverträge mit regionalen Energieholzlieferanten geschlossen, die eine definierte Menge an z.B. Hack-schnitzeln mit einer definierten Qualität (Aschegehalt, Wassergehalt) liefern müssen. Diese Lieferanten sind auf dem regionalen Energieholzmarkt tätig, der je nach Verfügbarkeitssituation mehr oder weniger die Region Oberschwaben und Allgäu umfassen kann. Die Energieholzlieferanten sind als Lohnunternehmer für verschiedene Forstbetriebe in dieser Region tätig, sodass eine Beschränkung der Betrachtung auf ein Gemarkungsgebiet nicht zielführend ist, da der Energieholzmarkt nicht an Gemarkungsgrenzen endet. Vielmehr ist im Rahmen der kommunalen Wärmeversorgung relevant wie groß das Energieholzpotential im stadt-eigenen Kommunalwald ist. Dieser kann jedoch mit nur ca. 300 ha

keinen nennenswerten Beitrag zur Wärmeversorgung der Gesamtstadt Friedrichshafen leisten.

Ebenso wie Energieholzsortimente aus dem Wald oder aus Straßenpflegemaßnahmen ist das im Gebiet anfallende Altholz bereits in die üblichen Recyclingketten eingegliedert und wird überregional recycelt oder als Energieholz gehandelt.

4.3.3 Flüssige Biomasse

Im Gemarkungsgebiet Friedrichshafen befinden sich keine Biogas- oder Biomethan-Anlagen [9]. Die örtlichen nächsten Anlagen befinden sich Wangen im Allgäu (PLZ 88239) oder Radolfzell am Bodensee (PLZ 78315). Aufgrund der landwirtschaftlichen Struktur ohne große Nutztierhaltungsbestände und der Dominanz des Obstbaus ist zukünftig auch nicht mit einem Zubau solcher Anlagen zu rechnen. Daher erübrigt sich die weitere Betrachtung.

4.3.4 Geothermie - tief

Geologische Einordnung des Gebiets

Im November 2022 wurde eine Vormachbarkeitsstudie zur Prüfung des Tiefengeothermiepotentials am Standort Friedrichshafen angefertigt (Erdwerk GmbH, 2022).

Für den Untersuchungsstandort wurden drei potenzielle Targets (Nutzhorizonte), nämlich die obere Meeressmolasse, der obere Jura und der Obere Muschelkalk, untersucht. Nach derzeitigem Wissensstand, stellt nur Target 3 (Oberer Muschelkalk) ein mögliches Explorationsziel für die hydrothermale Tiefengeothermie am Standort Friedrichshafen dar. Die geologischen Horizonte im Raum FN sind in Abbildung 26 dargestellt. Bei den in Abbildung 26 eingezeichneten umgebenden Bohrungen handelt es sich um Erdgas- und Erdölexplorationsbohrungen, außer bei Pfullendorf.

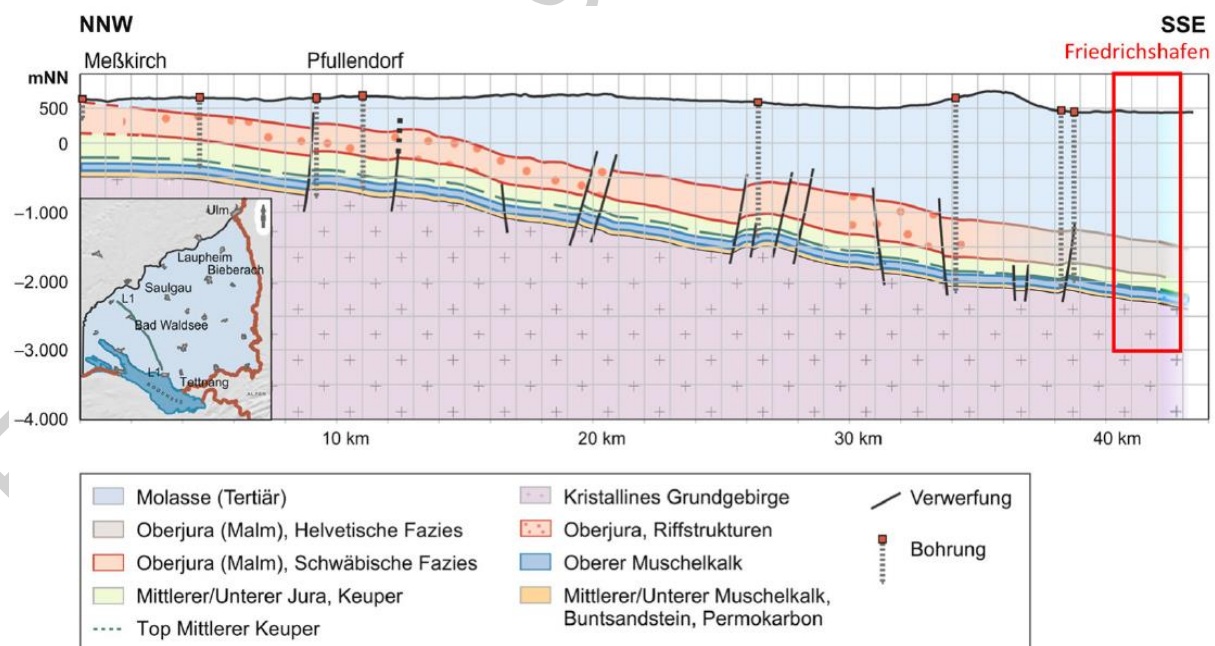


Abbildung 26: Schnitt durch das Molassebecken mit Darstellung der Schwäbischen und Helvetischen Faziesverbreitung im NNW-SSE-Verlauf. Im Raum Friedrichshafen (rote Rahmung) findet sich im Oberjura die für die Geothermie ungünstige Helvetische Fazies (Erdwerk GmbH, 2022)

Bedingt durch die zu erwartenden geringen Fließraten, als auch die niedrigen Temperaturen ist das Potential von Target 1 (Obere Meeresmolasse) für eine hydrothermale tiefengeothermische Nutzung in Friedrichshafen nicht interessant und kann als Explorationshorizont, zumindest für eine großenergetische Nutzung (auch mit Wärmepumpe⁴), ausgeschlossen werden. Allenfalls für sehr spezifische Nutzungen im Niedertemperaturbereich bzw. für lokale, kleinere Nahwärmenetze unter Einsatz von Wärmepumpen wäre dieses Reservoir ggf. in Betracht zu ziehen. Die Beeinflussung vorhandener balneologischer Nutzungen im Untersuchungsgebiet (Freibad FN-Fischbach) durch neue Thermalbohrungen muss zuvor technisch und rechtlich abgeklärt werden. Ggf. kommt auch deren Nutzung für Thermalzwecke und kleine lokale Wärmenetzprojekte in Frage.

Das Target 2 (Oberer Jura) ist im Raum Friedrichshafen durch die sog. Helvetische Fazise gekennzeichnet, die aufgrund ihres höheren Tongehalts eine geringe Permeabilität aufweist. So stellten sich im Gebiet dieser Fazies in Fördertests einer Bohrung in St. Gallen längerfristig Fließraten unter 6 l/s ein. Das Projekt wurde daher sowie wegen eines spürbaren Erdbebens eingestellt. Demnach ist eine hydrothermale geothermische Nutzung dieses Horizonts in Friedrichshafen, nach derzeitigem Kenntnisstand nicht möglich.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass aus geologischer und technischer Sicht der aufgezeigte Nutzhorizont "Oberer Muschelkalk (Target 3)" als ein für die Tiefengeothermie relevantes Explorationsziel beurteilt werden kann. Die erwartete Temperatur beträgt rund 110°C, siehe Abbildung 27, bei einer Tiefe von ca. 3.000 m unter GOK und würde sich somit temperaturbedingt für eine direkte Fernwärmenetznutzung eignen.

ENTWURF - ggf. Umwelt

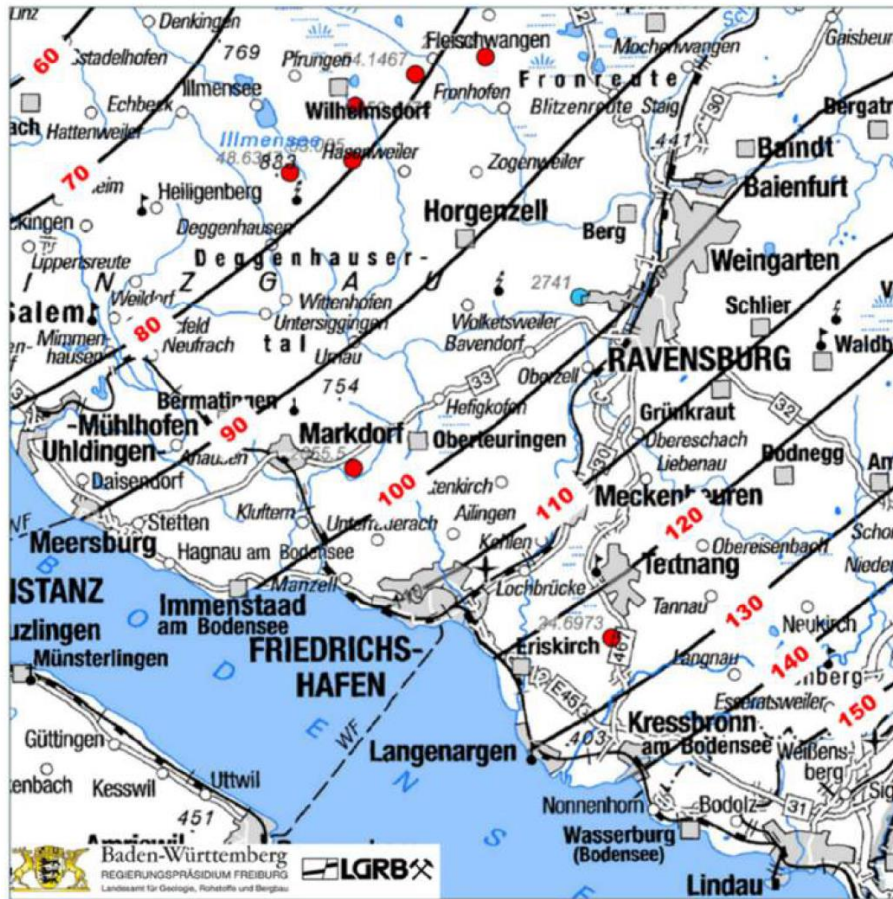


Abbildung 27: Temperaturprognose für die Oberkante des Muschelkalks im Raum Friedrichshafen (maps.lgrb-bw.de, Abruf am 28.09.22). Rote Punkte markieren Bohrungen, die den Muschelkalk erreicht haben.

Kostenschätzung

Die grob geschätzten Kosten zur Errichtung der geothermischen Dublette am Standort Friedrichshafen im Oberen Muschelkalk belaufen sich im mittleren Szenario (Business Case) ohne Fördermittel auf ca. 19 Mio. €. Die drei Kostenszenarien liegen zwischen 16 und 24 Mio. €. Anhand anderer TG-Projekte lässt sich sagen, dass die Bohrung ca. 50 % der Investitionskosten eines betriebsbereiten TG-Kraftwerks ausmacht. D.h. zusammen mit der Investition für Anlagentechnik des Kraftwerks, Voruntersuchungen, Machbarkeitsstudie, Versicherungen und sonstigem ist realistisch mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von min. ca. 40 Mio. € zu rechnen. Zum jetzigen Projektstatus sind, bedingt durch den starken Explorationscharakter des Standorts, die wirtschaftlichen Annahmen nur schwer zu fassen.

Risikobeurteilung

- Primäres Fündigkeitsrisiko stellen die vermutlich niedrigen, als auch stark variierenden Förderraten (bisher maximal 25 l/s in Pfullendorf) im Oberen Muschelkalk dar. Ursächlich hierfür sind geringe hydraulische Durchlässigkeiten sowie die geringe Mächtigkeit des Targets. Für den Raum Friedrichshafen ist eher mit noch geringeren Förderraten im Bereich von ca. 10 l/s zu rechnen.

- Die vermutete, geringe vertikale Mächtigkeit des Oberen Muschelkalk am Standort Friedrichshafen stellt mit 35–40 m, wie in Abbildung 26 gezeigt, eine weitere Ungewissheit bezüglich des potenziellen hydrothermalen Reservoirs dar.
- Es muss mit einer für die Pump- und Fördertechnik vermutlich anspruchsvollen Wasserchemie gerechnet werden. Z.B. erfordern hohe Salz- und CO₂-Gehalte in der nächstgelegenen Geothermieranlage Pfullendorf eine aufwändigere Wasserbehandlung um einen effizienten Wärmeübertragerbetrieb zu ermöglichen.
- Die Datenlage (Bohrungen & Seismik) im größeren Umfeld des untersuchten Standorts kann als ausreichend bis mäßig bewertet werden. Eine Aussage bezüglich der Qualität und ggf. der Nutzbarkeit der vorhandenen Seismik kann zum jetzigen Zeitpunkt nur vermutet werden und erst nach Sichtung endgültig beurteilt werden.
- Es können seismische Ereignisse auftreten. Z.B. löste in der zwischenzeitlich eingestellten Bohrung in St. Gallen in ähnlichen geologischen Verhältnissen wie in FN eine nach einem plötzlichen Gaszutritt als Bekämpfungsmaßnahme durchgeführte Druckbeaufschlagung ein spürbares Erdbeben aus.
- Größtes Risiko in der Nutzung der Tiefengeothermie stellt die geringe und dazu schwankende Förderrate von ca. 10 l/s bis ca. 25 l/s dar.

Einordnung der Ergebnisse

Ein Vergleich mit anderen Projekten im süddeutschen Raum, z.B. Großraum München, dass dort ab einer Förderrate von min. ca. 50 l/s am Standort von einer ausreichenden Machbarkeit ausgegangen. Umgesetzte Tiefengeothermieprojekte in München haben gar eine Förderrate von min. ca. 90 bis 150 l/s.

Der Vergleich mit der nächstgelegenen hydrothermale Dublette zur TG-Nutzung des Muschelkalkhorizonts in Pfullendorf zeigt, dass in FN ca. doppelt so tief bis zum Zielhorizont gebohrt werden muss wie in Pfullendorf, jedoch eine geringere Förderrate zu erwarten ist.

Fazit

Die Voraussetzungen einer ausreichend ergiebigen Förderrate zur Gewährleistung einer flächendeckenden städtischen Versorgung im Grundlastbereich sind in Friedrichshafen nicht erfüllt. Die Nutzung von Tiefengeothermie zur Wärmeversorgung in Friedrichshafen wird aufgrund der niedrigen erwarteten Förderrate sowie der sonstigen zuvor beschriebenen beträchtlichen Risiken bei gleichzeitig hohen Investitionskosten derzeit nicht weiter verfolgt oder empfohlen. Eine Erkundung des Oberen Muschelkalks am Standort Friedrichshafen würde hier eher „klassischen“ Explorationscharakter eines in der Region bislang noch nicht nachgewiesenen hydrothermalen Reservoirs besitzen.

4.3.5 Geothermie - oberflächennah

Oberflächennahe geothermische Anlagen machen sich das durch die Erdwärme und durch solare Einstrahlung kontinuierlich erwärmte Erdreich und Grundwasser zunutze. Dabei unterscheidet man zwischen Erdwärmesonden, Erdwärme-/Horizontalkollektoren und geothermischen Brunnenanlagen, die das Grundwasser erschließen. Diese Potenzialermittlung legt den Fokus auf Erdwärmesonden-Anlagen.

Potenzialabschätzung

Im Zuge der kommunalen Wärmeplanung stellt die KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg den Kommunen das in einer Studie landesweit ermittelte Erdwärmesonden-Potenzial zur Verfügung. Im gesamten Gemarkungsgebiet der Stadt Friedrichshafen liegt ein theoretisches oberflächennahes Potenzial von Geothermie von 183.000 MWh vor (Abbildung 28). Erdwärmepumpen nutzen üblicherweise einen Solekreislauf zum Wärmeentzug aus der Erde und der Wärmebereitstellung im Gebäude. Das nutzbare Potenzial (unter Berücksichtigung eines realistischen Ausbaupfades von dezentralen Sole-Wärmepumpen in Einzelheizungsgebieten) liegt bei ca. 7 GWh (Tabelle 9).

Räumliche Verortung des Potentials

Unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien (Schutzgebiete, geologische und wasserwirtschaftliche Restriktionen, gegenseitige Beeinflussung der Sonden) ist die Berechnung der maximal möglichen Wärmeentzugsleistung und des energetischen Potentials der Erdwärmesonden auf Flurstückebene ausgegeben.

Es wird deutlich, dass insbesondere in hochverdichteten Bereichen das nutzbare Potential durch oberflächennahe Geothermie gering oder nicht vorhanden ist, da dort u.a. der Bau von Erdwärmesonden oder –kollektoren aus Platzgründen häufig schwierig bis unmöglich ist. Diese hochverdichteten Gebiete haben gleichzeitig eine hohe Wärmedichte und decken sich somit ohnehin in vielen Fällen mit Wärmenetzeignungsgebieten. Oberflächennahe Geothermie ist daher eher eine geeignete Versorgungsoption für weniger dicht besiedelte Gebiete, die auszeichnende Platzverhältnisse für den Bau solche Anlagen bieten. In Neubaugebieten mit geringer Wärmebedarfsdichte und niedrigen Heizungsvorlauf temperaturniveaus immer der Einsatz von WP, ggf. mittels kalter Nahwärme, in Betracht gezogen werden. Dies gilt vor allem in der Peripherie, wo kein benachbarten Nahwärmenetzeignungsgebiete vorhanden sind. Ist dies der Fall, ist immer auch der Anschluss des Neubaugebiets an Nahwärmenetze zu prüfen.

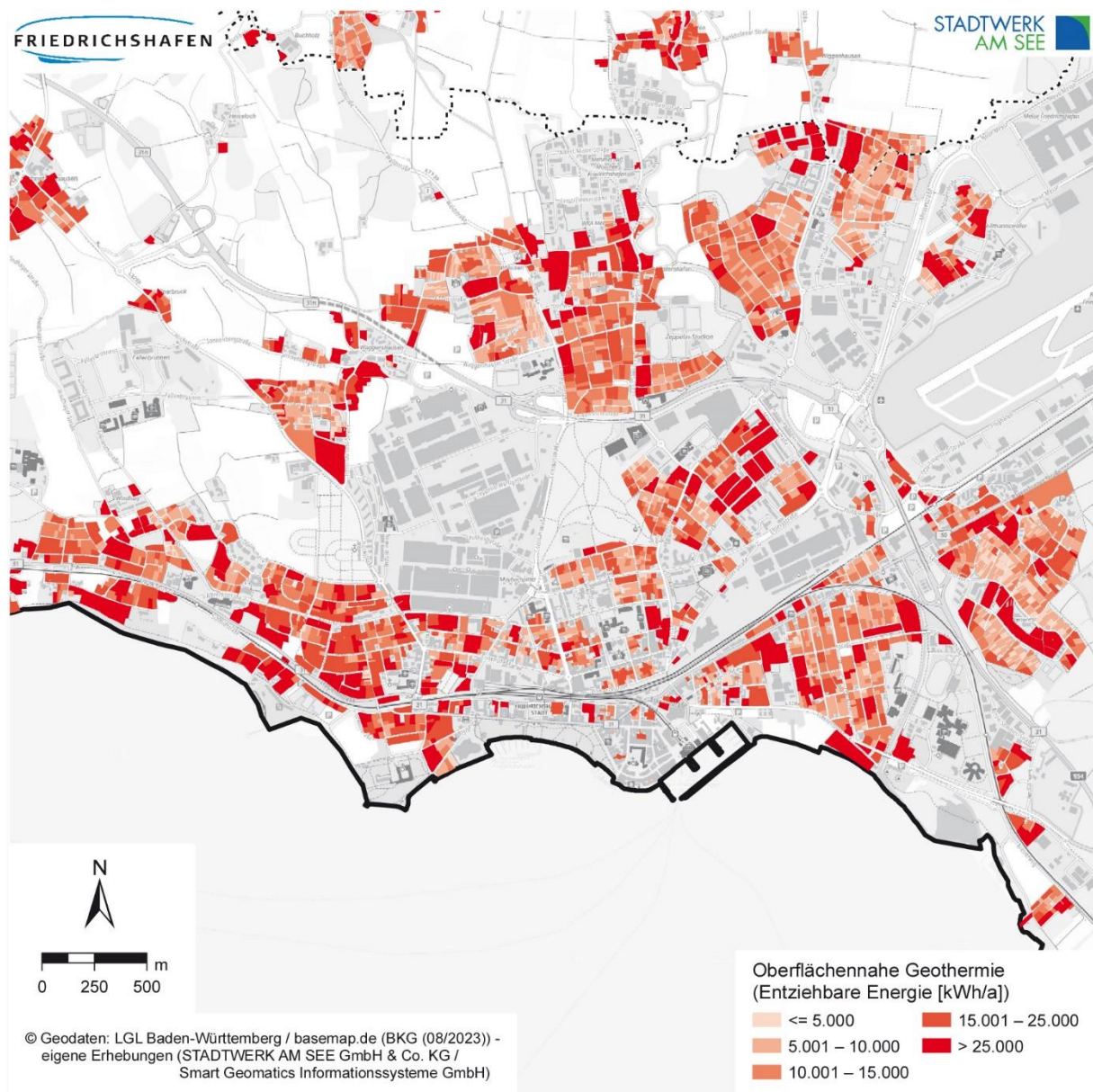


Abbildung 28: Potenzial Erdwärmesonden

Genehmigung der oberflächennahen Erdwärmenutzung

Jedes Vorhaben zur Erdwärmenutzung mittels Erdwärmesonden ist bei der Unteren Verwaltungsbehörde und dem Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB) anzuzeigen. Die nach Wasserrecht und Bergrecht erforderlichen Anzeige- und Genehmigungspflichten hängen von der Lage und Tiefe der geplanten Bohrung ab. Ggf. existieren z.B. Bohrtiefenbegrenzungen. Der Grundwasserschutz hat im Zweifel grundsätzlich Vorrang vor der Geothermie. Bei der Genehmigung sind verschiedene Zonen von Wasser- und Quellenschutzgebieten zu beachten. Je nach Zone ist diesbzgl. eine Einzelfallprüfung notwendig.

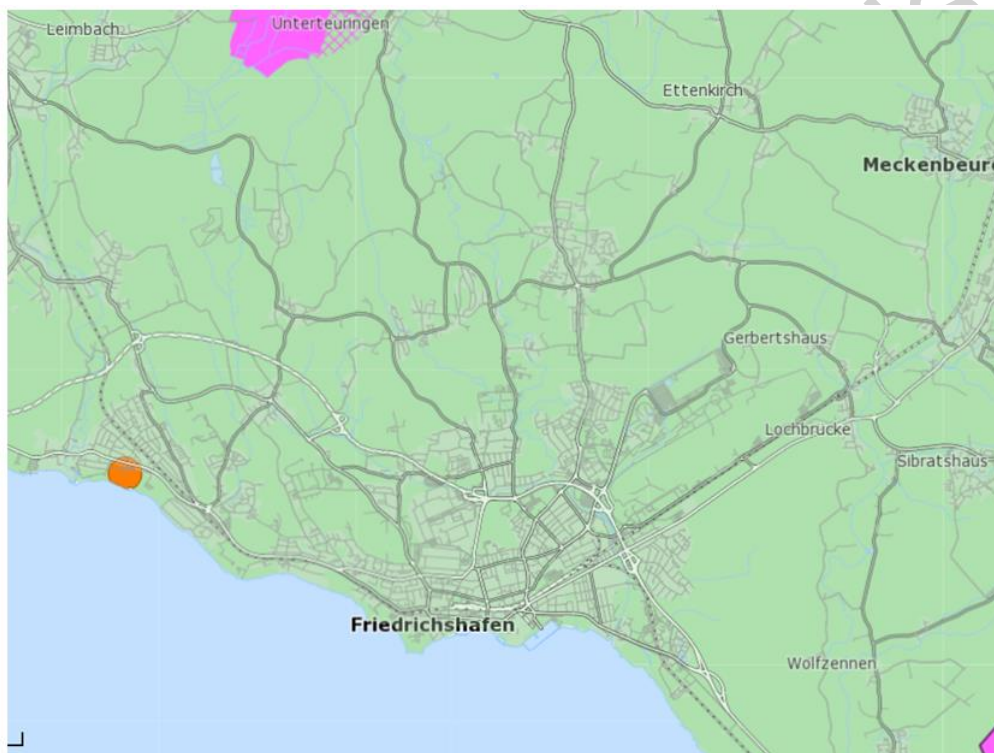
Für die Vorplanung bzw. eine erste Einschätzung des geplanten Bohrorts kann das Onlineportal (ISONG) des LGRB dienen.

4.3.6 Geothermie - Grundwasser

Die Nutzung als Grundwasser als Wärmequelle für eine Wärmepumpe stellt im Vergleich mit z.B. oberflächennaher Geothermie häufig eine effizientere und wirtschaftliche Wärmeversorgung dar. Ersteres gilt z.B. im Vergleich mit Außenluft, beides z.B. im Vergleich mit oberflächennaher Geothermie. Insbesondere für Groß-WP in größeren Gebäuden oder Wärmenetzen, ggf. auch dezentralen Wärmepumpen in Wärmenetzen ist diese Wärmequelle denkbar, ggf. auch für Einfamilienhäuser.

Genehmigung der Grundwasserwärmenutzung

Bei der Grundwassernutzung ist auf den Grundwasserschutz zu achten, welcher im Zweifelsfall grundsätzlich Vorrang hat. So sind z.B. Wasserschutzgebiete zu beachten. Im Untersuchungsgebiet Friedrichshafen befinden sich nur am Rand Wasserschutzgebiete im Bereich Unterteuringen. Im Bereich des Frei- und Seebads Fischbach ist eine Thermalquelle verzeichnet.



ISONG: Wasser- und Heilquellenschutzgebiete (vereinfachte Legende)

Umrandung

rechtskräftiges Schutzgebiet

Bau von Erdwärmesonden

aus wasserwirtschaftlicher Sicht nicht erlaubt

aus hydrogeologischer Sicht möglich (i.d.R. nur mit Wasser zu betreiben)

im Einzelfall zu beurteilen

aus hydrogeologischer Sicht bis zur angegebenen Bohrtiefenbegrenzung möglich (i.d.R. nur mit Wasser zu betreiben)

aus hydrogeologischer Sicht nicht möglich (Ausnahmen nur im Rahmen eines Erlaubnisverfahrens nach fachlicher Prüfung)

Abbildung 29: Wasser- und Heilquellenschutzgebiete im Raum Friedrichshafen (ISONG 2023)

Grundsätzlich stellt die Entnahme von Grundwasser zur thermischen Nutzung und die Wiedereinleitung des genutzten Grundwassers einen erlaubnispflichtigen Benutzungstatbestand § 9 Abs. 1 Nr. 5 WHG dar. Der Betreiber einer Grundwasserwärmepumpe muss

somit eine wasserrechtliche Erlaubnis bei den zuständigen Behörden wie Landratsamt beantragen. Zur Abschätzung der örtlichen Eignung der Grundwassernutzung ist ein hydrologisches Gutachten durch einen Geosachverständigen notwendig. Ebenso muss eine mögliche Beeinflussung der Entnahme- und Rückgabeburgen bestehender Grundwasser-WP-Anlagen bewertet werden.

Weiterhin sind neben dem WHG (Bundesgesetz) u.a. die Vorgaben der Landesgesetzgebung Wassergesetz für Baden-Württemberg (WG) einzuhalten. Z.B. sind die Bohrungen für eine Grundwasserwärmepumpenanlage grundsätzlich nach § 43 WG BW erlaubnispflichtig.

Zur Verbesserung der Datenlage bei der Bewertung folgender Grundwasser-WP-Projekte in der Nähe nehmen die zuständigen Genehmigungsbehörden häufig auch Lagepläne der Bohrungen, Angaben zur geologischen Schichtenfolge (Bohrprofile) und zum Grundwasserstand entgegen.

Potenzial Grundwasserwärmepumpen

Um das Dargebot an möglichem Grundwasservolumenstrom mit dem Wärmequellenbedarf abgleichen zu können, ist ein hydrogeologisches Gutachten notwendig, denn Grundwasserströme und Fließrichtungen können relativ kleinräumig voneinander abweichen. In ein solches Gutachten gehen neben Schutzgebietseinordnungen u.a. Daten aus bestehenden Brunnenbohrungen, Informationen zur Lage grundwasserführender Schichten, deren Mächtigkeiten und Informationen zu bekannten Altlasten ein.

Aufgrund der projektspezifisch notwendigen, kleinräumigen hydrogeologischen Bewertung kann im Rahmen der KWP keine Potenzialerhebung erfolgen.

4.3.7 Oberflächengewässer – Seewasser

Analyse von Nutzungsinteressen und Naturschutzgebieten im Uferbereich

An der westlichen Uferlinie von Immenstaad bis Höhe Graf-Zeppelin-Haus befindet sich ein FFH-Gebiet. Dies muss zum Erhalt der Genehmigungen von z.B. wasserrechtlichen Erlaubnis zur Nutzung von Seethermie beachtet werden. Im östlichen Gemarkungsgebiet Richtung Lindau befindet sich ein Naturschutz- und Vogelreservat. Hier wird eine Nutzung des Uferbereichs für Anlagen zur Wärmeversorgung ausgeschlossen. Generell gilt, dass vor allem bei der Nutzung von Seewasser zur Wärmeversorgung die Belange von Naturschutz, Schifffahrt und Fischerei in einem frühen Projektstand gehört werden müssen [1].

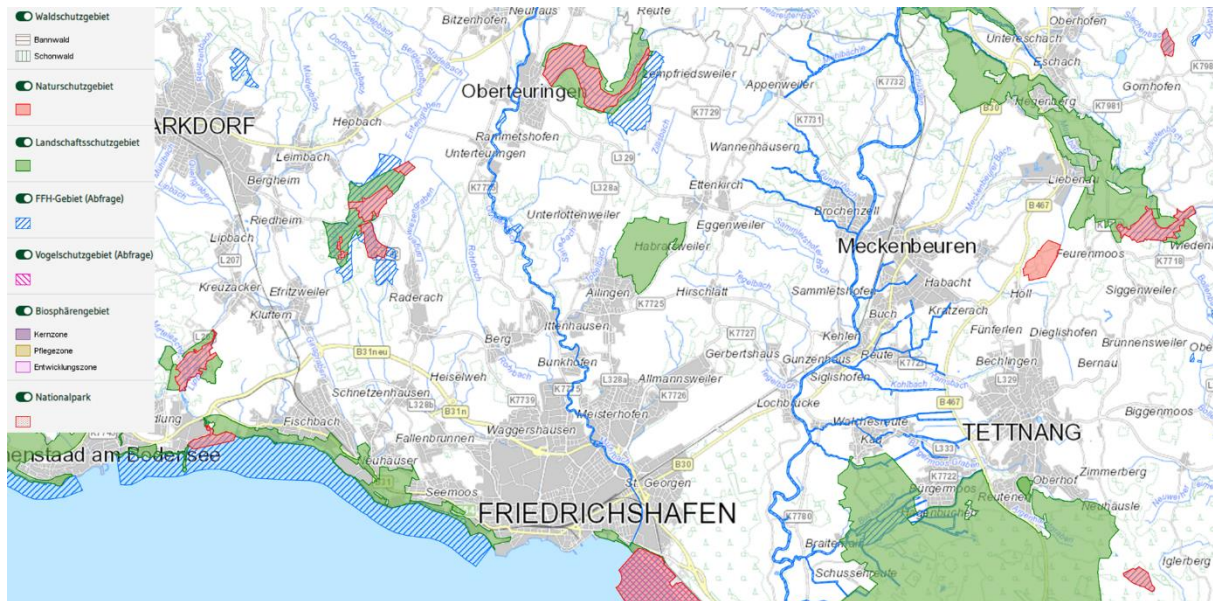


Abbildung 30: Ausschlussflächen - Naturschutzgebiete in Friedrichshafen nach LUBW

Die grundlegenden Rahmenbedingungen zur Nutzung des Bodensees werden in den Bodensee-Richtlinien der Internationalen Gewässerschutzkommission für den Bodensee beschrieben.

Funktionsweise von Seethermie

Zur Nutzung der Seethermie wird Seewasser mittels Leitungen aus dem See geleitet (Abbildung 31). Die potenziell nutzbare Umweltwärme hängt vom Jahresverlauf der Gewässertemperatur, des entnehmbaren Volumenstroms und von der möglichen Abkühlung (Temperaturspreizung) ab. Dabei werden die Entnahme- und Rückleittiefe der Leitungen im Einklang mit der Bodenseerichtlinie der IKGB gewählt. Dabei wird u.a. die Temperaturentnahme und dadurch auftretende Temperaturänderung des Seewassers betrachtet. Generell ist zu sagen, dass Seewasser hier als Wärmequelle genutzt wird, somit eine Abkühlung des Seewassers erfolgt. Dies ist insofern deutlich unkritischer zu sehen als eine Nutzung des Seewassers als Wärmesenke, bei der eine lokale Erwärmung des Seewassers erfolgt. Die Verwendung von Oberflächengewässern, z.B. des Seewassers als Wärmesenke, z.B. zu Kühlzwecken von Kraftwerks- oder Industrieprozessen (u.a. z.B. durch Industrieunternehmen in FN) sowie die Kühlung von Rechenzentren (z.B. im Bereich Konstanz) steht vor dem Hintergrund klimatisch bedingter steigender Seewassertemperaturen vor einer größeren Herausforderung, da gewisse Einleitertemperaturen nicht überschritten werden dürfen.

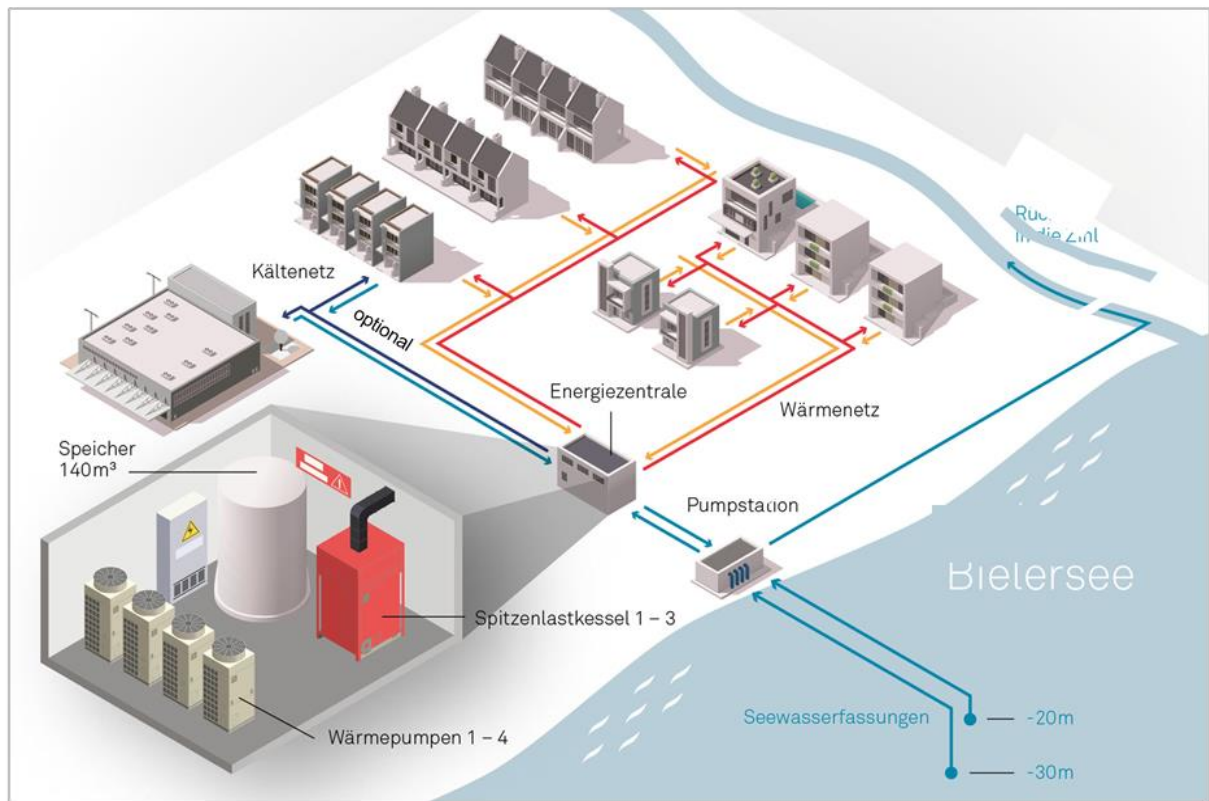


Abbildung 31: Funktionsschema und Verteilung von Wärme aus dem See (Quelle: Energieservice (esb) Biel)

Am Ende der Entnahmeleitung wird ein Ansaugbauwerk mit Saugkorb montiert. Über die Entnahme-Seewasserleitung strömt das Seewasser bis in das Pumpengebäude (Wasserstand im Pumpengebäude entspricht dem Seewasserpegel). Im Pumpengebäude werden die Entnahmepumpen einschließlich eines ersten Grobfilters montiert. Von dort erfolgt die Verrohrung bis in die Technikzentrale als erdverlegte Druckleitung. Zum Schutz der nachgeschalteten Wärmeübertrager werden ggf. zusätzliche Feinfilter in der Seewasserleitung benötigt. Die Wärmeübertragung vom Seewasser auf die Wärmepumpe erfolgt mittels Wärmeübertragern, sodass das Seewasser zu keinem Zeitpunkt mit dem Wärmeerzeuger in Berührung kommt und somit Kontamination des Seewassers mit Kältemittel aus der Wärmepumpe im unwahrscheinlichen Fall eines undichten Wärmeübertragers vermieden werden kann. Dies kann über Zwischenkreisläufe und / oder eine Drucküberwachung erfolgen.

Potentielle Standorte für Seethermiezentralen

Die Findung von technisch und rechtlich möglichen Standorten für Seethermiezentralen sowie die Wärmepotentialermittlung wurde bereits in enger Abstimmung mit dem Bereich des Stadtwerks zur Trinkwasserversorgung, mit der Stadtverwaltung FN und mit den zuständigen Genehmigungsbehörden begonnen. Mit Betreibern bestehender Seewassernutzungsanlagen im In- und Ausland findet ein Austausch bzgl. baulicher und betrieblicher Themen solcher Anlagen statt. U.a. wurden Erfahrungen hinsichtlich im Seewasser vorhandener Biota, wie z.B. der Quaggamuschel, und technisch sinnvolle Maßnahmen zum Umgang mit diesem Thema ausgetauscht.

Potenzial der Seethermie

Das Potenzial der Seethermienutzung mittels Wärmepumpen wird derzeit noch im Rahmen einer separaten Studie für den Uferbereich im Gebiet Friedrichshafen detailliert untersucht. Dort werden Ausschlussflächen und Restriktionsgebiete gekennzeichnet und Vorschläge möglicher Energieverbünde anhand der in der Bestandsanalyse erhobenen Daten gemacht. Deren Fertigstellung ist für frühestens Ende des Jahres 2023 geplant. Die Ergebnisse dieser detaillierten Untersuchung werden nach Fertigstellung in die kommunale Wärmeplanung integriert.

Derzeit kann nur grob abgeschätzt werden, dass je Seethermie-Heizzentralenstandort ca. 20 bis ca. 30 GWh Wärme bereitgestellt werden können. Bei derzeit drei Standorten ist somit eine gesamte jährlich bereitgestellte Wärmemenge von ca. 90 GWh aus Seethermie denkbar. Diese Menge ist als Richtwert zu verstehen und kann ggf. auch geringer oder höher ausfallen, je nach entnommener Seewärmemenge. Das Wärmepotential des Sees ist zumindest so einzuschätzen, dass je nach Standort auch höhere Volumenströme, somit Wärmemengen entzogen werden können.

4.3.8 Oberflächengewässer - Flusswasser

Die therm. Nutzung fließender Oberflächengewässer u.a. ohne bedeutenden Eingriff in die Gewässerökologie ist nur zuverlässig mit größeren Fließgewässern, nicht aber mit kleineren Flüssen oder Bachläufen umsetzbar. Im Untersuchungsgebiet sind keine ausreichend großen Flüsse vorhanden. Die Potenzialanalyse ergibt somit, dass im Zieljahr kein Potenzial zur Wärmebedarfsdeckung aus Flusswasser besteht.

4.3.9 Außenluft

Die Wärmequelle Außenluft kann an fast jedem Standort mit einem vergleichsweise geringen technischen Aufwand mittels WP genutzt werden. Einschränkungen bei der Standortwahl bestehen hinsichtlich der Schallemissionen. Einen ersten Überblick dazu bietet z.B. die Wärmepumpenampel (FfE, 2023), eine gebäudeindividuelle Bewertung der Schallemissionen ist jedoch nötig.

Der als Wärmequelle dienenden Außenluft entzieht die WP die Wärme und stellt ein geeignetes Temperaturniveau für die Nutzung im Gebäude bereit. Wärmepumpen mit der Wärmequelle Außenluft sind aufgrund der im Vergleich zu anderen Wärmequellen, wie z.B. Erdwärme, niedrigeren Lufttemperatur in der Heizperiode sowie der der stärker schwankenden Wärmequelltemperatur üblicherweise weniger effizient. D.h. sie haben einen höheren Strombedarf. Jedoch stellen Außenluft-WP aufgrund der laufenden Optimierung von Luft-WP-Geräten und z.B. der Entwicklung neuer Kältemittel durchaus eine geeignete Option für zukunftsfähige Heizsysteme dar, deren Eignung auch bei höheren benötigten Vorlauftemperaturen nicht gänzlich ausgeschlossen werden kann. Die Kombination mit einem zweiten Wärmeerzeuger ist häufig sinnvoll, muss aber gebäudeindividuell bewertet werden.

Es wird angenommen, dass in vielen Fällen eine technische Machbarkeit der Nutzung der Wärmequelle Außenluft mittels Wärmepumpen gegeben ist. Lediglich in sehr dicht bebauten Siedlungsgebieten, z.B. Innenstadtbereiche, ist die Nutzung dieser Wärmequelle aufgrund von Schallemissionsgrenzwerten nur für vereinzelte Gebäude realistisch.

4.3.10 Solarthermie dezentral

Dezentrale Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie mittels Solarthermie

Die auf Dachflächen von Gebäuden einfallende solare Einstrahlung kann entweder thermisch mittels Solarthermiekollektoren (ST) oder elektrisch mittels Photovoltaik (PV) genutzt werden. Solarthermiekollektoren haben bezogen auf das einfallende Sonnenlicht einen höheren Wirkungsgrad als PV-Module. Mit Solarthermie kann ein Großteil der Trinkwarmwasserbereitung erfolgen oder bei etwas größeren Kollektorflächen je Gebäude insbesondere in den Übergangsjahreszeiten in Verbindung mit therm. Pufferspeichern auch die Heizung unterstützt werden. Die Heizungsunterstützung durch Solarthermie kann in Heizungssystemen mit niedrigen Vorlauftemperaturen höhere Anteile abdecken als bei hohen Heizungsvorlauftemperaturen.

Potentialflächen für ST

Es muss also eine Annahme getroffen werden, welcher Anteil der Gesamtpotentialfläche wie (ST oder PV) genutzt wird. Es wurden nur solche Dachflächen ausgewertet, die weder denkmalgeschützt, noch kleiner als 16 m² sind. Die potentiell nutzbaren Dachflächen wurden einzelgebäudeweise (mit Ausrichtung nach Süd, West oder Ost) ermittelt.

Es wird angenommen, dass ca. 15 % der ermittelten Gesamtwärmemenge des unsanierten Gebäudebestands durch eine ST-Anlage zur Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung bereitgestellt werden könnte. Für ST-Nutzung werden folglich alle Gebäude mit Wohn- oder ähnlicher Nutzung betrachtet, d.h. die Gebäude der Sektoren GHD und Industrie werden ausgeklammert.

Wärmebereitstellungspotential aus ST

Ca. 15 % des Gesamtwärmebedarfs in Gebäude mit Wohn- oder ähnlicher Nutzung entsprechen ca. 76 GWh Wärmeerzeugung (spez. ST-Ertrag gemäß KEA (2022): 400 kWh/(m²•a)). Es wird angenommen, dass zwischen zwei und vier Prozent der für ST als nutzbar angesetzten Dachfläche bereits genutzt werden, d.h. bereits zw. ca. 8 GWh und ca. 17 GWh Wärme bereits durch dezentrale ST erzeugt werden.

Das noch nicht genutzte Potential dezentraler ST-Anlagen wird daher auf zwischen ca. 59 GWh und ca. 68 GWh geschätzt.

Diese Annahmen stellen eine mögliche Entwicklung der Dachflächennutzung bis zum Zieljahr 2040 dar. Die Nutzung der Dachflächen könnte sich aber auch deutlich anders entwickeln, z.B. weniger Dachfläche für ST-Nutzung, da ggf. eher PV-Anlagen installiert werden. PV-Anlagen benötigen im Gegensatz zu ST-Anlagen keine hydraulischen Leitungen vom Dach in den Technikraum, sind somit tendenziell einfacher zu installieren.

4.3.11 Solarthermie zentral

Anwendungsbereiche von großen Solarthermieanlagen

Neben der Möglichkeit zur Installation von solarthermischen Anlagen auf Gebäudedächern rückt die Nutzung von Solarthermie auf Freiflächen immer mehr in den Fokus. Mit Freiflächen-Solarthermieanlagen können z.B. Nahwärmenetze versorgt oder ggf. Prozesswärme bereitgestellt werden. Z.B. wird von einer zentralen Solarthermie-Anlage aus Wärme in ein Wärmenetz

eingespeist. Vorgeschaltete Pufferspeicher mit großem Fassungsvermögen sorgen in diesem System für eine zeitliche Trennung von Erzeugung der Solarthermie und Einspeisung in das Nah- oder Fernwärmenetz. Meist deckt die Solarwärme einen Teil des Wärmebedarfs im Netz (solarer Deckungsgrad) von etwa 16 % bis zu 20 % ab. Der restliche Wärmebedarf wird von Wärmeerzeugern wie beispielsweise Heizkesseln, BHKW oder Wärmepumpen bivalent bei Bedarf bereitgestellt.

Wärmebereitstellungspotential aus ST über Freiflächen

Es wird angenommen, dass ca. 92 % (ca. 196,9 ha) der Gesamtfreifläche von 214 ha für PV-Anlagen und 8 % (17,1 ha) mit ST-Anlagen belegt werden. Erfahrungsgemäß entsprechen nur ca. 45 % der Bodenfläche der Modul- oder Kollektorfläche. Somit ergibt sich ein potentieller jährlicher ST-Wärmeertrag von ca. 31 GWh über Freiflächen im Stadtgebiet. Parkplatzflächen werden nicht als Potentialfläche für ST angesehen, da u.a. das Kollektorgewicht aufwändige Aufständungen erfordern würde und die PV-Installation über solchen Flächen vor dem Hintergrund von E-Ladestationen naheliegender ist.

Ebenso wird angenommen, dass über landwirtsch. genutzten Flächen (Agri-PV) keine ST installiert wird, da mögliche Wärmeabnehmer üblicherweise nicht in deren Umgebung liegen.

Ohnehin kann das tatsächlich technisch sinnvoll umsetzbare ST-Potential deutlich geringer ausfallen, da bei zentralen ST-Anlagen auch immer entsprechende Wärmeabnehmer in der Nähe sein müssen, seien es Einspeisepunkte in Nahwärmenetze oder Anwendungen in Industrieprozessen. Weiterhin sind große Pufferspeicher, ggf. auch zur saisonalen Wärmespeicherung, bei den Einspeisepunkten unverzichtbar.

4.3.12 Zusammenfassung ST-Erzeugungspotential (dezentral und zentral)

Bei dezentraler Solarthermie wird angenommen, dass ein ca. für einen gemischten Gebäudebestand typischer Anteil des Gesamtwärmebedarfs für Heizung und Trinkwassererwärmung durch ST abgedeckt werden kann. Das noch nicht genutzte Wärmepotential an dezentraler ST wird auf zwischen ca. 59 GWh und ca. 68 GWh geschätzt.

Bei Annahme einer Belegung von 8 % aller Freiflächen ohne Restriktionen mit ST resultiert ein theoretisches Wärmepotential aus Freiflächen-ST von ca. 31 GWh.

Es ergibt sich ein Potential an ST-Wärme auf Dachflächen und Freiflächen von zusammen zwischen ca. 90 GWh und ca. 99 GWh.

Diese Angaben stellen eine Abschätzung des Potentials der ST-Wärmenutzung bis zum Zieljahr 2040 dar. Das tatsächlich technisch sinnvoll umsetzbare ST-Potential kann auch deutlich geringer ausfallen, da bei zentralen ST-Anlagen auch immer entsprechende Wärmeabnehmer in der Nähe sein müssen, z.B. Nahwärmenetze oder industrieller Prozesswärmebedarf. Es kann nicht vorausgesagt werden welche Anteile der Dachflächen belegt und wie genutzt (PV, ST) werden. Weiterhin sind große Pufferspeicher bei dezentralen wie auch zentralen ST-Anlagen unverzichtbar.

4.3.13 Wasserstoff im Wärmebereich

In der Metaanalyse von Becker, Büttner und Held werden verschiedene Studien hinsichtlich vorgeschlagener Transformationspfade für den zentralen und dezentralen Einsatz von Wasserstoff verglichen. Die zentrale Nutzung von Wasserstoff zeigt einen signifikanten

Bedarfsanstieg zwischen den Jahren 2030 und 2045. Der Einsatzbereich liegt dabei weniger in der Wärmeversorgung von Gebäuden, sondern vor allem bei Gaskraftwerken und KWK-Anlagen, sowie in den Industriebereichen Chemie, Petrochemie und Stahl, in denen Wärme auf einem hohen Temperaturniveau bereitgestellt werden muss [7] und andere Wärmeerzeugungstechnologien wie in Kap. 4.3 beschrieben meist keine Alternative darstellen (UM BW, 2020). Abhängig von politischen Rahmenbedingungen könnten im Zeitraum 2035 bis 2050 auch "grüner" Wasserstoff in Niedertemperaturanwendungen eingesetzt werden, zusätzlich zu den Sektoren Industrie und Verkehr [1]. Jedoch wird die Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs eher zu gering sein, um diesen mittelfristig im Niederdrucknetz in hohen Beimischungsanteilen an Gebäude zu Heizungszwecken zu liefern. Wahrscheinlich noch später ist mit einer Versorgung mit reinem Wasserstoff über umgestellte Erdgasnetze in den niedrigen Druckstufen zu rechnen. Da die Verfügbarkeit großer Mengen grünen Wasserstoffs, verstärkt durch die Wandlungsverluste bei der Wasserstoffherstellung, von einem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung abhängt, ist davon auszugehen dass der Wasserstoff teilweise auch aus dem Ausland importiert werden muss.

4.3.14 Wasserstoff in Friedrichshafen

In der Region Oberschwaben gibt es erste Vorplanungen zur Umwidmung bestehender Erdgasleitungen hin zum Wasserstofftransport. Diese Leitungen erreichen das Stadtgebiet Friedrichshafen aus dem nördlich angrenzenden oberschwäbischen Gebiet. Folglich werden auch zuerst die nordöstlichen Teile des Stadtgebiets erreicht. In der Folge ist dann eine Versorgung der größten Gasverbraucher, d.h. der größten Industriebetriebe in Friedrichshafen über das Hochdrucknetz denkbar. Derzeit wird von einem Beginn der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff in ausgewählten Leitungen ab ca. 2035 ausgegangen.



Abbildung 32: Ausbau eines Wasserstoffverteilnetzes in Baden-Württemberg

Wärme & Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Erwähnenswert sind bzgl. des Themas Wasserstoff auch größere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) von Bedeutung, da diese ggf. mittels Einzelzuleitungen mit Wasserstoff versorgt werden können, schon bevor eine größere Versorgungsgebiete umfassende Wasserstoffnetzinfrastruktur, ggf. auch auf niedrigen Druckstufen, aufgebaut werden kann. Im

KWK-Betrieb mit Wasserstoff könnte so klimaneutrale Wärme und –Strom aus bestehenden Heizzentralen bereitgestellt werden. Nicht geprüft werden kann im Rahmen der KWP, ob eine Umrüstung einzelner Heizzentralen zur Wasserstoffnutzung notwendig ist. Auch KWK-Technologien wie Brennstoffzellen gewinnen in dezentralen Anlagen bzw. Heizzentralen an Bedeutung.

Nach Auswertung des Marktstammdatenregisters gibt es im Gemarkungsgebiet Friedrichshafen 33 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (> 50 kW thermisch) mit einer Gesamtleistung von ca. 14,8 MW.

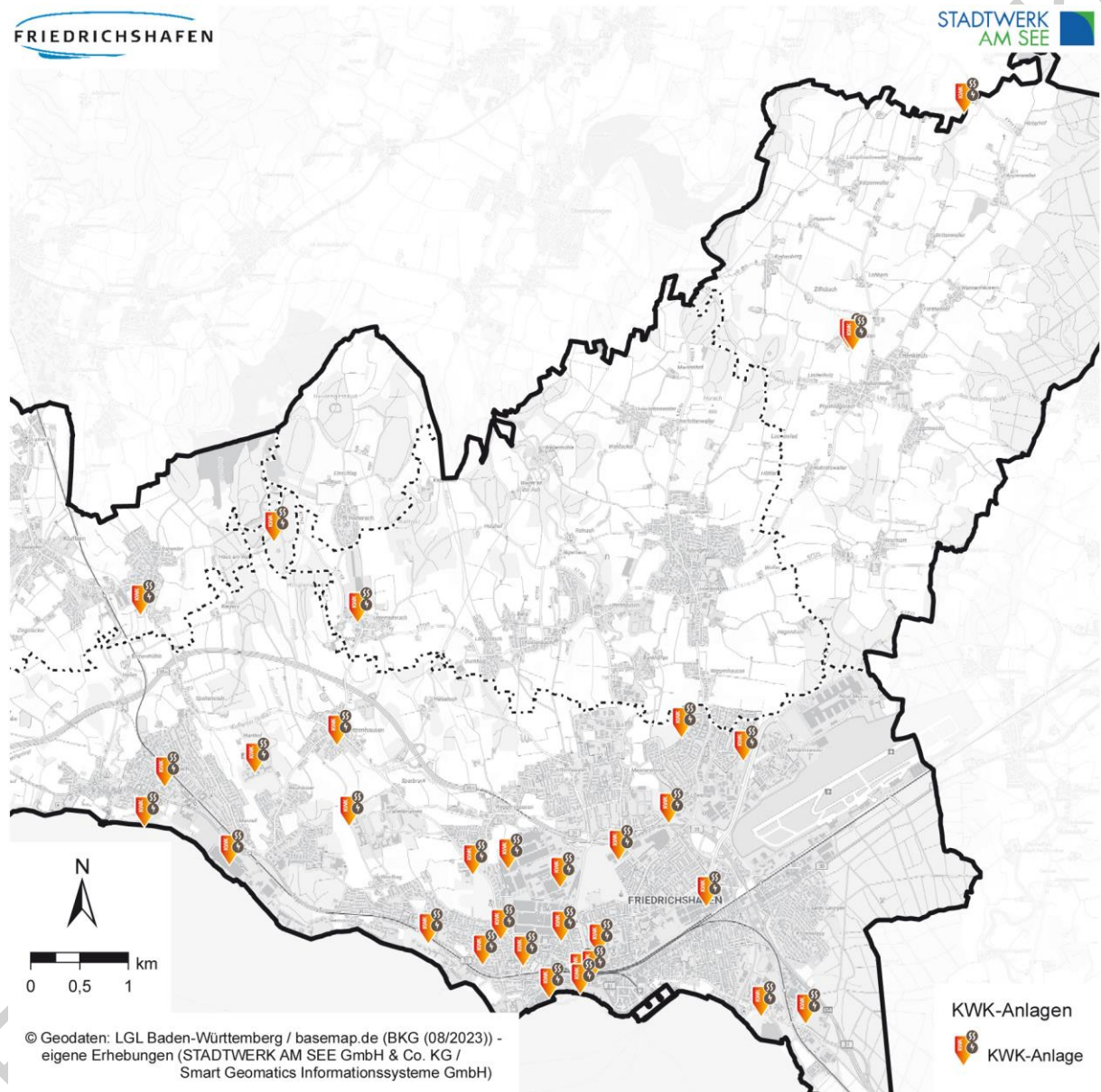


Abbildung 33: Darstellung der bestehenden KWK-Anlagen im Stadtgebiet

4.4 Potentiale Strom aus erneuerbaren Energien

4.4.1 Photovoltaik dezentral

Dezentrale Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie mittels Photovoltaik

Die auf Dachflächen von Gebäuden einfallende solare Einstrahlung kann entweder thermisch mittels Solarthermiekollektoren (ST) oder elektrisch mittels Photovoltaik (PV) genutzt werden. Die Photovoltaik auf Dachflächen stellt das größte Stromerzeugungspotenzial im Stadtgebiet dar. Die Photovoltaik (PV)-Nutzung auf Gebäuden ermöglicht u.a. die direkte Kopplung von Wärme- und Stromerzeugung, z.B. mittels Wärmepumpen. Neben der direkten Nutzung des PV-Stroms im Gebäude gewinnt die Erhöhung des PV-Strom-Eigenverbrauchs z.B. mittels thermischer Pufferspeicher über Wärmepumpen oder Batteriespeicher an Bedeutung. In Friedrichshafen sind ca. 556 große Dächer insbesondere von Gewerbebetrieben zu nennen, auf welchen sich Anlagen mit einer Leistung von jeweils über 40 kWp Leistung installieren lassen.

Weiterhin besteht die Möglichkeit der Installation von PV-Modulen an Fassaden / ggf. fassadenintegriert. Dieses Potential lässt sich jedoch nicht großflächig ermitteln, da u.a. Faktoren wie Schattenwurf einen größeren Einfluss als bei Dachflächen haben und Reflektionen (Blendungen) zu beachten sind.

Potentialflächen für PV

Es muss eine Annahme getroffen werden, welcher Anteil der Gesamtpotentialfläche wie (ST oder PV) genutzt wird. Es wurden nur solche Dachflächen ausgewertet, die weder denkmalgeschützt, noch kleiner als 16 m² sind. Die potentiell technisch nutzbaren Dachflächen wurden einzelgebäudeweise mittels einer GIS-Auswertung unter Beachtung der Dachausrichtung (Süd, West oder Ost) ermittelt. Mit den genannten Bedingungen wurde eine Gesamtpotentialfläche auf Dächern, d.h. alle Gebäude inkl. der Sektoren GHD und Industrie, von ca. 185 ha ermittelt. 43 % dieser Fläche liegt auf Gebäuden der Sektoren GHD und Industrie.

Für PV-Nutzung werden alle Gebäude betrachtet, d.h. die Gebäude der Sektoren GHD und Industrie sind eingeschlossen, da die Installation von PV-Anlagen auf diesen deutlich wahrscheinlicher ist als die Installation einer ST-Anlage.

Es wird angenommen, dass ca. 50 % der nach Abzug der mit ST-Nutzungsfläche verbleibenden potenziell belegbaren Dachfläche im gesamten Untersuchungsgebiet mit PV genutzt wird.

Strombereitstellungspotential aus PV

Das jährliche Stromerzeugungspotential aus PV-Anlagen beläuft sich bei der o.g. Dachflächenbelegung von 50% mit PV auf ca. 168 GWh, im Falle einer höheren Belegungsquote entsprechend höher. Unter der hypothetischen Annahme, dass 100 % der für PV verfügbaren Dachfläche genutzt werden, d.h. realist. ST-Nutzungsfläche bereits abgezogen, würden ca. 335 GWh PV-Strom erzeugt. Die o.g. Dachflächenanteil von 43 % auf Gewerbe- und Industriegebäuden setzt sich zusammen aus ca. 556 PV-Großanlagen mit einem mittleren Ertrag von je ca. 121 MWh.

Da bereits ca. 22,5 GWh PV-Strom im Stadtgebiet erzeugt werden, wird das noch ungenutzte Potential dezentraler PV-Anlagen auf zwischen ca. 145 GWh und ca. 290 GWh geschätzt.

Das PV-Erzeugungspotential auf kommunalen Gebäuden beträgt jährlich ca. 15 GWh.

Auf den noch nicht belegten Dachflächen, abzüglich derer für die ST-Nutzung, ließe sich somit eine PV-Leistung von ca. 153 bis ca. 305 MW installieren.

Es wird darauf hingewiesen, dass diese Annahmen eine mögliche Entwicklung der Dachflächennutzung bis zum Zieljahr 2040 darstellen. Die Nutzung könnte sich aber auch deutlich anders entwickeln, z.B. bei Nutzung von weniger Dachfläche oder anderer Aufteilung der Nutzungsart (ST oder PV).

4.4.2 Photovoltaik zentral

Ergebnisse Freiflächenpotentialstudie

Im Folgenden werden die Ergebnisse einer im Jahr 2022 erstellten, von der Stadt Friedrichshafen beauftragten PV-Potentialflächenstudie zusammengefasst. Es wird darauf hingewiesen, dass eine Überarbeitung der o.g. PV-Studie aufgrund der Fortschreibung des Regionalplanes erwartet wird.

Das Gemeindegebiet von Friedrichshafen umfasst gesamt 69,87 km², davon 24,74 km² Offenland (landwirtschaftlich genutzte Flächen).

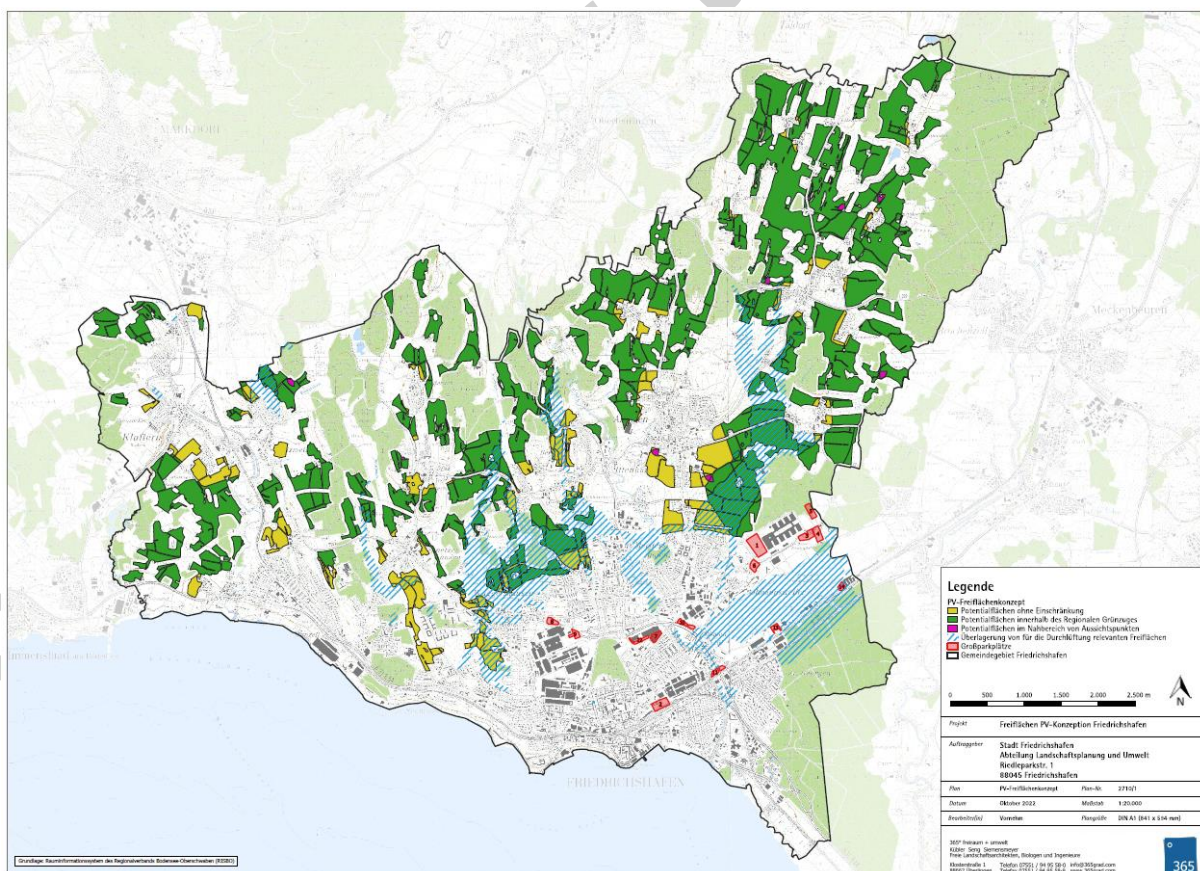


Abbildung 34: Übersichtskarte Potenzialstudie zur Erfassung geeigneter Flächen für Solaranlagen [6]
Potentialflächen

Insgesamt ist eine Eignungsfläche von ca. 1.410 ha gut für eine Solarnutzung geeignet, wie in Abbildung 35 als Summe aller Säulen dargestellt. Das bedeutet, dass bei einer Umsetzung auf 10 % der Flächen wird das Landesflächenziel für Windkraft (in FN nicht relevant) und Freiflächen-PV von 2 % erreicht (365° freiraum + umwelt, 2022) wird:

- Davon sind insgesamt wurden ca. 214 ha als potentiell für die Nutzung mittels PV-Freiflächenanlagen geeignet eingestuft (außerhalb von Grünzügen). Dies entspricht ca. 3 % des Gemeindegebietes und 6 % der Freiflächen im Gemeindegebiet Friedrichshafen. Hier sind keine der untersuchten Restriktionen vorhanden. Dennoch ist eine differenzierte Prüfung vor einer konkreten Planung notwendig, z.B. im Rahmen des Umweltberichtes zum Bebauungsplan. Auch die Erheblichkeit der Betroffenheit von Siedlungsgebieten ist vor einem konkreten Vorhaben zu überprüfen.
- Weitere 1.176 ha von der o.g. genannten Eignungsfläche werden als mittels sonstiger PV-Nutzung geeignete PV-Flächen betrachtet. D.h. diese liegen im Regionalen Grünzug und sind vorwiegend für Agri-PV über vorhandenen Obstplantagen zu nutzen, das sind ca. 17 % des Stadtgebietes und 32 % der Freiflächen.
- Großparkplätze mit potentieller Eignung sind auf ca. 21 ha vorhanden, in die Studie wurden vierzehn großflächige Parkplätze aufgenommen.

Ca. 15 % der Potentialflächen liegen in für die Belüftung relevanten Freiflächen, siehe Abbildung 35. Hier muss in der konkreten Planung der Ausrichtung und Dichte der Solarmodule die Durchlässigkeit berücksichtigt werden (365° freiraum + umwelt, 2022).

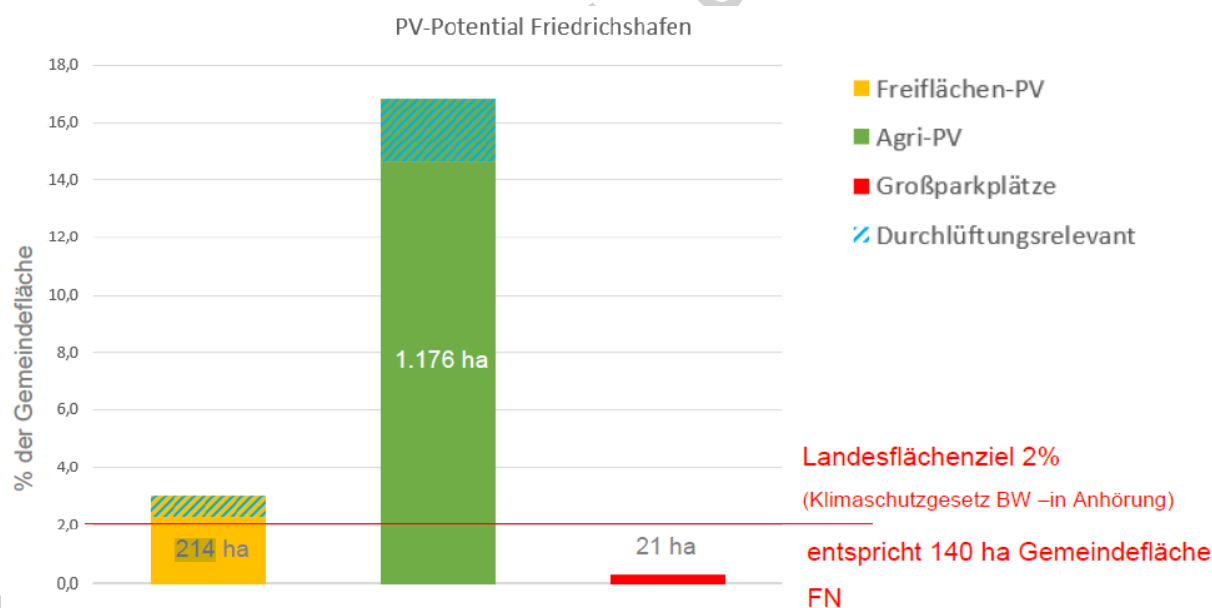


Abbildung 35: Darstellung des Potentials für Freiflächen-Solaranlagen in Friedrichshafen anteilig an der Gemeindefläche (365° freiraum + umwelt, 2022)

Strombereitstellungspotential aus PV über Freiflächen und Parkplätzen

Es wird angenommen, dass ca. 92 % (ca. 196,9 ha) der Gesamtfreifläche von 214 ha für PV-Anlagen und 8 % (17,1 ha) mit ST-Anlagen belegt werden. Erfahrungsgemäß entsprechen nur ca. 45 % der Bodenfläche der Modul- oder Kollektorfläche. Somit ergibt sich ein potentieller jährlicher PV-Ertrag von ca. 179 GWh über Freiflächen im Stadtgebiet. Weitere ca. 19 GWh jährliches Stromertragspotential könnte die o.g. Parkplatzfläche von ca. 21 ha ermöglichen.

Es wird darauf hingewiesen, dass diese Annahmen eine mögliche Entwicklung der PV-Freiflächenentwicklung bis zum Zieljahr 2040 darstellen, die Nutzung sich aber auch deutlich anders entwickeln könnte. Dies hängt u.a. von der jährlichen Zubauleistung an Freiflächen-PV ab.

Das Stromerzeugungspotential über landwirtsch. genutzten Flächen (Agri-PV), primär Obstanbauflächen, wird hier nicht abgeschätzt, da dessen Realisierung als tendenziell am aufwändigsten eingeschätzt wird. Aufgrund der mit Abstand größten Fläche (1.176 ha) ist dessen Bedeutung aber nicht zu unterschätzen.

Exkurs: PV-Planungen für den Bereich Flughafen FN

Für den Bereich rund um den Flughafen FN und die Messe FN wurde im Jahr 2022 eine PV-Potentialanalyse durchgeführt, in der anhand der lokalen Gegebenheiten verschiedene Kategorien bzgl. der Flächennutzbarkeit für PV definiert wurden. So wurden die

Restriktionen, die sich aus flugbetrieblichen / rechtlichen Einschränkungen sowie den Forderungen von benachbarten Eigentümern ergeben, beachtet.

In der Ausbaustufe, die am wahrscheinlichsten möglich ist, ließen sich ca. 41 GWh, in der nächstgrößeren Ausbaustufe ca. 67 GWh PV-Strom rund um Flughafen und Messe FN erzeugen.

4.4.3 Zusammenfassung PV-Erzeugungspotential (dezentral und zentral)

Das ungenutzte Potential dezentraler PV-Anlagen auf Dachflächen (inkl. der Sektoren GHD & Industrie) wird auf zwischen ca. 145 GWh (ca. 45 % Belegung mit PV) und ca. 290 GWh (ca. 90 % Belegung mit PV) geschätzt.

Das ungenutzte Potential zentraler PV-Anlagen auf Freiflächen und über Parkplätzen wird auf ca. 198 GWh geschätzt.

Insgesamt (ohne Agri-PV) besteht somit ein noch nicht realisiertes PV-Stromerzeugungspotential zwischen ca. 343 GWh und ca. 488 GWh pro Jahr.

Diese Angaben stellen eine Abschätzung des Potentials der ST-Wärmenutzung bis zum Zieljahr 2040 dar. Eine andere Entwicklung kann nicht ausgeschlossen werden. Z.B. hängt die PV-Entwicklung auf Dachflächen von Investitionsentscheidungen vieler Einzelpersonen ab.

4.4.4 Wasserkraft

Die Potenzialkarte des LUBW zeigt mögliche Standorte für Aus- und Neubauten an bereits genutzten Wasserkraftstandorten mit einer Leistung zwischen 8 kW und 1 MW. Außerdem wird das Wasserkraftpotential an bislang noch nicht für die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft genutzten Querverbauungen (Regelungs- und Sohlenbauwerken in der Region Friedrichshafen dargestellt [10]. Insgesamt ergaben sich daraus drei mögliche Standorte in Friedrichshafen (Abbildung 36).

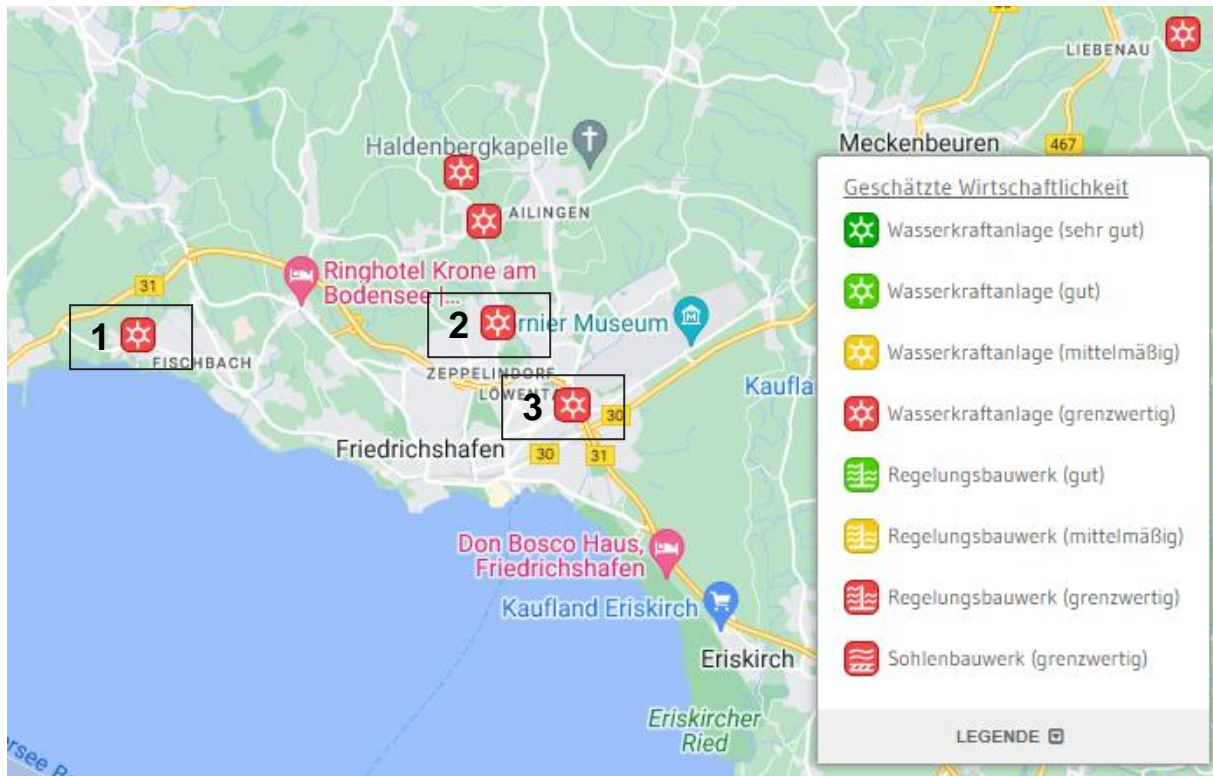


Abbildung 36: Potentiale für Wasserkraftnutzung in Friedrichshafen

- Nr. 1: TW Dehm Fischbach, Brunnisach mit 8kW Leistung, Jahresertrag ca. 17 MWh/a
- Nr. 2: T61 Rotach, Zeller, Meisterhofen mit 15 kW Leistung, Jahresertrag ca. 43 MWh/a
- Nr. 3: T64-Rotach, Rundelwehr mit 26 kW Leistung, Jahresertrag ca. 73 MWh/a

Aufsummiert könnte im gesamten Stadtgebiet eine Leistung von 49 kW und einer Jahresenergiemenge von 133 MWh mit Wasserkraft bereitgestellt werden. Dieses geringe Potenzial lässt keine großflächige wirtschaftliche Versorgung zu und wird daher nicht weiter beleuchtet [10].

4.4.5 Windkraft

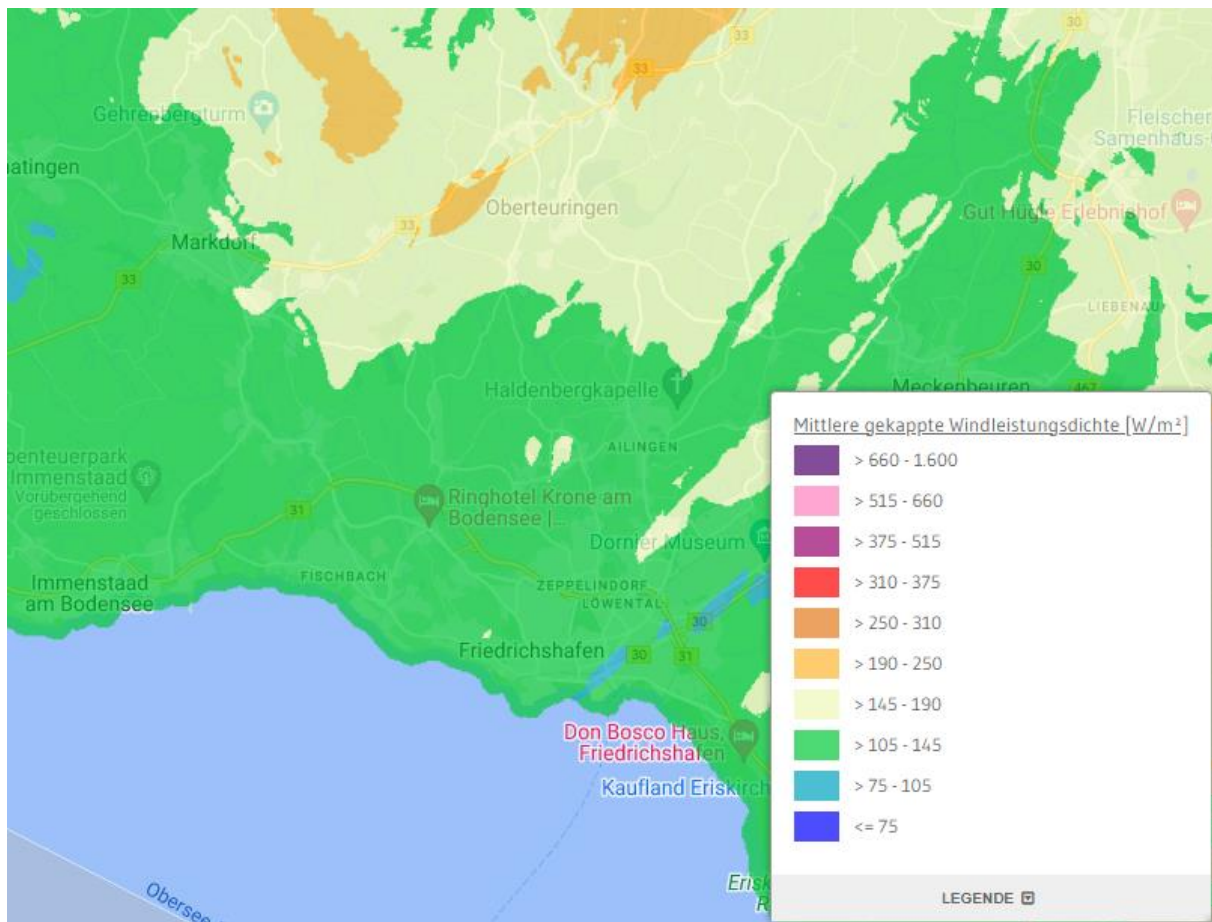


Abbildung 37: Nicht ausreichende Windleistungsdichte im Gebiet um Friedrichshafen

Die Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg erstellte 2019 eine Potentialkarte für Flächen mit geeigneter Nutzung von Windkraftanlagen. Dabei wurde die mindestens zu erreichende mittlere gekappte Windleistungsdichte in 160 Metern Höhe (Windhöflichkeit) von 215 W/m^2 als Grenzwert definiert. In Friedrichshafen werden $105 - 145 \text{ W/m}^2$ erreicht, sodass dieses Potenzial zu gering für eine tatsächliche Nutzung darstellt. Windkraft im direkte Gemarkungsgebiet Friedrichshafen wird nicht weiter beleuchtet [11].

5 ZIELSZENARIO

Folgend wird ein mögliches Zielfoto für die klimaneutrale Versorgung des Wohngebäudebestands in Friedrichshafen entworfen. Die tatsächliche Wärmebedarfsmenge und die Anteile erneuerbarer Wärmequellen zur Deckung dieser können z.B. je nach erreichter Sanierungsquote bei Erreichen des Jahrs 2040 abweichen. Kann der gemäß Kapitel 4.2.1 im Zieljahr 2040 nach Sanierung noch vorhandene Wärmebedarf nicht über die ermittelten EE und / oder Abwärmepotentiale gedeckt werden, müssen diese falls möglich ausgeweitet werden oder über in das Gemeindegebiet „importierte“ Energieträger wie grüne Gase oder Biomasse gedeckt werden.

5.1 Städtische Klimaziele

Im Mai 2019 hat sich der Gemeinderat einstimmig für die Einhaltung der Pariser Klimaziele entschieden. Im städtischen Energie- und Klimaschutzkonzept setzte sich die Stadt das Ziel, bis 2030 die CO₂-Emissionen ihrer städtischen Liegenschaften im Vergleich zu 1990 um 55 Prozent zu reduzieren und bis 2040 um 75 Prozent zu reduzieren. Gesamtstädtisch soll die Klimaneutralität im Jahr 2050 weitgehend erreicht sein.

Die Ziele der Stadt werden dabei anhand verschiedener Leitziele definiert:

Erneuerbare Energien sollen umfassend ausgebaut werden. Vor allem beim Bau von PV-Anlagen auf Parkhäusern und Parkplätzen soll eine Verknüpfung zur E-Mobilität geschaffen werden. Zusätzlich soll der holzhaltige Grünschnitt aus städtischen Grünflächen, der Landschaftspflege und dem Straßenbegleitgrün energetisch verwertet werden. Eine entsprechende Datenauswertung der Potenziale wurde in Kapitel 4.3.2 beschrieben. Außerdem soll Umweltwärme wie z.B. Luft, Grundwasser, Seewasser und oberflächennaher Geothermie genutzt werden (siehe Kapitel 0). Anhand von Schwerpunktgebieten soll der *Ausbau von Nahwärme* weiter voranschreiten. Dafür dienen Schwerpunktgebiete, die die Nutzung von erneuerbarer Energien durch z.B. Abwärme- oder Abwasserpotenziale näher erläutern. Gleiches wurde in der Fortschreibung des Energie- und Klimaschutzkonzepts Friedrichshafen 2030 am 13. Oktober 2020 von der Energieagentur Ravensburg vorgestellt. Hier wurde eine Clusterbildung zur Kopplung der Sektoren vorgestellt. Außerdem sollen im Rahmen der Stadtentwicklung *Sanierungsgebiete* und Baugebiete mit Passivhäusern ausgewiesen werden. Auch sollen Neubaugebiete mit einer Solarpflicht ausgeschrieben werden dürfen.

5.2 Energieträgermix der Wärmeversorgung

5.2.1 Zielszenario 2040

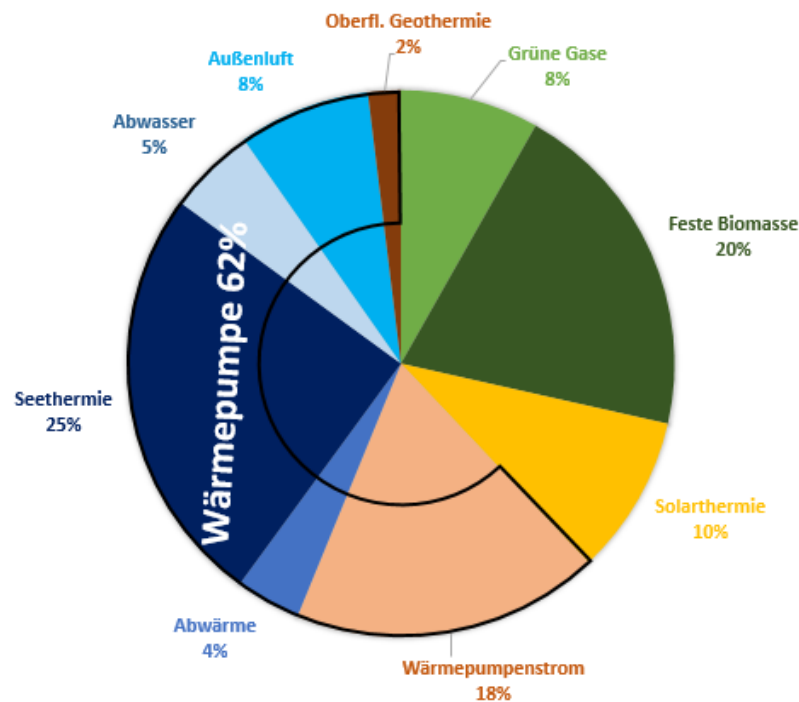


Abbildung 38: Klimaneutraler Energieträgermix 2040 zur Wärmeversorgung im gesamten Stadtgebiet

Im Stadtgebiet Friedrichshafen soll gemäß Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW) im Jahr 2040 die Wärmeversorgung klimaneutral sein. Dies soll durch eine Senkung des Wärmebedarfs und die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Wärmequellen erreicht werden. Gemäß dem im Folgenden beschriebenen Zielszenario verringert sich der CO₂-Ausstoß im Stadtgebiet um ca. 117.000 Tonnen pro Jahr (entsprechend 1,8 Tonnen pro Einwohner). Zur Wärmeversorgung der insgesamt ca. 23.000 Gebäude mit ca. 285 GWh (Wärmebedarf nach Sanierung aller Gebäude mit einer jährlichen Sanierungsrate von ca. 6,5 %) spielen vor allem zentrale und dezentrale Wärmepumpen eine entscheidende Rolle, die 62 % (177 GWh) der Wärme liefern (Abbildung 38).

Es wird darauf hingewiesen, dass die Erreichung dieser jährl. Sanierungsquote (6,5 %) und somit auch die Zielerreichung einer Sanierungseinsparung von ca. 45 % gemäß KWP-Leitfaden (KEA, 2020) für das Untersuchungsgebiet Friedrichshafen vor dem Hintergrund der derzeitigen mittleren Sanierungsquoten von ca. 1 % (Prognos, 2023, EWI 2023) als unrealistisch einzuschätzen ist. Als tatsächlich erreichbar muss derzeit eher eine jährl. Sanierungsquote von ca. 3 % angesehen werden.

Den größten Anteil an der Stadtversorgung macht mit 30 % (85 GWh inklusive des für Wärmepumpen benötigten Stroms) die Nutzung von Seethermie. Aus drei Energiezentralen (vgl. M1: Seethermie Kapitel 6.2.1) wird Seewasser angesaugt, mit Wärmepumpen auf das entsprechende Temperaturniveau angehoben und die bereitgestellte Wärme durch ein Wärmenetz in die angeschlossenen Gebäude verteilt werden. 20% (58 GWh) der Wärme wird durch Verbrennung von fester Biomasse (vorrangig Pellets und Hackschnitzel in Einzelanlagen zur Wärmeversorgung bereitgestellt. Die lokale Verfügbarkeit von fester Biomasse im Bodensee-Kreis wurde in Kapitel 0 thematisiert. Auf grüne Gase kann auch im Jahr 2040 nicht gänzlich

verzichtet werden. Bis 2035 wird vor allem in Einzelheizungen Biomethan und Biogas eingesetzt. Abwärme aus Industrieprozessen, die Wasserstoff verbrennen, ist eine Option ab dem Jahr 2035 (siehe Kapitel 5.6).

Tabelle 11: Zusammensetzung der zentralen und dezentralen Energieträger im Energieträgermix 2040

<p>Nahwärme (zentrale Versorgung)</p> <p>65 % des städtischen Wärmebedarfs (190 GWh)</p> <p>Größte Anteile: Seewärme: 85 GWh (inkl. Strom) Solarthermie: 24 GWh Außenluft: 15 GWh Abwasser: 15 GWh</p>	
<p>Einzelheizungen in Wärmenetz-Gebieten (dezentrale Versorgung)</p> <p>7 % des städtischen Wärmebedarfs (15,9 GWh)</p> <p>Größte Anteile: Biomasse: 10 GWh Außenluft: 1,5 GWh</p>	
<p>Einzelheizungen (dezentrale Versorgung)</p> <p>28 % des städtischen Wärmebedarfs (80 GWh)</p> <p>Größte Anteile: Biomasse: 45 GWh Grüne Gase: 23 GWh Außenluft: 7,7 GWh Geothermie: 5,1 GWh</p>	

Das Zielszenario 2040 gliedert sich in drei Unterpunkte: Nahwärmeversorgung, Einzelheizungen in Eignungsgebieten für Wärmenetze und Einzelheizungen in Einzelheizungsgebieten:

Nahwärmeversorgung

Der Anteil, der zu versorgenden Gebäude in Wärmenetzeignungsgebieten wurde gemäß dem Vorgehen zur Findung der Eignungsgebiete für Nahwärme (Kapitel 5.3 und Abbildung 40: orangene Gebiete) durchgeführt und mit den Potenzialen aus Kapitel 4 überlappt. Durch das Einfügen von bestehenden Heizzentralen (HZE) und mögl. Standorten für den Bau von neuen HZE (Abbildung 39), aus dem Maßnahmenkatalog Kapitel 6.2, konnten die jeweiligen

bereitzustellende Wärmemengen im Zielszenario zur Abdeckung mit Nahwärme ermittelt werden (Tabelle 11).

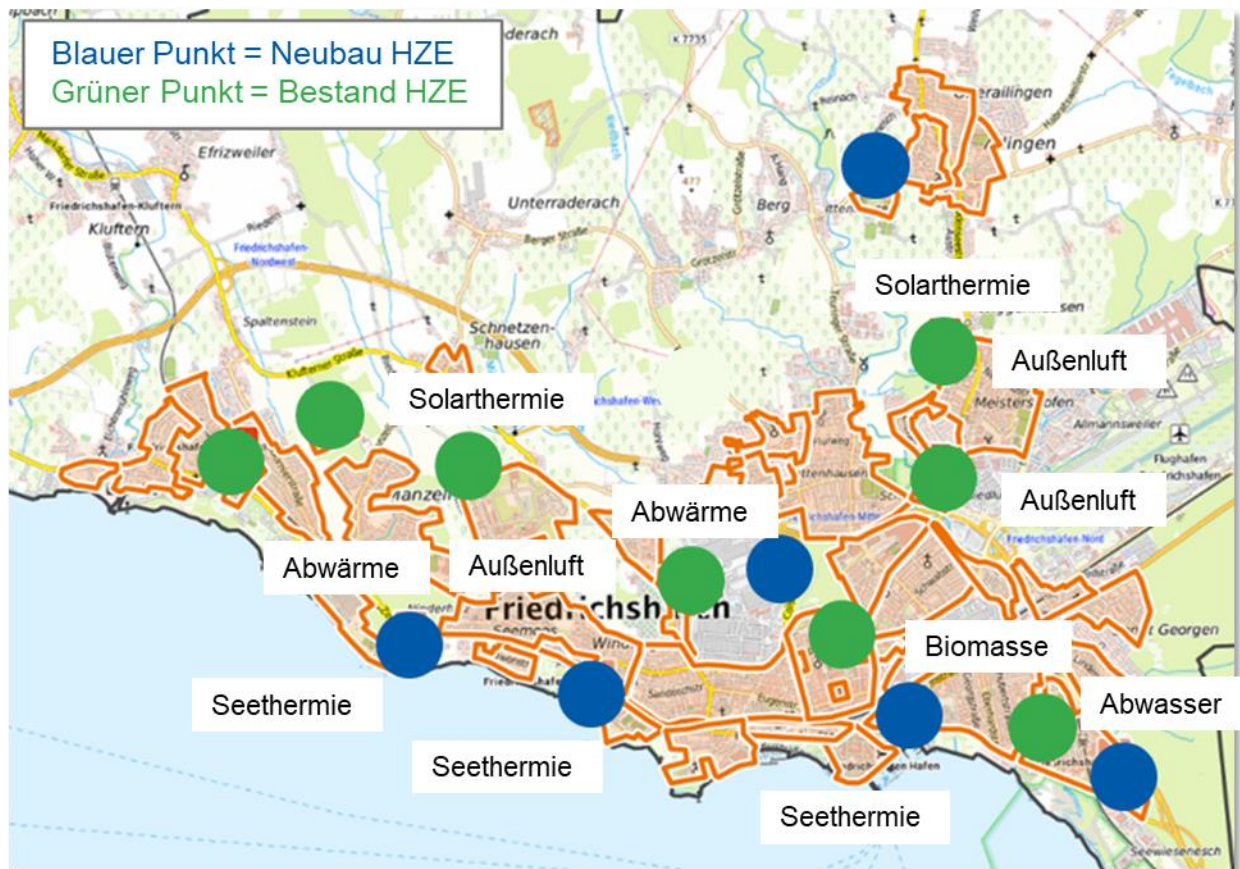


Abbildung 39: Verortung Erneuerbare-Wärme-Potenzialen mit (mögl.) Heizzentralenstandorten

Seethermie mit insgesamt 85 GWh (inkl. Wärmepumpenstrom) macht den größten Anteil an der Stadtversorgung aus. Dieser folgen Solarthermie mit 24,5 GWh, Außenluft ca. 25 GWh (inkl. Wärmepumpenstrom), Abwasser 22,5 GWh (inkl. Wärmepumpenstrom), Abwärme 10 GWh (inkl. Wärmepumpenstrom), feste Biomasse 3,5 GWh und ein grüne Gase wie beispielsweise Biomethan oder Biogas.

Einzelheizungsanlagen im Eignungsgebiet Wärmenetz

Einzelheizungsanlagen, die im Eignungsgebiet für Wärmenetze liegen, sich aber aufgrund des Anlagenalters oder der baulichen Gegebenheiten nicht an ein Wärmenetz anschließen können oder wollen, werden bei Sanierung voraussichtlich wie folgt versorgt.

Die hauptsächlichen Energieträger zur Verbrennung in Einzelanlagen sind Biomasse ca. 10 GWh, ca. 2,7 GWh Außenluft (inkl. Wärmepumpenstrom), ca. 1,8 GWh oberflächennahe Geothermie (inkl. Wärmepumpenstrom) und ca. 1,5 GWh dezentrale Dach-Solarthermie.

Einzelheizungen im Einzelheizungsgebiet

Einzelheizungen, die innerhalb von Einzelheizungsgebieten (Abbildung 40: blaue Gebiete liegen und somit langfristig nicht mit Nahwärme versorgt werden. Die Gebäude innerhalb dieser Gebiete müssen die Wärme mit dezentralen Anlagen wie Pelletkessel, Wärmepumpen, Solarthermieanlagen und Biomethan-/ Biogaskesseln bereitstellen. Die Zusammensetzung der notwendigen 80 GWh Wärme teilt sich auf in 45 GWh feste Biomasse, 22,5 GWh grüne Gase (Biomethan/ Biogas), 7,7 GWh Außenluft (inkl. Wärmepumpenstrom)

und 5,1 GWh Geothermie (inkl. Wärmepumpenstrom). Der Anteil an fester Biomasse ist die 1,5-fache Menge der im Jahr 2021 (30 GWh) in dezentralen Kesselanlagen eingesetzten festen Biomasse.

5.3 Methode zur Ermittlung des Zielszenarios

5.3.1 Eignungsgebiete Wärmenetze

Bei der Bewertung zur Eignung einer Wärmenetzversorgung wurden die folgenden Parameter berücksichtigt:

Wärmeabsatzpotenzial heutiger Verbrauchsdaten: Nach der Datenauswertung der gemittelten Verbrauchsdaten der letzten drei Jahre der verschiedenen Energieträger Gas, Öl, Holz (Pellets/Hackschnitzel), Nahwärme, Wärmestrom, (sonstige Energieträger) wurde für jedes Schwerpunktgebiet ein potenzieller Absatz bei einer Anschlussquote von 100% an die lokale Wärmenetzinfrastruktur ermittelt (grüner Balken). Gebäude, die aktuell über eine Nahwärmeversorgung verfügen, wurden in die Potenzialberechnung mit einbezogen.

Wärmebedarfsdichte inklusive Hausanschlussleitungen: Die Wärmebedarfsdichte wurde anhand gebäudescharfer Wärmebedarfe auf die nächstgelegene Straße, in der ein (potenzielles) Nahwärmenetz verlegt wird, bezogen. Die Wärmebedarfsdichte ist anhand von Linien gekennzeichnet, die die jeweilige Wärme pro Jahr und (theoretischem) Wärmenetzmeter zeigen (Abbildung 8).

Aktuell genutzte Energieträger zur Wärmeversorgung: Zum Erreichen von Klimaneutralität wurde vor allem auf Gebiete fokussiert, die bislang über fossile Energieträger ihre Wärme beziehen. In Gebieten mit hohen Nutzungsanteilen fossiler Brennstoffe können durch die Umstellung auf Nahwärme langfristig wirkungsvolle Effekte zum Erreichen der Klimaneutralität erzielt werden.

Mögliche (öffentliche) Ankerkunden wie Schulen, Kirchen, sonstige Großabnehmer und Gewerbe: Das Aufspannen einer Wärmenetzinfrastruktur muss über ausreichend Wärmeabnahme gegenfinanziert werden. Dafür kann im ersten Schritt der Anschluss kommunaler oder öffentlicher Gebäude hilfreich sein. Die Anschlussbereitschaft der öffentlichen Hand sendet ein positives Signal an private Anschlussnehmer, sodass die Wahrscheinlichkeit der Umsetzung erhöht wird.

Lokale Verfügbarkeit von EE-Wärmequellen: Die in der Heizzentrale erzeugte Wärme muss spätestens bis zum Jahr 2040 aus 100% erneuerbaren Quellen oder Abwärme bzw. einem Mix aus diesen stammen. Für die Empfehlung zum Aufbau einer Netzinfrastruktur muss daher in unmittelbarer Nähe ausreichendes Potenzial für eine großflächige Wärmenetzversorgung zur Verfügung stehen (Vgl. Kapitel 4.3). Mit Blick auf eine gesamtstädtische Versorgung soll die Flächennutzung für Wärmeerzeugungsanlagen so gering wie nötig gehalten werden.

Nähe des Eignungsgebiets zu bereits bestehender Wärmenetzinfrastruktur: Bei bestehenden Wärmenetzinfrastrukturen bietet sich häufig die Möglichkeit der Nachverdichtung oder der Erweiterung der Verteilleitungen, ohne dass das Quartier vollständig neu entwickelt werden muss. Daher könnten diese Potenziale anhand von Maßnahmen, wie im Kapitel 6.2 beschrieben, zur Nachverdichtung und Erweiterung der Wärmenetze in einem kürzeren Zeitraum umgesetzt werden.

Bereits bekanntes Interesse der Anschlussnehmer für eine schnelle Umsetzung eines zeitnahen Wärmenetzanschlusses: Die resultierenden Maßnahmen der kommunalen Wärmeplanung sollen in den nächsten 5 Jahren umgesetzt werden. Dass diese Vorgaben eingehalten werden, wurden bereits aus dem Vertrieb eingegangene Anfragen zum Anschluss an ein Wärmenetz ausgewertet und in die Schwerpunktgebiete für Wärmenetze mit aufgenommen.

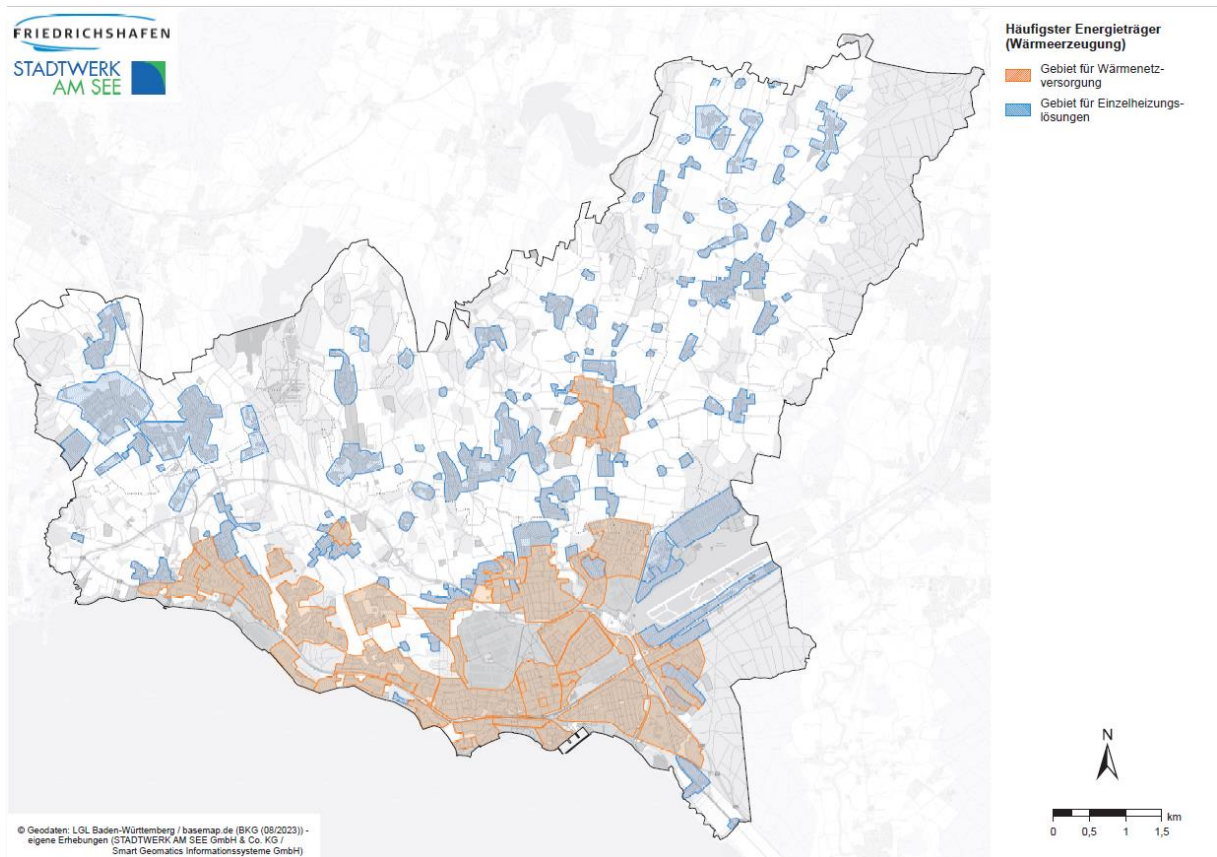


Abbildung 40: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im gesamten Gemarkungsgebiet

5.3.2 Eignungsgebiete Einzelheizungen

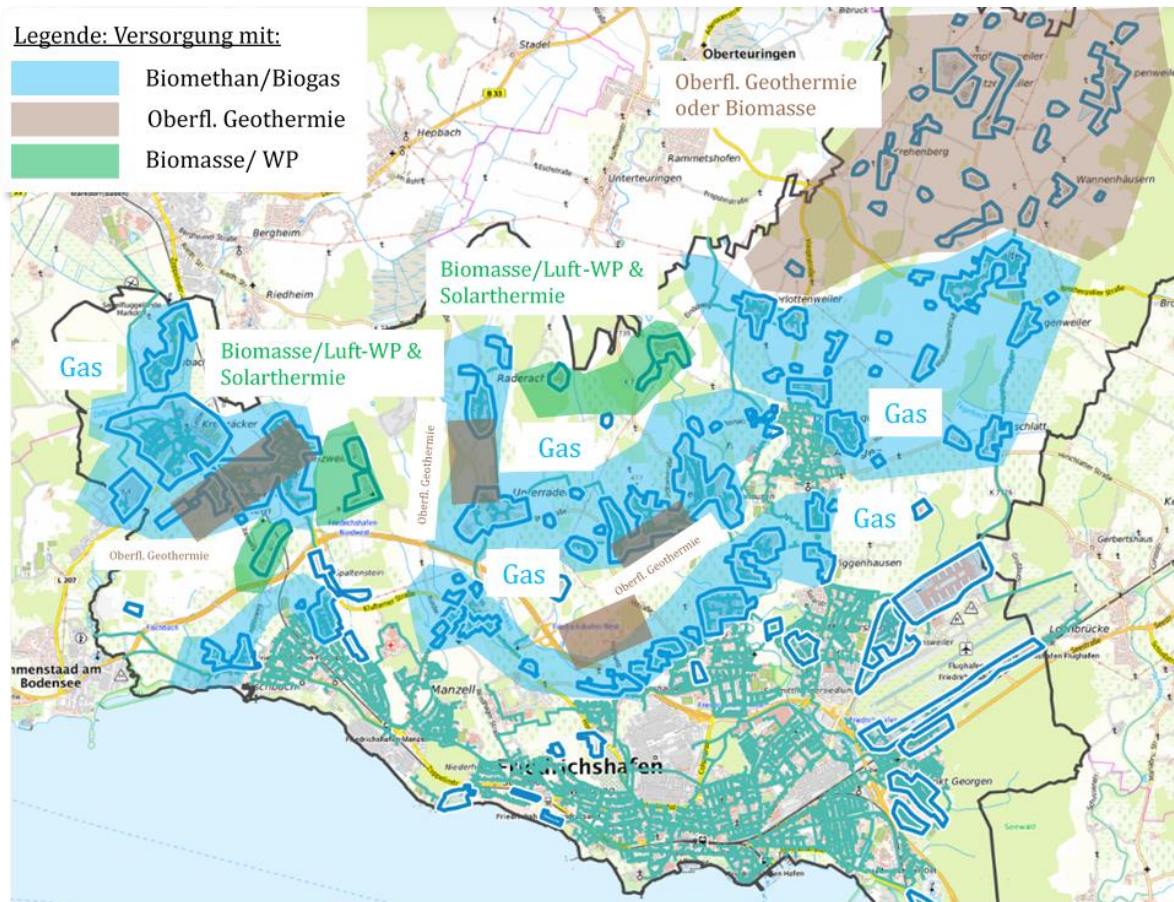


Abbildung 42: Eignungsgebiete Einzelheizungen (blau umrandet) mit Darstellung möglicher EE-Wärmequellen und ungefähre Lage des Gasnetzes (Türkis-grüne Linien)

Die Anteile der Energieträger der Wärmeversorgung für ca. 4.300 Gebäuden in Einzelheizungsgebieten mit zusammen ca. 80 GWh Wärmebedarf (28% der Stadtgebietsversorgung) können im Zieljahr 2040 wie folgt prognostiziert werden:

- 23 GWh Bedarf an „grünem Gas“ (z.B. Biomethan, Biogas)
- 57 GWh werden erzeugt durch
 - Luft-WP + Solarthermie (ST)
 - Oberfl. Geothermie -WP + ST
 - Biomasse + ST

Bei der Definition der Einzelheizungsgebiete wurden folgende Annahmen getroffen:

In Gebieten mit einem bestehenden Gasnetz ist die Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs von Gaskesseln gegeben. In Bereichen ohne Wärmenetz (im Norden braunes Gebiet) können z.B. WP oder Biomasse eingesetzt werden.

Luft-Wärmepumpen finden tendenziell eher Anwendung in Gebieten mit gutem Sanierungsniveau.

Es ist davon auszugehen, dass gut sanierte Gebäude keinen Pelletkessel einbauen und vielmehr auf Luft-WP oder Sole-WP umschwenken.

Die Karte soll eine erste Indikation geben, wie die Verteilung der Einzelheizungen aussehen kann. Es besteht jedoch weiterhin eine Unschärfe. Die tatsächliche Verteilung verschiedener dezentraler Wärmeerzeugungstechnologien lässt sich kaum prognostizieren, da diese stark vom jeweiligen Sanierungsniveau und -zeitpunkt sowie der individuellen Investitionsentscheidung der Gebäudeeigentümer abhängt.

In Gebieten von Einzelheizungen wird voraussichtlich kein Wärmenetz gebaut. Daher ist es jedem Gebäudeeigentümer selbst überlassen, die für ihn richtige Erzeugungsvariante zu wählen. Für eine erste grobe Kostenindikation wurde in (Abbildung 43) die Kosten für eine Heizung mit erneuerbaren Energien simuliert.

Ausbau der Wärmepumpen im Niederspannungsnetz:

Bei einem Ausbau von zentralen und dezentralen Wärmepumpen für die Wärmewende werden konkrete Projekte bei Niederspannungsnetzbetreiber gemeldet und dieser übernimmt den Ausbau der Leitungen mit z.B. zusätzlichen Trafostationen. Daher geht die Wärmeplanung den Planungen des Stromnetzes voraus und soll in enger Abstimmung umgesetzt werden. Bei der Erstellung dieses Wärmeplans fand ein enger Austausch mit der Sparte Strom des SWSee statt.

Kosten Einzelheizung

Die Aufstellung der anfallenden Kosten beinhalten die Kosten für Investition, Wartung- und Instandhaltung und Betrieb (Brennstoff). Über den Verlauf von 20 Jahren weist die Luft-Wärmepumpe in Kombination mit einer Dach-Solarthermieanlage die geringsten Kosten auf (ca. 150.000 in 20 Jahren). Die meisten Kosten für einen Gebäudeeigentümer fallen beim Einbau eines Gaskessels an, der in Zukunft grüne Gase wie beispielsweise Biometan oder Biogas verbrennt. Hier entstehen ca. 200.000 € in 20 Jahren (ca. 33% Mehrkosten als bei einer Hybridheizung mit Wärmepumpe und Solarthermie). Abbildung 43 dient als erste Kostenindikation und ersetzt nicht eine separate Prüfung der individuellen Gebäudewerte vor Ort.

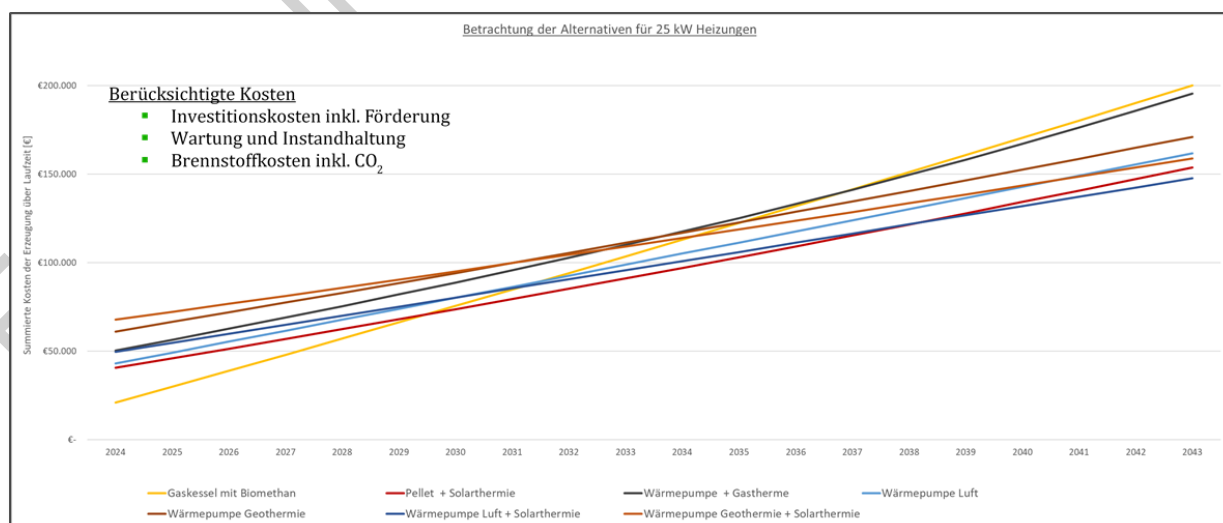


Abbildung 43: Anfallende Kosten für den Einbau und Betrieb einer Einzelheizung. Als Referenzobjekt wurde ein Mehrfamilienhaus mit 25 kW und 50.000 kWh angesetzt.

Tabelle 12: Annahmen bei der Berechnung der Kosten für Einzelheizungen

Strompreis	26 ct/kWh
Pelletpreis	8,2 ct/kWh
Grünes Gas (100% Biomethan)	14,7 ct/kWh
Erdgaspreis	12 ct/kWh
Wartungs- und Betriebskosten	VDI 2067
Sonstige Annahmen	<p>Investitionskosten der Anlagen umfassen bereits den Transport, die Einbringung und die Installation.</p> <p>Der Erdgaspreis beinhaltet einen CO₂ Aufschlag. Dieser unterliegt einer stetigen Steigerung auf 250€/t CO₂ im Jahr 2040.</p> <p>Es wurden keine Kapitalkosten (Aufwendungen für Zinsen oder Abschreibung) berücksichtigt.</p> <p>Förderungen nach der aktuellen Version (Stand August 2023) der Bundesförderung effizienter Gebäude (BEG) wurden berücksichtigt.</p>

ENTWURF - ggf. unvollständig

6 WÄRMEWENDESTRATEGIE FÜR DIE STADT FRIEDRICHSHAFEN

6.1 Gebietssteckbriefe der Teilgebiete

Folgend werden Gebietssteckbriefe für die Teilgebiete Hofen, Löwental, St. Georgen, Wiggenhausen, Fallenbrunnen und Manzell beschrieben. Die Gebietssteckbriefe dienen als Übersicht der wichtigsten Punkte innerhalb der Stadt zum Umbau der Wärmeversorgung und zeigen mögliche Synergieeffekte zu bestehender Infrastruktur (Ausbau bestehender Netze, Transformation vom Erdgasnetz etc.). Die Steckbriefe zeigen, wo die Umsetzung der Wärmewende stattfinden soll. Im Teil Maßnahmenkatalog werden u.a. auf Basis der Gebietssteckbriefe und der zuvor ermittelten EE-Wärmepotentiale konkrete Maßnahmen entwickelt, die in konkreten Projektumsetzungen und THG-Einsparungen münden sollen.

ENTWURF - ggf. unvollständig

6.1.1 Hofen

Abbildung: Lageplan des Untersuchungsgebiets FN- Hofen (SWSee-Geoportal, 2023)



Gebiet:

Das Gebiet Hofen liegt zentral im Stadtbereich, südlich der Industrieunternehmen Rolls-Royce und ZF. Im Untersuchungsgebiet befinden sich neben Wohngebäuden und Gewerbe große kommunale Liegenschaften wie das Maybach Gymnasium und die Merianschule (Ankerkunden). Die Zentralität des Gebiets und das hohe Wärmeabsatzpotenzial von ca. 37 GWh stellen einen strategischen Ausbaupunkt für eine gesamtstädtische Wärmenetzversorgung dar. Ebenfalls würde mit einer Nahwärmeerschließung einen großen Hebel bei der Verdrängung von fossilem Erdgas (derzeitige Gasversorgung von ca. 70%) erzielt werden. Im Gebiet gibt es bereits ein kleines Wärmenetz entlang der Maybachstraße (und dem Firmengelände von Rolls-Royce Power Systems). Das Erschließungsgebiet grenzt an die bereits bestehenden Nahwärmenetzgebiete Nordstadt (im Osten) und Heinrich-Heine-Straße (im Norden) an.

Ziele/Perspektiven für die Stadtentwicklung und Wärmeversorgung:

Das Erschließungsgebiet Hofen ist aufgrund der Lage ein Ausbaupunkt für den weiteren Ausbau von Nahwärmenetzen. Mit bereits bestehender Netzinfrastruktur im Osten (Wärmenetz Nordstadt) und Norden (Wärmenetz Heinrich-Heine-Straße) könnte langfristig eine Verbindungsleitung geschaffen werden. In diesem Zusammenhang gilt es, Quellen Erneuerbarer-Energien wie bspw. die Seethermie weiter auszubauen und entsprechende Standorte in unmittelbarer Nähe zu entwickeln. Mögliche Standortalternativen könnten das Wasserwerk Friedrichshafen, im Bereich des Schlosses, das Graf-Zeppelin-Haus oder der Stadtgarten sein. Eine gesonderte Standortbewertung für die Nutzung von Seewasser ist dem Bericht zu entnehmen.

Projekt: Erschließung des Gebiets mit Nahwärme

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Thermische Seewassernutzung Friedrichshafen“ soll die Umsetzungsfähigkeit, sowie die Option der (teilweise) Versorgung des Gebiets Hofen untersucht werden. Der dafür am besten geeignetste Standort könnte das Grundstück um das Wasserwerk Friedrichshafen darstellen. Die bestehende Seewasserleitung zur Entnahme von Trinkwasser weist freie Kapazität auf, sodass neben der Entnahme für Trinkwasser auch Wasser für die Wärmeversorgung mittels Seewasser-Wärmepumpen gefördert werden könnte. Dazu ist eine gesonderte Infrastruktur wie Auskopplung von Seewasser aus der Kollektorleitung, eine separate Heizzentrale inkl. Filter- und Pumpenanlagen notwendig. Der zusätzliche Platzbedarf wird auf ca. 500 qm geschätzt. Das Landratsamt gab bereits ein positives Feedback zur parallelen Nutzung von Seewasser für die Trinkwasserverwendung und Wärmeerzeugung.

Weitere Schritte im Projekt:

1. Prüfung der Standortalternative Wasserwerk Friedrichshafen in der Machbarkeitsstudie „Thermische Seewassernutzung Friedrichshafen“.
2. Abstimmung über zusätzlichen Flächenbedarf in z.B. dem westlichen Bereich des Strandbads
3. Prüfung des Standorts auf Anforderungen aus der Bodenseerichtlinie

Langfristige Alternative könnte bei entsprechender Eignung und Verfügbarkeit Abwärme aus Prozessen von Werk 1 des Industrieunternehmens Rolls-Royce (MTU) genutzt werden.

<i>PV-Erzeugung</i>	ca. 5.050 MWh (Abschätzung nach GIS Tool !) Vor allem große Wohnbebauungen entlang der Maybachstraße/Hochstraße zeigen ein gutes theoretisches Potenzial zur Nutzung von Dachflächen PV.
<i>CO₂-Einsparung Wärmeerzeugung Seethermie WP-Lösung gegenüber einer Lösung mit 65 % EE-Anteil gemäß GEG 2023</i>	
<i>EE-Anteil Wärmenetz</i>	mind. 50 % im Jahr 2030 (Bestandsnetz) mind. 65 % bei Inbetriebnahme für neue Netze, 100 % im Jahr 2040
<i>Primärenergiefaktor</i>	im Rahmen der Detailplanungen und dem Versorgungsmix mit Seethermie, (Abwärme) und bestehender Erzeugungsanlagen zu ermitteln
<i>Wirtschaftlichkeit:</i> Die Wirtschaftlichkeit des Energieverbunds Hofen mit einer Seethermie Versorgung wird innerhalb der Machbarkeitsstudie abgeschätzt. Bei einer generellen Machbarkeit ist es zu empfehlen, eine aufbauende BEW-Machbarkeitsstudie zum Erhalt der Umsetzungsförderung einzureichen. Die Kosten für eine BEW Machbarkeitsstudie belaufen sich auf ca. 150.000 inklusive einer Förderung von 50 %.	
<i>Eignung für dezentrale Versorgung:</i> Die hohe Wärmebedarfsdichte, sowie die Präsenz großer kommunaler Ankerkunden ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmenetzes, sodass der Anschluss von kleineren Anschlussnehmern ebenfalls als attraktiv eingeschätzt wird. Soll dennoch eine dezentrale Lösung umgesetzt werden, besteht vereinzelt gutes Potenzial zur Nutzung von oberflächennaher Geothermie. Ebenfalls könnte das Aufstellen von Luft-Wärmepumpen in Bereichen mit konstruktiven Lärmschutz wie Hecken, Bäume oder Parkanlagen möglich sein.	
<i>Maßnahmenvorschläge:</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Durchführung einer BEW-Machbarkeitsstudie zur Nutzung von Seethermie für den Energieverbund Hofen 	

- Workshops und Austausch der Industrieunternehmen zur Auskopplung von Abwärme für umliegende Quartiere und größere Bestandsgebäude.

Umsetzungsbeginn:

Nach Fertigstellung der BEW-Machbarkeitsstudie kann eine Umsetzung voraussichtlich ab dem Jahr 2026/27 erfolgen.

ENTWURF - ggf. unvollständig

6.1.2 Löwental

Abbildung: Lageplan des Untersuchungsgebiets FN-Löwental (SWSee-Geoportal, 2023)



Gebiet:

Das Gebiet Löwental, nördlich der Kernstadt gelegen, verfügt bereits über ein bestehendes Wärmenetz, das mit einer Länge von 2.400 Metern und einer verkauften Wärmemenge von ca. 4,9 GWh (2022) aus der Heizzentrale Kornblumenstraße gespeist wird. Dies deckt rund 8% des gesamten Wärmebedarfs von ca. 23,7 GWh/a ab. Durch die Netzausstreckung bis zur Ecke Schwabstraße/ Ehlerstraße kann perspektivisch ein Zusammenschluss mit dem Nahwärmenetz in der Nordstadt umgesetzt werden. Das Gebiet Löwental hat allerdings noch ein hohes Potenzial an Wärmebedarf, das noch nicht an das Wärmenetz angeschlossen ist. So könnten durch den Ausbau (Nachverdichtung) des Wärmenetzes zusätzlich 31 Gebäude (204 Wohneinheiten) mit Wärme versorgt werden.

Ziele/Perspektiven für die Stadtentwicklung und Wärmeversorgung:

Mit Ausbau der bestehenden Nahwärmeinfrastruktur auf eine Wärmebereitstellung von 11 GWh erhöht sich der Anteil an Nahwärme im Löwental auf 48% (Gesamtwärmebedarf ca. 23 GWh). Damit können alleine im Löwental 1.500 t CO₂ eingespart werden. Durch die bestehende Versorgung des Karl-Olga-Areals aus dem Netz Löwentalführt ein Zusammenschluss mit dem Wärmenetze Nordstadt zu einer weiteren Erhöhung des Nahwärmeanteils im Kernstadtgebiet. Der Zusammenschluss verlangt eine Erhöhung der Anlagenleistung. Dafür sind entsprechende Flächenbedarfe in und um die bestehenden Heizzentralen vorzuhalten.

Projekt:

Zur Nachverdichtung des Gebiets Löwental soll die Heizzentrale in der Kornblumenstraße erweitert werden. In der aktuell laufenden Anfertigung des Transformationsplans (2023) wird neben der technischen Machbarkeit auch die ökologischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten geprüft. Die Erweiterung der Heizzentrale in der Kornblumenstraße soll mit zwei Luft-Wasser-Wärmepumpen (ca. 800 kW) und der schrittweisen Umstellung der vorhandenen KWK- und Kesselanlagen auf Biomethan erfolgen. Im Sommer, bis zur Heizgrenztemperatur

(15°C), soll das Wärmenetz ausschließlich mit Wärmepumpen betrieben werden. Im Winter wird die Wärme durch eine Kombination von Wärmepumpen und BHKW bereitgestellt, sodass in den BHKW erzeugte Strom parallel in den Wärmepumpen eingesetzt werden kann. Gleichzeitig wird das Wärmenetz erweitert und potentiell rund 6.200 MWh zusätzliche Wärmeabnahme bzw. 3.300 kW Heizlast zugebaut.

Nächste Schritte zur Umsetzung des Projekts:

1. Erstellung des Transformationsplans bis Februar 2024
2. Fachplaner für die Wärmeerzeugungsanlagen beauftragen
3. Akquise-Kampagne: Nahwärme im Löwental öffentlich kommunizieren

<i>PV-Erzeugung</i>	ca. 2.825 MWh (Abschätzung nach GIS Tool !)
<i>CO₂-Einsparung Wärmeerzeugung WP-Lösung (KNW-Netz) gegenüber einer Lösung mit 65 % EE-Anteil gemäß GEG 2023</i>	
<i>EE-Anteil Wärmenetz</i>	ca. 70% im Jahr 2025 100% im Endausbau 2040
<i>Primärenergiefaktor</i>	im Rahmen der Detailplanungen zu ermitteln, ca. 0,32
<i>Wirtschaftlichkeit:</i>	
Die Wirtschaftlichkeit der Nachverdichtung des Wärmenetzes wird nach Abschluss des Transformationsplans festgestellt. Kosten für eine Transformationsstudie belaufen sich auf 350.000 €. Außerdem wird ein Wärmepreis für Endkunden vorgelegt, der als Grundlage für das Akquirieren von neuen Anschlussnehmer kommuniziert wird. Die komplette Maßnahme zum Umbau der Heizzentrale Löwental beläuft sich auf ca. 3.600.000 €.	
<i>Eignung für dezentrale Versorgung:</i>	
Aufgrund der bereits vorhandenen Netzinfrastruktur im Fallenbrunnen, soll diese weiter ausgebaut werden. Aus diesem Grund wird von separaten, dezentralen Versorgungsvarianten abgeraten. Sollten dennoch dezentrale Anlagen in Betracht gezogen werden, sollte die Umweltwärme Luft mittels Wärmepumpen genutzt werden, da das Potenzial für oberflächennahe Geothermie nur beschränkt verfügbar ist. Es ist darauf zu achten, dass es nicht zu Lärmemissionen in unmittelbarer Nähe zur Wohnbebauung kommt.	
<i>Maßnahmenvorschläge:</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Umsetzen der Nachverdichtung im Wärmenetz Löwental nach Abschluss der Transformationsstudie im Februar 2024. • Prüfen der Machbarkeit zur Netzzusammenlegung von Nordstadt, Karl-Olga-Areal und Löwental und entsprechendem Nachverdichtungspotenzial. 	
<i>Umsetzungsbeginn:</i>	
Transformationsplan wird aktuell erstellt (2023), Umsetzung der Maßnahme ab 2024	

6.1.3 St. Georgen

Abbildung: Lageplan des Untersuchungsgebiets FN-St.Georgen (SWSee-Geoportal, 2023)



Gebiet:

Das Gebiet St. Georgen mit einer Fläche von ca. 61 ha liegt im Osten der Stadt Friedrichshafen. Neben gewerblich genutzten Gebäuden, Liegenschaften der Kommune und Gebäuden für öffentliche Zwecke befinden sich hauptsächlich Wohngebäude (90%) im Zentrum von St. Georgen. Der Wärmebedarf der über 800 Gebäude liegt bei ca. 36 GWh/a und erfolgt derzeit zu zwei Dritteln (67%) mit fossilem Erdgas. Lediglich im Süden des Gebiets wird Nahwärme aus der Heizzentrale am BSZ zur Wärmeversorgung eingesetzt (3%). Zum Ausbau der Nahwärme in St. Georgen wurde eine Versorgung des Gebiets durch Wärme aus dem Abwasser des Klärwerks Friedrichshafen untersucht.

Ziele/Perspektiven für die Stadtentwicklung und Wärmeversorgung:

Durch die Wärmeversorgung aus Abwasser und der damit verbundenen Verlegung einer neuen Wärmeleitung wird die bestehende Nahwärmeinfrastruktur im Osten der Stadt erweitert. Für die Aufstellung der Abwasserwärmetauscher wird in der Nähe des Kläranlagenauslaufs eine Fläche von circa 90 m² benötigt. Als potenzielle Flächen werden die städtischen Flurstücke 1295/1 (angrenzendes Wäldchen) und 1296/6 (südöstliches Ende des Kläranlagengeländes) in Betracht gezogen. Für einen wirtschaftlichen Wärmenetzbetrieb wird der Anschluss von kommunalen Gebäuden wie der Gemeinschaftsschule und der Osswald-Schule vorausgesetzt. Perspektivisch kann ein Zusammenschluss mit dem Wärmenetz aus dem Berufsschulzentrum angedacht werden. Mit einer bereits bestehenden Holzhackschnitzelanlage trägt diese Heizzentrale bereits zu einem erneuerbaren Anteil im Stadtbereich bei. Bei Ausbau der Seethermie im Bereich „hinterer Hafen“ könnte ein Zusammenschluss der Versorgungstechnologien Abwasser aus dem Klärwerk und Biomasse aus dem Berufsschulzentrum zu einem hohen erneuerbaren Anteil im Stadtgebiet St. Georgen führen.

Projekt:

Die Wärmeversorgung von St. Georgen aus dem Abwasser des Klärwerks erfolgt durch den Einsatz von Abwasserwärmetauschern und Wärmepumpen. Ergänzt werden diese durch

Pufferspeicher, einem wasserstofffähigen BHKW und einem Gaskessel zur Spitzenlastversorgung. Für den Transport der Wärme in das Stadtgebiet St. Georgen muss eine neue Wärmeleitung vom Klärwerk bzw. ein Ausbau der vorhandenen Wärmenetzinfrastruktur am Berufsschulzentrum erfolgen. Bei einer Hauptleitung mit einer Leitungslänge von circa 800 m (Distanz vom Klärwerk nach St. Georgen) belaufen sich die Kosten auf circa 1.600.000 €. Darin enthalten sind eventuell anfallende Umverlegekosten von beispielsweise Gas- und Strominfrastruktur. Auch wurde ein zusätzlicher Aufwand für die Berücksichtigung der in diesem Gebiet liegenden Gasdruckleitung einberechnet. Die Gesamtkosten des Projekts belaufen sich auf ca. 4,66 Mio. €.

Die maximale Entzugsleistung aus dem Abwasserkanal des Klärwerks beschränkt die Wärmeversorgung mit Abwasser auf ca. 15 GWh begrenzt. Mit einer Anschlussquote von 70 % und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 60 % können insgesamt ca. 15 GWh im Gebiet verteilt werden. Das folgende Erzeugungsportfolio wird dazu vorgeschlagen:

	Wärmepumpen	BHKW	Gasspitzenlastaggregat
Leistung (kW_{th})	2.294	390	4.200
Volllaststunden (h)	9.925	4.008	550
Anteil (%)	75	10	15

Der Flächenbedarf für eine Heizzentrale liegt bei ca. 400 m² zuzüglich einer Fläche von circa. 90 m² für die beiden Abwasserwärmetauscher.

Nächste Schritte zur Umsetzung des Projekts:

1. Abstimmung des Standorts für Abwasserwärmetauscher und Wärmepumpen
2. Abstimmung der Verlegung der neuen Wärmeleitung
3. Erstellung eines quartiersbezogenen Business-Case / BEW-Transformationsstudie

CO ₂ -Einsparung	902 Tonnen (10%)
EE-Anteil Wärmenetz	75 % erneuerbarer Anteil nach Inbetriebnahme der Anlagen 100 % im Jahr 2040
Primärenergiefaktor	ca. 0,63, im Rahmen der Detailplanungen genauer zu ermitteln

Wirtschaftlichkeit:

Kosten zum Ausbau des Wärmenetzes: 1.600.000 €

Kosten für die Wärmeerzeugung: 1.400.000 €

Kosten für den Bau notwendiger Gebäude: 1.660.000 €

Eignung für dezentrale Versorgung:

Das Untersuchungsgebiet liegt an einem zentralen Knotenpunkt, sodass Wärme aus drei unterschiedlichen erneuerbaren Quellen (Abwasser, Biomasse, Seethermie) genutzt werden kann. Um diese Aufwendungen auch wirtschaftlich darstellen zu können, ist eine hohe Anschlussbereitschaft notwendig. Der Bau und Betrieb einer zentralen Wärmeversorgung ist nur bei einer mehrheitlichen Anschlussbereitschaft im Untersuchungsgebiet wirtschaftlich. Aus diesem Grund wird von separaten, dezentralen Versorgungsvarianten abgeraten. Sollten dennoch dezentrale Anlagen in Betracht gezogen werden, sollte entlang der Schnellstraße B31 Erkundungsbohrungen für die Nutzung von oberflächennaher Geothermie gemacht werden. Die Nutzung von Luft mittels Wärmepumpen muss projektabhängig geprüft werden. Dabei sind die Grenzwerte und Abstandsregelungen der entstehenden Lärmemissionen in Wohnbebauungen zu beachten.

Maßnahmenvorschläge:

BEW-Machbarkeitsstudie für ein neues Abwassernetz

Transformationsstudie für Netzzusammenschluss mit Berufsschulzentrum

Umsetzungsbeginn:

Nach Fertigstellung der BEW-Transformationsstudie kann eine Umsetzung voraussichtlich ab dem Jahr 2026 erfolgen.

ENTWURF - ggf. unvollständig

6.1.4 Wiggenhausen

Abbildung: Lageplan des Untersuchungsgebiets FN-Wiggenhausen (SWSee-Geoportal, 2023)



Gebiet:

Das Gebiet Wiggenhausen, im nördlichen Stadtbereich Richtung Ailingen gelegen, verfügt bereits über ein bestehendes Wärmenetz, das im Rahmen des Projekts Solarstadt Wiggenhausen aus 4.000 qm dachgeständerte Solarthermiekollektoren, einer Wärmepumpe, einem saisonalen Wärmespeicher von 12.000 Kubikmeter und Blockheizkraftwerke versorgt werden. Damit werden rund 18 % des Wärmebedarfs (24 GWh/a) gedeckt. Nach zahlreichen Anfragen von privaten und gewerblichen Anschlussnehmern im Bereich Orionstraße/Venusstraße und entlang der Äußeren Ailingen Straße, soll die bestehende Wärmenetzinfrastruktur aus der Solarstadt Wiggenhausen über die Straße hinweg erweitert werden. Erste Planungen hinsichtlich einer Netzerweiterung bestehen bereits. Dabei könnte ein Zubau von Solarthermie mit einer Fläche von ca. 5.000 qm und Luft-Wärmepumpen die zusätzlich benötigte Wärme im Erweiterungsgebiet liefern.

Ziele/Perspektiven für die Stadtentwicklung und Wärmeversorgung:

Im angrenzten Gebiet (außerhalb der orangen Markierung) und entlang der Äußeren Ailingen Straße befinden sich Ankerkunden wie z.B. Gewerbe, Kirche oder das DRK. Der Anschluss dieser Gebäude zu einem späteren Projektzeitpunkt könnte einen wirtschaftlichen Wärmenetzbetrieb ermöglichen. Langfristig könnte sogar über eine Verbindungsleitung in Richtung Wärmenetz Nordstadt (mit Verbindung zur Heizzentrale Kornblumenstraße) nachgedacht werden.

Projekt:

Für eine kurzfristige Bereitstellung von Wärme könnte Solarthermie auf den bestehenden Gebäuden gebaut werden. Diese Solarthermiekollektoren verbessern den Anteil Erneuerbarer Energien, der aus dem bestehenden Langzeitspeichers gewonnen wird, erheblich. Eine Abschätzung zu anfallenden Investitionskosten muss eine gesonderte energetische

Quartiersuntersuchung ergeben. Erste Annahmen beziffern, je nach Aufwand der Konstruktion und Leitungsführung der Solarthermie-Anlage, die Kosten für den Ausbau mit Solarthermie auf ca. 5.000.000 Euro.

Bei Nachverdichtung und Wärmenetzerweiterung für den Bereich Orionstr. / Venusstr. sind weitere Wärmeerzeugungsanlagen notwendig. Im Sommer und in der Übergangszeit soll der Wärmebedarf teilweise über die bestehenden Dach- Solarthermie-Anlagen gedeckt werden kann, im Winter muss die Umweltwärme über beispielsweise Luft-Wärmepumpen abgedeckt werden. Eine weitere Erhöhung des EE-Anteils könnte eine Freiflächen-Solarthermie Anlage im Norden des Gebiets Fallenbrunnen (bspw. Flr. St. 1117/1) bewirken. Auf einer Fläche von ca. 5000 qm sollen Röhrenkollektoren möglichst nahe an der Bestandszentrale aufgestellt werden. Die Eigentumsverhältnisse sind zu klären. Zusätzlich sind Wasserwärmepumpen, die das Temperaturniveau im Netz auf die benötigten Vorlauftemperaturen anheben, einzubinden. Hierfür sollte ein zusätzlicher Investitionen von ca. 2.000.000 Euro veranschlagt werden.

4. Festlegung innerhalb eines Quartierskonzepts, wie groß der zusätzliche Flächenbedarf für weitere Wärmepumpenanlagen in unmittelbarer Nähe zur Bestandszentrale sein müsste. Dabei soll vor allem auf die angrenzende Wohnbebauung hinsichtlich Lärmemissionen Rücksicht genommen werden.
5. Gemeinsame Abstimmung zwischen Stadtwerk am See, Stadt Friedrichshafen und weiteren Stakeholdern zur Anschlussbereitschaft an Wärmenetzerweiterung.

<i>PV-Erzeugung</i>	ca. 4.300 MWh (Abschätzung GIS Tool !) Diese Abschätzung steht in direkter Flächenkonkurrenz mit möglichen Solarthermie-Anlagen.
<i>CO₂-Einsparung Wärmeerzeugung zentrale WP-Lösung gegenüber einer dezentralen Lösung mit 65 % EE-Anteil gemäß GEG 2023</i>	
<i>EE-Anteil Wärmenetz</i>	mind. 50 % im Jahr 2030 (Erweiterung Bestandsnetz), 100 % im Jahr 2040
<i>Primärenergiefaktor</i>	im Rahmen der Bauabschnitte zur Netzerweiterung zu ermitteln
<i>Wirtschaftlichkeit:</i> Kosten für eine Transformationsstudie für das bereits bestehende Netz liegen bei ca. 150.000 € inkl. einer Förderung von 50 %. Der Ausbau der bestehenden Solarthermie-Anlage bzw. der Neubau einer Freiflächenanlage wird im System (Erzeugungsanlagen, Solarthermie, Anlagentechnik, Nahwärmeleitung zum Solarthermiefeld und Heizzentrale) auf ca. 5.000.000 Euro geschätzt. Eine Erweiterung der bestehenden Heizzentrale mittels Luft-Wärmepumpen und Wasser-Wärmepumpen benötigt eine zusätzliche Investition von ca. 2.000.000 Euro. Die Gesamtinvestition beläuft sich auf ca. 7.000.000 Euro.	
<i>Eignung für dezentrale Versorgung:</i> Durch die bestehende Infrastruktur aus der Solarstadt Wiggerhausen werden dezentralen Versorgungssystemen im direkten Erweiterungsbereich Orionstr./Venusstr. nicht empfohlen. Der Bau und Betrieb einer zentralen Wärmeversorgung ist nur bei einer mehrheitlichen Anschlussbereitschaft im Untersuchungsgebiet wirtschaftlich. Aus diesem Grund wird von separaten, dezentralen Versorgungsvarianten abgeraten. Sollen dennoch dezentrale Anlagen im Bereich der Wohnsiedlung Richtung Eintracht Straße umgesetzt werden, sollte die Eignung von Wärmepumpen mit bspw. oberflächennaher Geothermie geprüft werden.	
<i>Maßnahmenvorschläge:</i>	
<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau des bestehenden Wärmenetzes Wiggerhausen in Gebiet östlich der Äußeren Ailinger Straße. 	

- Erstellen eines BEW-Transformationsplans zur Einbindung von Luft-Wärmepumpen und Wasser-Wärmepumpen

Umsetzungsbeginn:

Es wird eine zügige Umsetzung der Netzerweiterung Wiggenhausen aufgrund von konkreter Kundenanfragen empfohlen. Der Ausbau von Solarthermie, sowie den jeweiligen Wärmepumpen könnte ab dem Jahr 2025 starten.

ENTWURF - ggf. unvollständig

6.1.5 Fallenbrunnen

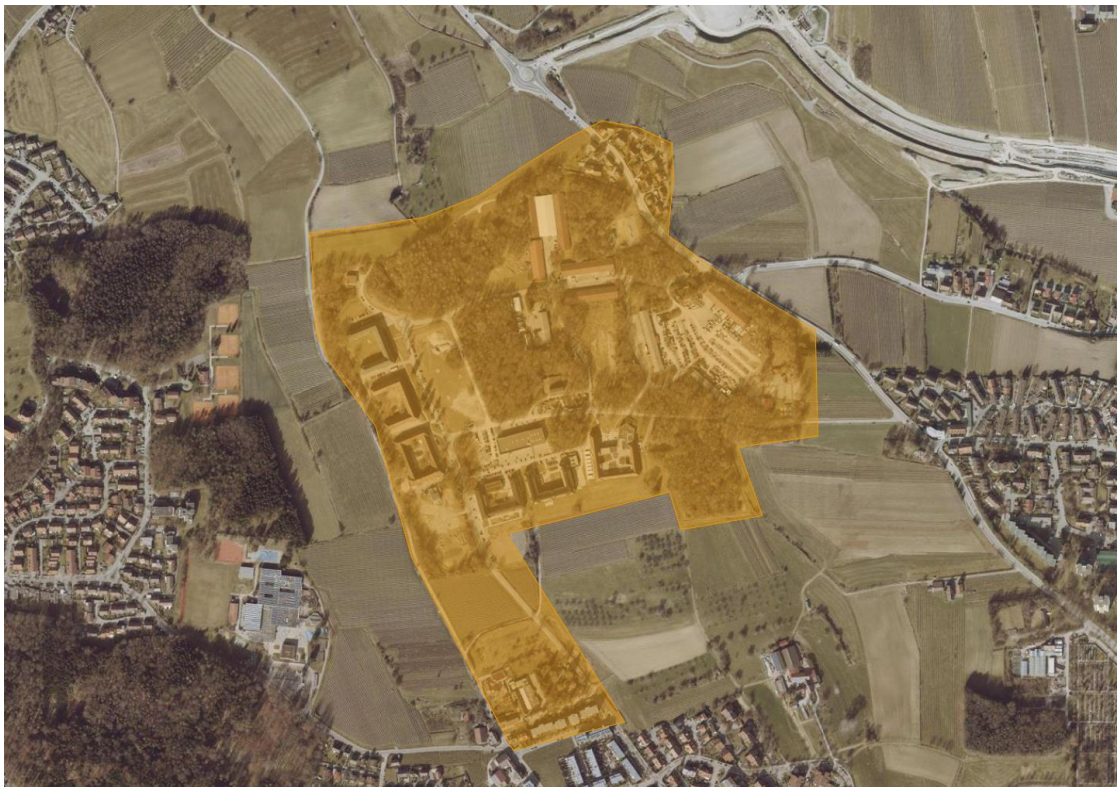


Abbildung: Lageplan des Untersuchungsgebiets FN-Fallenbrunnen (SWSee-Geoportal, 2023)

Gebiet:

Das Gebiet Fallenbrunnen, westlich der Kernstadt gelegen, verfügt bereits über ein bestehendes Wärmenetz, dass mit einer Länge von 1.900 Metern und einer verkauften Wärmemenge von ca. 5,1 GWh (2022) u.a. die Zeppelin Universität, Duale Hochschule BW, diverse Kultureinrichtungen und Sonstige Wohnbebauungen versorgt. Im Nordosten des Gebiets Fallenbrunnen soll nun ein Neubaugebiet Nordost (Bebauungsplan 215) mit ca. 300 - 400 Wohneinheiten und einem zusätzlichen Wärmebedarf von ca. 3,5 GWh entstehen. Geplant ist eine Erweiterung der bestehende Wärmenetzinfrastruktur, um vor allem Synergien bei der Wärmeerzeugung zu heben.

Ziele/Perspektiven für die Stadtentwicklung und Wärmeversorgung:

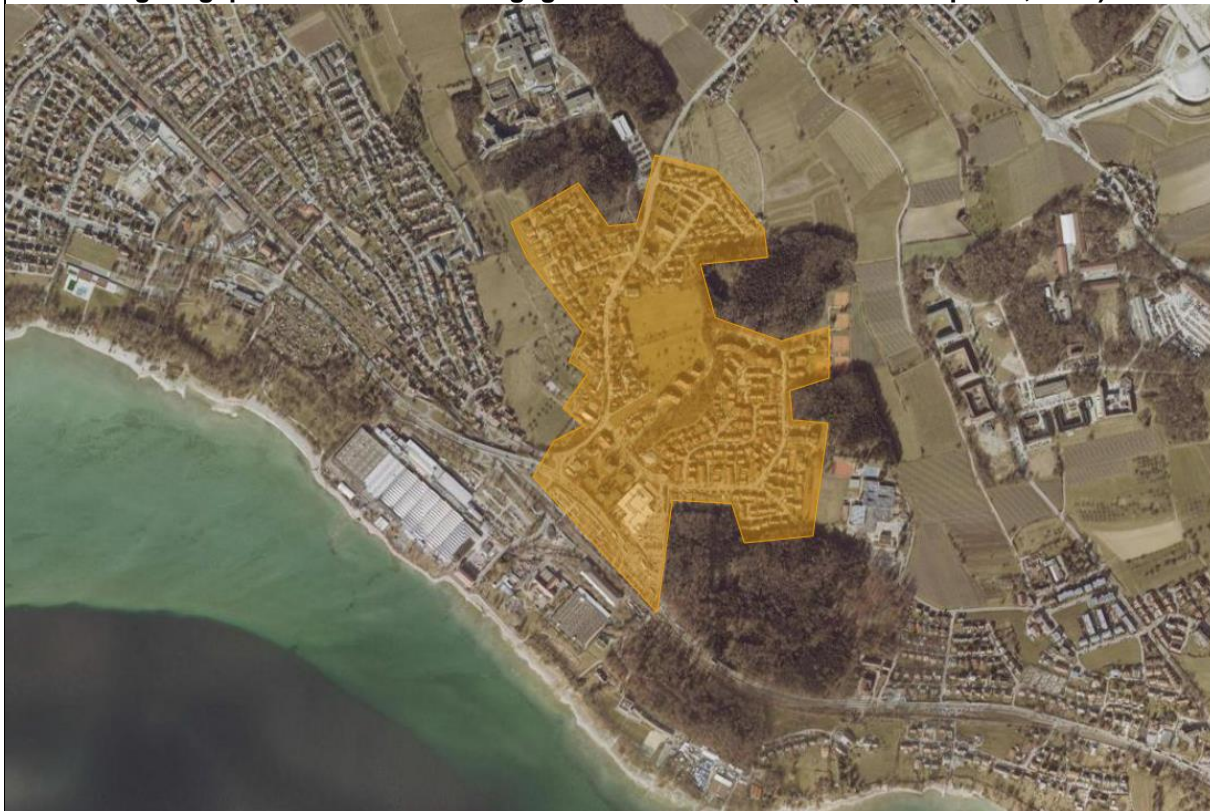
Die bestehende Nahwärmeinfrastruktur kann anhand bereits bestehender Anschlusstuzen an der Heizzentrale mit zusätzlichen Wärmeverteilungen erweitert werden, sodass das Neubaugebiet ebenfalls mit Nahwärme aus der Bestandsheizzentrale versorgt werden kann. Wird eine Erweiterung der Bestandsheizzentrale angestrebt, sind zusätzliche Flächen hinter und neben der Heizzentrale notwendig. Der Anteil erneuerbarer Energien soll in Zukunft mittels z.B. Groß-Wärmepumpen und einer Solarthermie-Anlage angehoben werden. Zusätzliche Anlagen (Wärmepumpe, hydraulische Einbindung, Pufferspeicher etc.) benötigen hinter der Bestandszentrale einen Flächenbedarf von ca. 1.000 qm. Bei Erhöhung des solaren Anteils im Wärmenetz könnte die Einbindung einer Solarthermie-Anlage auf dem hinter der Heizzentrale liegendem Flurstück mit der Größe von ca. 1 ha (Flurstücknummer: 193) bis zu 5 GWh klimaneutrale Wärme liefern. Diese Fläche ist nicht in kommunaler Hand und bedarf weiterer Abstimmung mit dem Eigentümer.

Projekt:

<p>Durch den Einsatz von Wärmepumpen, BHKW, Solarthermie und Gasspitzenkesseln können sowohl das Bestands-NW-Netz wie auch das Neubaugebiet mit Wärme versorgt werden. Ein Umbau der Heizzentrale mit zusätzlicher Leistung zur Versorgung des Neubaugebiets wird auf ca. 2.000.000 Euro geschätzt. Ein detaillierter Investitionsplan soll im Rahmen der BEW-Transformationsstudie erfolgen. Langfristig soll das Gebiet Fallenbrunnen klimaneutral versorgt werden. Aufgrund der örtlich begrenzten Erneuerbaren-Energien –Potenziale ist eine Groß-Wärmepumpe, die mit Luft betrieben wird, zu empfehlen. Die Standortwahl an der bestehenden Heizzentrale erfüllt bereits Anforderungen an Lärm- und Schallemissionen zum Aufstellen solcher Anlagen.</p> <p>Nächste Schritte zur Umsetzung des Projekts:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Abgestimmte Koordination der Ausbaustrategie von Bestandsgebiet und Neubaugebiet Nordost. Der Aufbau einer Parallelstruktur des Wärmenetzes und der Heizzentralen ist zu vermeiden. 2. Abstimmung über zusätzlichen Flächenbedarf für den Ausbau der Bestandszentrale 3. Bestimmen der benötigten Leistung, Wärmemenge, Temperaturen im Wärmenetz, angestrebten EE-Anteil im Neubaugebiet. Dies könnte ebenfalls als Teilergebnis der BEW -Transformationsstudie erhalten werden. 	
<i>PV-Erzeugung</i>	ca. 2.600 MWh (Abschätzung nach GIS Tool !)
<i>CO₂-Einsparung Wärmeerzeugung bei Einsatz von Luft-Wärmepumpen</i>	
<i>EE-Anteil Wärmenetz</i>	mind. 50 % im Jahr 2030 (Erweiterung Bestandsnetz) 100 % im Jahr 2040
<i>Primärenergiefaktor</i>	im Rahmen der Detailplanungen zu ermitteln, zw. ca. 0,35 - 0,49
<p><i>Wirtschaftlichkeit:</i></p> <p>Die Wirtschaftlichkeit der Versorgung des Bestands- und Neubaugebiets Fallenbrunnen über ein Wärmenetz kann nur im Rahmen einer BEW-Transformationsstudie und einer ausführlichen projektspezifischen Wirtschaftlichkeitsberechnung untersucht werden. Die Kosten der Transformationsstudie belaufen sich auf ca. 300.000 Euro.</p>	
<p><i>Eignung für dezentrale Versorgung:</i></p> <p>Aufgrund der bereits vorhandenen Netzinfrastruktur im Fallenbrunnen, soll diese weiter ausgebaut werden. Aus diesem Grund wird von separaten, dezentralen Versorgungsvarianten abgeraten. Sollten dennoch dezentrale Anlagen in Betracht gezogen werden, sollte ggf. die Umweltwärme Luft mittels Wärmepumpen genutzt werden, da das Potenzial für oberflächennahe Geothermie nur beschränkt verfügbar ist. Es ist darauf zu achten, dass es nicht zu Lärmemissionen in unmittelbarer Nähe zur Wohnbebauung kommt.</p>	
<p><i>Maßnahmenvorschläge:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Durchführung einer BEW-Transformationsstudie: Bestandsgebiet und Neubaugebiet (Nordost) als gemeinsames Netz untersuchen • Klärung der Eigentumsverhältnisse zur Nutzung weiterer Liegenschaften für den Ausbau einer Freiflächen- Solarthermie-Anlage. 	
<p><i>Umsetzungsbeginn:</i></p> <p>Nach Fertigstellung der BEW-Transformationsstudie kann eine Umsetzung voraussichtlich ab dem Jahr 2025 erfolgen.</p>	

6.1.6 Manzell

Abbildung: Lageplan des Untersuchungsgebiets FN-Manzell (SWSee-Geoportal, 2023)



Gebiet:

Das Gebiet Manzell (und Umkreis), zwischen der Kernstadt und Fischbach gelegen, liegt in einer strategischen Ausbaureichweite zu den Wärmenetzgebieten Fallenbrunnen und Klinikum Friedrichshafen. Über die Hälfte des Wärmebedarfs von 15 GWh/a werden aktuell mit Gas versorgt. Die Gebäude werden hauptsächlich für den Wohnzweck genutzt. Entlang des Rotkehlchenwegs und der Stockerholzstraße befinden sich große Wohnbebauungen die als Ankerkunde zum Aufspannen eines Wärmenetzes dienen können. Mit einem Wärmeabsatzanteil von ca. 25% kann somit bereits ein großer Versorgungsanteil im Gebiet abgedeckt werden, ohne kleinere Gebäude frühzeitig anschließen zu müssen.

Größere Wohnbebauung befindet sich außerdem im nördlichen Bereich von Manzell entlang der Schnetzenhauser Straße und dem Sauerbruchweg.

Ziele/Perspektiven für die Stadtentwicklung und Wärmeversorgung:

Im Süden befindet sich das Werk 2 der MTU (Rolls Royce Power Systems) als potenzieller Abwärme Lieferant. Mit einer im Werk 2 bestehenden Seewasserentnahme, die hauptsächlich für die Prozesskühlung kaltes Seewasser aus dem See entnimmt, könnten Synergien von Abwärme- und Seewassernutzung entstehen. Im Rahmen der Nutzung des MTU Standorts zur Wärmeversorgung und einer östlichen Gebietserweiterung, kann außerdem die Zeppelin-Universität mitversorgt werden. Ein Standort zur Nutzung von Seethermie wurde am Seemooser Horn verortet. Im angrenzenden Flurstück (81/5) zum Segelverband und Yachtclub, liegt ein kommunales Grundstück, dass für die Nutzung einer Seethermiezentrale für die westliche Stadtversorgung Richtung Windhag und Fallenbrunnen zuständig sein könnte. Mit einer südlichen Wärmenetzerweiterung aus dem Gebiet Fallenbrunnen, stünden weitere Wärmeerzeuger für die Gebietsversorgung zur Verfügung. Für eine großflächige Wärmeversorgung ist ein Anschluss in Richtung Fischbach, Stockerholz oder Seemoos (über bspw. Bodenseeschule St. Martin) zu diskutieren. Außerdem bedarf dieser Ring eine

<p>Nordachse in Richtung Stockerholz/ Klinikum Friedrichshafen. Projekthindernisse könnten die Querung der Zeppelinstraße, sowie die Bahntrasse sein.</p>	
<p>Projekt:</p> <p>Das Bestimmen der verfügbaren Abwärmemenge aus Werk 2 der MTU (Rolls Royce Power Systems) anhand eines Transformationspfades kann Aufschluss über die Erweiterbarkeit des Gebiets Manzell und dessen Versorgung geben. Eine Machbarkeitsstudie zur Umsetzung einer Seethermiezentrale am Seemooser Horn (Flurstück 81/5) hebt das Potenzial aus dem Bodensee und verbindet es mit der Abwärmenutzung aus dem Werk 2 der MTU.</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. Transformationsplan Abwärme zur Nutzung der Abwärmepotenziale aus dem Werk 2 der MTU 7. Machbarkeitsstudie zur Nutzung von Seethermie im Energieverbund „Seemooser Horn“ mit Anschluss an die Zeppelin Universität und Manzell. 	
PV-Erzeugung	ca. 2.600 MWh (Abschätzung nach GIS Tool !)
CO ₂ -Einsparung Wärmeerzeugung WP-Lösung (KNW-Netz) gegenüber einer Lösung mit 65 % EE-Anteil gemäß GEG 2023	
EE-Anteil Wärmenetz	mind. 65 % bei Inbetriebnahme 100 % im Jahr 2040
Primärenergiefaktor	im Rahmen der Detailplanungen zu ermitteln, zw. ca. 0,35 - 0,49
<p>Wirtschaftlichkeit:</p> <p>Die Wirtschaftlichkeit der Versorgung des Gebiets Manzell mit Abwärme bzw. Seethermie und folglich dem Bau einer neuen Wärmenetzinfrastruktur, kann nur im Rahmen einer BEW-Transformationsstudie und einer ausführlichen projektspezifischen Wirtschaftlichkeitsberechnung untersucht werden. Die Kosten der Studie belaufen sich auf ca. 300.000 Euro.</p>	
<p>Eignung für dezentrale Versorgung:</p> <p>Im Gebiet Manzell wird aufgrund der Vielzahl der möglichen Erneuerbaren Energien Quellen ein Wärmenetz empfohlen. Sollten dennoch dezentrale Anlagen in Betracht gezogen werden, sollten Liegenschaften, die an die Schnetzenhauser Straße sowie in den Wohnblockbebauungen im Rotkehlchenweg und Wasenöschstraße das Potenzial von oberflächennaher Geothermie in gesonderter Weise untersuchen lassen. Für die Reihenhausbebauung und weitere Gebäudenutzungen sind Luft-Wärmepumpe oder Biomassekessel einzusetzen. Es ist darauf zu achten, dass es nicht zu Lärmemissionen und Schallbelästigung innerhalb der engen Wohnbebauung kommt.</p>	
<p>Maßnahmenvorschläge:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durchführung einer BEW-Transformationsstudie für die Nutzung von Abwärme aus dem Werk 2 der MTU. Dies könnte in Kooperation mit der Zeppelin Universität geschehen. • Durchführung einer BEW-Machbarkeitsstudie für die Nutzung von Seethermie am Standort „Seemooser Horn“ aufbauend auf die Studie „thermische Seewassernutzung Friedrichshafen.“ 	
<p>Umsetzungsbeginn:</p> <p>Nach Fertigstellung der BEW-Transformationsstudie kann eine Umsetzung voraussichtlich ab dem Jahr 2025 erfolgen.</p>	

Fazit: Die Gebietssteckbriefe schlagen eine zentrale Versorgung mittels Wärmenetzen vor. Dennoch wird davon ausgegangen, dass 10% der Gebäude, die in einem Wärmenetz-eignungsgebiet liegen, dezentrale Einzelheizungen einbauen werden (siehe auch Kapitel 5.2). Dezentrale Heizungsalternativen werden jeweils am Ende des Gebietssteckbriefs beschrieben. In Tabelle 13 werden alle Aussagen der verfügbaren Erneuerbaren- Energien Potenziale (wie in Kapitel 0 beschrieben) für zentrale aber auch dezentrale Versorgungssysteme zusammenfasst:

Tabelle 13: Erneuerbare Energien Quellen der jeweiligen Eignungsgebiete

Energie-träger Stadtgebiet	See-wasser	Abwas-ser	Bio-masse	Solar	Grüne Gase	Ab-wärme	Tiefen-geother-mie	Oberfläch. Geothermie	Außen-luft
Wiggen-hausen	Red	Red	Green	Green	Green	Red	Red	Yellow	Green
Fallenbrun-nen	Red	Red	Green	Green	Green	Yellow	Red	Red	Green
St. Georgen	Green	Green	Yellow	Red	Yellow	Red	Red	Yellow	Green
Löwental	Red	Red	Red	Red	Green	Yellow	Red	Green	Green
Manzell	Green	Red	Yellow	Red	Yellow	Green	Red	Yellow	Green
Hofen	Green	Red	Red	Red	Green	Green	Red	Yellow	Green

Um eine treibhausgasneutrale Stadtversorgung von Gebäuden durch den Ausbau von Wärmenetzen zu ermöglichen, ist eine enge Zusammenarbeit zwischen der Kommune und dem lokalen Wärmenetzbetreiber von entscheidender Bedeutung. Die Kommunen haben hierbei eine wichtige Rolle als Koordinator beim Ausbau der netzbasierten Wärmeversorgung.

Soll das Ziel einer flächendeckenden Wärmenetzversorgung im Kernstadtbereich (vgl. Kapitel 5.2) erreicht werden, ist der Aufbau von kleinen Inselnetzen, betrieben durch verschiedene Unternehmen, zu vermeiden. Der Zusammenschluss kleinerer Netze zu einer gesamtstädtischen Wärmeversorgung gelingt nur, wenn Parameter wie das Temperaturniveau innerhalb des Wärmenetzes identisch ist (für Heizwärme und Trinkwassererwärmung), einer einheitlichen Spreizung (Unterschied von Vor- und Rücklauf) vorliegt und Drücke innerhalb der Wärmenetzleitungen durch ähnliche Rohrdurchmesser aufeinander abgestimmt sind. Aktuell im Stadtgebiet betriebene Wärmenetze verteilen Heizwärme auf einem Temperaturniveau von ca. 80-90°C („Warmes Netz“).

Am Beispiel identischer Temperaturniveaus innerhalb eines Wärmenetzes wird klar, dass ein Zusammenschluss eines warmen Netzes mit ca. 80-90 °C nicht kompatibel ist mit einem kalten Nahwärmenetz (häufig im Falle von Erdwärmesonden oder Grundwassernutzung) mit Temperaturen von ca. 10-15 °C. Heizwärme wird über die Übergabestation an den Heizkreislauf innerhalb des Gebäudes übergeben. Die mit heißem Wasser durchströmten Radiatoren geben die Wärme an den Raum ab, ohne dass diese über eine Zwischenanhebung durch z.B. dezentrale Wärmepumpen nacherhitzt werden muss. Im Gegensatz dazu, wird bei der kalten Nahwärme ein Temperaturniveau von ca. 15 °C an hauseigene Wärmepumpen abgegeben, die diese auf eine nutzbare Temperatur von ca. 40°C (für

z.B. Fußbodenheizung) anheben. Somit zeigt sich bereit schon bei der Raumwärmebereitstellung Unterschiede bei der Nutzung der im Wärmenetz anliegenden Temperatur.

Die Trinkwassererwärmung limitiert ebenfalls einen Netzzusammenschluss eines warmen Netzes und einer kalten Nahwärme. In einem Netz mit Temperaturen um 80- 90 °C kann Trinkwasser direkt, neben der Heizwärme, aus dem Gebäudenetz entnommen werden. Wohingegen bei niedriger Netztemperatur (10- 15 °C) muss neben der Erwärmung für die Fußbodenheizung, ein Temperaturniveau von ca. 60 °C für die Trinkwassererwärmung bereitgestellt werden. Dies geschieht innerhalb der Heizungswärmepumpe oder gesondert über eine sog. Booster-Wärmepumpe, die den Temperaturhub für ausschließlich den Trinkwasserbedarf von 40°C auf 60°C bewerkstelligt. Verschiedene Netztemperaturen verlangen unterschiedliche Komponenten innerhalb des Wärmenetzes und der angeschlossenen Gebäude. Daher ist ein Zusammenschluss (auch über Wärmetauscher) von Netzen mit unterschiedlichen Eigenschaften nicht möglich.

ENTWURF - ggf. unvollständig

6.2 Maßnahmenkatalog

6.2.1 Priorisierte Maßnahmen gemäß KlimaG

Im Rahmen des KlimaG BW, § 27, ist die Verpflichtung zur Benennung von fünf Maßnahmen festgelegt:

„Es sind mindestens fünf Maßnahmen zu benennen, mit deren Umsetzung innerhalb der auf die Veröffentlichung folgenden fünf Jahre begonnen werden soll.“

Diese fünf Maßnahmen werden folgend beschrieben. Die finale Festlegung der fünf Maßnahmen durch den Gemeinderat FN ist ausstehend.

Es wird darauf hingewiesen, dass innerhalb dieser fünf Maßnahmen keine weitere Priorisierung bzgl. der Reihenfolge deren Durchführung besteht. Es handelt sich nur um eine laufende Nummerierung (M1, M2, ...)

Tabelle 14: Priorisierte Maßnahmen gemäß KlimaG mit Kostenindikation zum Anfertigen von Studien

Lau-fende Nr.	Beschreibung	Kostenschät-zung für Maß-nahme (Studie)
M1	Zielnetzplanung zum Aufbau eines Stadtnahwärmenetzes durch den Zusammenschluss und Erweiterung von Bestandsnetzen	ca. 300.000 € - 500.000 €
M2	Machbarkeitsstudie, z.B. im Rahmen des BEW-Programms, Seethermie in Friedrichshafen; detaillierte Standortentwicklung (auf Grundlagen aus Gutachten CSD Ingenieure)	ca. 200.000 € - 300.000 € je Standort
M3	Machbarkeitsstudie, z.B. im Rahmen des BEW-Programms, Abwassernutzung Klärwerk Friedrichshafen	ca. 100.000 € bis 300.000
M4	Machbarkeitsstudie, z.B. im Rahmen des BEW-Programms, Abwärmenutzung Industrie (z.B. MTU Werke für z.B. Hofen, Fischbach und Manzell)	ca. 100.000 € bis 300.000 €
M5	Machbarkeitsstudie, z.B. im Rahmen des BEW-Programms, Wärmenetz Ailingen	ca. 100.000 € bis 200.000 €

M1: Machbarkeitsstudie zum Aufbau eines Stadtnahwärmenetzes durch den Zusammenschluss und Erweiterung von Bestandsnetzen

Luftbild, Lageplan	
Beschreibung der Maßnahme	<p>Technische und wirtschaftliche Betrachtung des Ausbaus der Nahwärmeversorgung Friedrichshafen zu einem Gesamtnetz zur Versorgung aller in der KWP ausgewiesenen Nahwärmegebiete.</p> <p>Inhalte der Studie:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Definition der flächigen Ausbreitung des zukünftigen Stadtnahwärmenetzes - Abschätzung von technischen und geografischen Hürden, die Auswirkungen auf den Netzausbau haben - Definition von räumlichen und technischen Rahmenbedingungen für zukünftige Heizzentralen - Technische Definition einer möglichen Netzstruktur (basierend auf den möglichen Heizzentralen und den in der KWP erhobenen Wärmeverbrauchern) unter Berücksichtigung der bestehenden Netze und Erzeugungsanlagen - Aufteilung des zukünftigen Netzes in logische Ausbauschnitte - Wirtschaftliche Gesamtbetrachtung und Betrachtung der Ausbauschnitte - Ableitung von notwendigen finanziellen und politischen Rahmenbedingungen - Entwicklung eines Zeitplans für die Ausbauschnitte des Gesamtnetzes (unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen)
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	Ca. 300.000 – 400.000 €
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	Keine Angabe, Erzeugung steht noch nicht fest
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	•
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	

M2: Thermische Seewassernutzung

Insgesamt wurden 13 Standorte im Stadtbereich von Fischbach bis St. Georgen auf generelle Machbarkeit geprüft. Dazu wurden die folgenden Kriterien angeführt: Nähe des Standorts der Wasserentnahme zum nächsten (geplanten) Wärmenetz, Wärmebedarfsdichte innerhalb des angrenzenden Bebauungsgebiets, Gebäudestruktur (Alter der Heizung, Gebäudealter, Gebäudetyp) für eine mögliche Erweiterung des Seewasserversorgungsgebiets, Länge der zu bauenden Seewasserleitung für die Erreichbarkeit der Entnahme-/Einleittiefe von ca. 25m, Mögliche Interessenskonflikte durch Naturschutz, Schifffahrt und Fischerei und abschließend die Eigentumsverhältnisse der potenziellen Grundstücke für den Bau einer Heizzentrale.

Die Standortvorschläge der Stadt Friedrichshafen wurden jeweils in der kommunalen Wärmeplanung sowie in der Studie zur thermischen Nutzung von Seewasser in Friedrichshafen berücksichtigt. Ein Abweichen der Standortvorschläge aus der kommunalen Wärmeplanung zur externen Studie sind möglich.

M2: Seewassernutzung im Stadtgebiet

Maßnahme 1 (M1) empfiehlt die folgenden Standorte (ausgewählt nach den Kriterien in Kapitel 6.2.1) zur näheren Betrachtung in, zum Beispiel BEW Machbarkeitsstudien, für die Entwicklung eines Energieverbunds mit Nutzung von Seewasser: Wasserwerk Friedrichshafen, „Hinterer Hafen“, Seemooser Horn. Eine detaillierte Auswertung der präferierten Standorte wird Ende November 2023 in einer separaten Studie zur thermischen Nutzung von Seewasser in Friedrichshafen weitere Ergebnisse bringen.

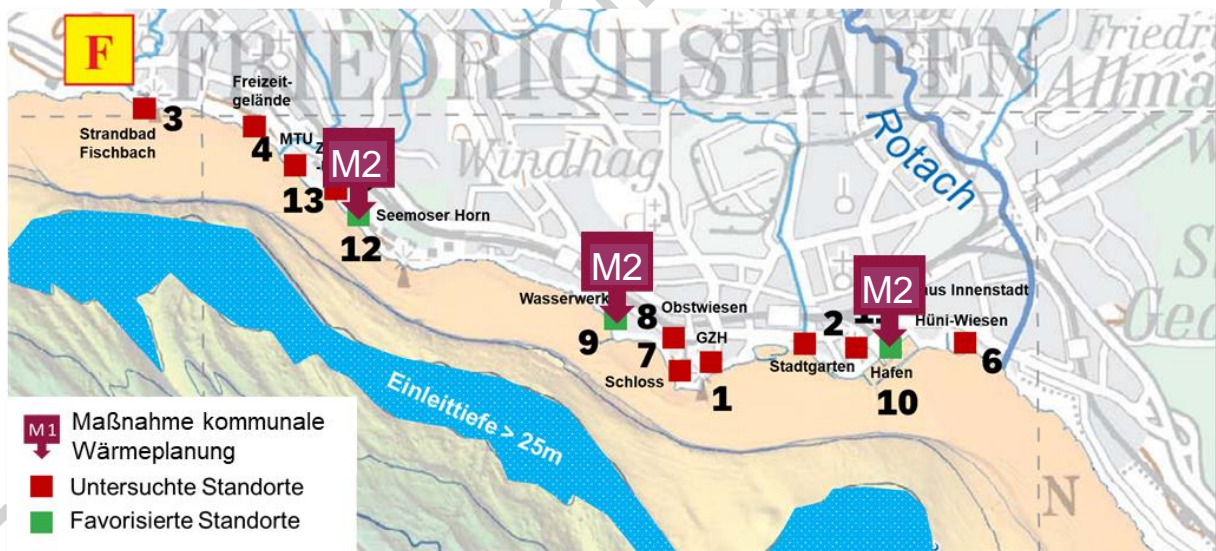


Abbildung 44: Lageplan aller untersuchten Seethermie-Standorte entlang des Bodenseeuferes

M2: Seethermie am Wasserwerk Friedrichshafen

Luftbild, Lageplan	 <p>(Lage innerhalb Friedrichshafen siehe Abbildung 44)</p>
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Der Energieverbund Hofen mit ca. 15 - 25 GWh kann durch die bestehenden Seewasserleitungen des Wasserwerks versorgt werden. Für die Rückgabe des abgekühlten Wassers muss eine zusätzliche Leitung gebaut werden, die den Abstandsregelungen des IKGB genügt. Voraussetzung für die Unterbringung der Anlagentechnik ist ein Flächenbedarf von ca. 500 qm Heizzentrale (zzgl. Pufferspeicher). Darin finden Wärmepumpen mit einer Leistung von ca. 6 MW Platz. Das Wärmenetz mit einer Länge von ca. 4 km (inkl. Hausanschlussleitungen) versorgt ca. 280 Gebäude im Gebiet. Die tatsächliche Genehmigungsfähigkeit ist Rahmen der Studie „Thermische Nutzung von Seewasser“ zu prüfen. Detaillierte Ausstreckungen (Trassenpläne, Leitungsdimensionen etc) des Wärmenetzes sowie Projektrisiken (z.B. Querung der Bahntrasse) sind in einer anschließender BEW Machbarkeitsstudie zu prüfen.</p>
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	Machbarkeitsstudie: Projektumsetzung:
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	3.371 Tonnen CO ₂ e
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025) • Bau Anlage zur Seethermienutzung (ca. 2027)

Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (GR Beschluss), Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See), Fachplaner, Landratsamt, sonstige Stakeholder
---	---

M2: Seethermie am Hinteren Hafen

Luftbild, Lageplan	
(Lage innerhalb Friedrichshafen siehe Abbildung 44)	
Beschreibung der Maßnahme (Ge- bietsgröße, Netz- länge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Die Versorgung der Innenstadt bzw. des westlichen Teils von St. Georgen kann über die Nutzung von Seethermie aus dem Gebiet „Hinterer Hafen“ (Baufenster 1 oder Baufenster 2) erfolgen. In der Heizzentrale mit einem Flächenbedarf von ca. 700 qm (inkl. Seewasserauffassung) finden Wärmepumpen mit einer Leistung von ca. 6 MW Platz. Seewasser wird durch 2 Entnahmeleitungen mit einer Länge von ca. 1.200-1.800 Metern und einem Durchmesser von 450 mm durch Pumpen in die Seewasserauffassung geleitet. Die Länge der Seewasserleitung ist aufgrund der langen Flachwasserzone vor dem Hafengebiet notwendig. Eine bauliche Umsetzung der Seewasserleitung durch das Hafengebiet und Kaimauer muss durch gesonderte Gutachten festgestellt werden. Durch eine Wärmenetzlänge von ca. 4,5 km (inkl. Hausanschlussleitungen) werden 210 Gebäude versorgt. Die generelle Machbarkeit wird in der Studie „Thermische Nutzung von See-</p>

	wasser“ bis Ende November 2023 ermittelt. Eine BEW Machbarkeitsstudie beschreibt die Umsetzungsfähigkeit vor Ort in einer größeren Detailtiefe.
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	Machbarkeitsstudie: Projektumsetzung:
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	7.363 Tonnen CO ₂ e
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025) • Bau Anlage zur Seethermienutzung (ca. 2027)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (GR Beschluss), Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See), Fachplaner, Landratsamt, sonstige Stakeholder

M2: Seethermie am Seemooser Horn

Luftbild, Lageplan	<p>(Lage innerhalb Friedrichshafen siehe Abbildung 44)</p>
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	Die Versorgung von Fischbach (ggf. auch Manzell) bzw. des Areals rund um die Zeppelin Universität kann mit einer Seethermie-Heizzentrale (Vorschlag zum Bau der Infrastruktur auf dem städtischen Flurstück 81/5) am Seemooser Horn erfolgen. In der Heizzentrale mit einem Flächenbedarf von ca. 700 qm (inkl. Seewasserefassung) finden Wärmepumpen mit einer Leistung von ca. 6 MW Platz. Seewasser wird durch 2 Entnahmeleitungen mit

	einer jeweiligen Länge von ca. 500 Metern und einem Durchmesser von 450 mm durch Pumpen in die Seewasserefassung geleitet. Durch eine Wärmenetzlänge von ca. 4,5 km (inkl. Hausanschlussleitungen) werden 210 Gebäude versorgt. Die generelle Machbarkeit wird in der Studie „Thermische Nutzung von Seewasser“ bis Ende November 2023 ermittelt. Eine BEW Machbarkeitsstudie beschreibt die Umsetzungsfähigkeit vor Ort in einer größeren Detailtiefe.
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	Machbarkeitsstudie: Projektumsetzung:
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	1.999 Tonnen CO ₂ e
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025) • Bau Anlage zur Seethermienutzung (ca. 2027)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (GR Beschluss), Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See), Fachplaner, Landratsamt, sonstige Stakeholder

Weitere Standorte, die für eine zukünftige Betrachtung in Frage kommen:


Wärmeversorgung aus dem Graf-Zeppelin-Haus

Die Wärmepumpe im Graf-Zeppelin-Haus nutzt Seewasser als Quelle und wird derzeit ausschließlich für die Kühlung eingesetzt. Um eine Wärmeversorgung zu ermöglichen, ist ein Austausch des Kältemittels erforderlich, welches den geltenden rechtlichen Bestimmungen entspricht. Die Betriebserlaubnis der Wärmepumpe läuft bis 2023, wird jedoch nach jetzigem Planstand verlängert. Eine Erweiterung der Versorgung aus dem Graf-Zeppelin-Haus ist derzeit aufgrund rechtlichen Anforderungen nicht möglich. Können in Zukunft die rechtlichen Vorgaben eingehalten werden, bildet das GZH durch den Ausbau der Seewasserentnahmeleitung auf ca. 1.000 m eine Erzeugungsoption für den westlichen Innenstadtbereich.

Seewassernutzung aus der Prozesskühlung der MTU am Werk 2 (Manzell)

Bei Abstimmung mit der MTU (Rolls-Royce Solution GmbH) zum möglichen anfallenden Abwärmemengen (siehe auch M4: Abwärmennutzung Industrie), die in Wärmenetzen genutzt werden können kam das Potenzial zur Weiternutzung des erwärmten Seewassers (auf ca. 45°C) aus Kühlprozessen auf. So könnte bei der baulichen Auskopplung der Abwärme gleichfalls die Nutzung des Seewassers mitberücksichtigt werden.

M3: Abwassernutzung Klärwerk Friedrichshafen

Luftbild, Lageplan	
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Die Versorgung von St. Georgen kann (teilweise) durch die Nutzung des Abwassers aus dem Klärwerksauslaufs sichergestellt werden. Mit einem Flächenbedarf von ca. 600 m² (auf den Flurstücken 1295/1 oder 1296/6) kann eine Heizzentrale mit Wärmepumpen mit einer Leistung von ca. 3 MW rund 15 GWh Wärme aus dem Abwasser gewinnen. Damit werden ca. 41% der im Moment eingesetzten fossilen Brennstoffe verdrängt. Insgesamt bietet das Gebiet St. Georgen ein Anschlusspotenzial von 560 Gebäuden. Anhand einer Wärmeleitung mit ca. 800 Metern Länge vom Klärwerk kommend, kann das Berufsschulzentrum mit dessen Holzhackschnitzelanlage in die Wärmeversorgung von St. Georgen eingebunden werden. Perspektivisch kann ebenso eine Versorgung mittels Seethermie (M1: „Hinterer Hafen“) in das System eingebunden werden. Eine BEW Machbarkeitsstudie beschreibt die Umsetzungsfähigkeit vor Ort in einer größeren Detailtiefe und verbindet gleichzeitig die Konzeptionierung des neuzubauenden Wärmenetz mit dem Bestandsnetz.</p>
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	Machbarkeitsstudie: Projektumsetzung:
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	4.054 Tonnen CO ₂ e (bei Einbindung der Holzhackschnitzelanlage).
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025)

	<ul style="list-style-type: none">• Bau Anlage zur Abwassernutzung (WP & Wärmetauscher ca. 2027)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Insti- tution	Stadt Friedrichshafen (GR Beschluss), Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See), Klärwerk Friedrichshafen, Landratsamt, sonstige Stakeholder

ENTWURF - ggf. unvollständig

M4: Machbarkeitsstudie Abwärmenutzung Industrie

Abwärmenutzung aus der MTU

Luftbild, Lageplan	
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Laut des Fragebogens zur Verfügbarkeit nutzbarer Abwärme meldete die MTU als einziges Industrieunternehmen nutzbares Potenzial zurück. Die restlichen befragten Unternehmen nutzen ihre Abwärme innerhalb der Prozesse selbst oder sind aufgrund des Aufwandes nicht an einer Auskopplung interessiert. Im Rahmen des Workshops für Industrieunternehmen könnten vor allem in den Dialog mit Unternehmen gegangen werden, die keine verfügbaren Mengen an Abwärme zurückgemeldet haben, um die die Hindernisse bei Auskopplung der Abwärme in Erfahrung zu bringen. Eine Studie zur Abwärmenutzung der Industrieunternehmen in der Kernstadt bei MTU (Werk 1), ZF und Zeppelin Systems kann in Verbindung mit M1: Seethermie Wasserwerk Friedrichshafen gekoppelt werden. Auch könnten Synergien bei der Abwärmenutzung der MTU in Werk 2 und M1: Seethermie Seemooser Horn entstehen. Die MTU hat bereits Interesse an einer Zusammenarbeit (ggf. in Kooperation mit der Zeppelin Universität) anklingen lassen.</p>
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	<p>Machbarkeitsstudie: 100.000 €</p> <p>Projektumsetzung: 2.500.000 € für Abwärmeauskopplung bei der MTU (Referenzprojekt: Abwärmenutzung Wärmenetz Heinrich-Heine- Straße).</p>
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	2.083 Tonnen CO ₂ e
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • GR Beschluss zur Umsetzung dieser Maßnahme (Mitte 2024) • Kooperationsvereinbarung zw. Stadtwerk am See, Zeppelin Universität und MTU (Mitte 2024) • Fördermittelbeantragung BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Ende 2024) • Abschluss Machbarkeitsstudie Abwärmenutzung (Ende 2025)

Verantwortlichkeit Fachbereich/Insti- tution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR), Industrieunternehmen MTU, Zeppelin Universität, Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See)
---	--

ENTWURF - ggf. unvollständig

M5: Machbarkeitsstudie Wärmenetz Ailingen

Luftbild, Lageplan	
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Aufbau einer Nahwärmeversorgung für das Wellenbad, der Rotachhalle mit Ausbau der Erzeugungsanlagen zur Versorgung des Gebiets Tobelesch. Das Gebiet Ailingen weist vor allem in den Straßenzügen Heiliggasse/ Eckmähde, Kirchweg/ Boskopstraße und Hauptstraße hohe Wärmebedarfe auf. Eine Heizzentrale innerhalb des Gebäudes der Rotachhalle versorgt ein Wärmenetz, dass bereits durch den Anschluss von Rotachhalle und Wellenbad zwei große Ankerkunden in einen wirtschaftlichen Betrieb gehen kann. Offene Punkte für eine Machbarkeitsstudie nach BEW sind die Standortfindung der Heizzentrale (innerhalb der Rotachhalle oder ggf. auf angrenzenden Flurstücken), Auslegung der Anlagenkomponenten wie z.B. Luft-Wärmepumpe und die Anzahl der potenziellen Anschlussnehmer im Gebiet Tobelesch.</p>
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	<p>Machbarkeitsstudie: 100.000 €</p> <p>Projektumsetzung: nach Machbarkeitsstudie zu bestimmen</p>
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	Keine Angabe, Erzeugung steht noch nicht fest
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025)

	<ul style="list-style-type: none">• Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025)• Bau der Anlagen zur Wärmeversorgung in Ailingen (ca. 2027)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Insti- tution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR), Ortschaftsrat Ailingen, Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See)

ENTWURF - ggf. unvollständig

6.2.2 Zusätzliche Maßnahmen

Neben den als besonders zielführend im Rahmen des KlimaG erachteten priorisierten Maßnahmen, werden im Folgenden noch weitere Maßnahmen genannt, die im Rahmen der KWP identifiziert wurden und deren Umsetzung ebenso zu den Zielen des KlimaG beitragen würde.

Tabelle 15: Katalog der vorgeschlagenen Maßnahmen mit Kostenindikation zum Anfertigen von Studien

	Beschreibung (<i>Ausstehende Priorisierung durch die Stadt Friedrichshafen zum Start der Umsetzung in den nächsten 5 Jahren</i>)	Kosten für Maßnahme (Studie)
M6	Machbarkeitsstudie Gasnetztransformation Wasserstoff	offen
M7	Transformationsstudie Fallenbrunnen Nordost	ca. 300.000€
M8	Ausweisen von großflächigen Sanierungsgebieten in altem Gebäudebestand durch die Stadt	n.A.
M9	Ausweisen von PV- /Agri-PV-Vorzugsflächen gemäß externen Gutachten	n.A.
M10	Machbarkeitsstudie für eine klimaneutrale Gebietsversorgung in z.B. Hirschschlatt / Kreuzlinger Straße	ca. 50.000 €
M11	Entwicklung einer Ausbaustrategie der Stromnetze für dezentraler Wärmepumpe	ca. 150.000 €
M12	Machbarkeitsstudie zur lokalen Wärmeversorgung in den Ortsteilen Kluffern und Ettenkirch	ca. 50.000 € je Ortsteil
M13	M13: Transformationsplan Löwental und Wiggenhausen	ca. 150.000 €

M6: Machbarkeitsstudie Gasnetztransformation Wasserstoff

<p>Luftbild, Lageplan</p>	
<p>Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)</p>	<p>Aufbau einer Wasserstoffherzeugung (ab 2040) innerhalb Friedrichshafens mit einem Wasserstoff-Inselnetz (Planung ab 2035) zwischen den Industrieunternehmen MTU, SWF und Zeppelin Systems (mit vorrangigem Anschluss) und des Messezentrums/Flughafen. Dafür kann das bestehende Erdgasnetz durch Umwidmung auf Wasserstoff genutzt werden. Konkret sollen die Leitungen zwischen ZF Werk 2, ZF Werk 1 und Flughafen betroffen sein. Diese Leitung soll in Zukunft als Verbindungsleitung eines möglichen Wasserstoffnetzes aus dem Norden (Ravensburg) dienen. Eine Machbarkeitsstudie könnte freie Potenziale der H₂-Verteilung für die städtische Wärmeversorgung in den Heizzentralen (HZE) Nordstadt, Löwental und Wiggenhausen durch die Abwärmenutzung in Elektrolyse/H₂-BHKW zeigen. Damit ließen sich 17 GWh an fossilem Erdgas einsparen. Eine Wasserstoffversorgung für den Privatkundenanschluss ist nicht vorgesehen.</p>
<p>Eignungsgebiet</p>	<p>Wärmenetz</p>
<p>Kosten</p>	<p>Machbarkeitsstudie: offen Projektumsetzung: in Abstimmung mit den Projektpartnern</p>
<p>Mögliche Treibhausgasminde- rung</p>	<p>Keine direkten Einsparungen abschätzbar. Bei einem zukünftigen Bezug von grünem Wasserstoff von 17 GWh werden 4.000 Tonnen CO₂e eingespart.</p>
<p>Nächste Schritte, Termine und Um- setzungsbeginn</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vorstellung der Ergebnisse der Gasnetztransformation bei den entsprechenden Industrieunternehmen (Mitte 2023: bereits durch das Stadtwerk am See gestartet) • GR Beschluss zur Umsetzung dieser Maßnahme (Mitte 2024)

	<ul style="list-style-type: none"> • Kooperationsvereinbarung zw. den Industrieunternehmen und dem Stadtwerk am See (Gas- und Wärmesparte) (Ende 2024) • Beantragung mögl. Fördermittel (unklares Förderprogramm) (Anfang 2025)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR), Gasnetzbetreiber Stadtwerk am See, Wärmenetzbetreiber Stadtwerk am See, Industrieunternehmen MTU, ZF, SWF (Teilnehmer des Workshops der Unternehmen), Wärmenetzbetreiber Stadtwerk am See

M7: Transformationsstudie Fallenbrunnen Nordost

Luftbild, Lageplan	<p><u>Erklärung</u> Gestrichelt: Verbindung zum bestehenden Netz</p> 
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Der Neubauabschnitt Nordost in Fallenbrunnen weist ein Potenzial von zusätzlichen 3,5 GWh/a (unbekannte Bedarfe der Gewerbegebäude) auf, sodass ca. 11 GWh/a Wärme über ein Wärmenetz bereitgestellt werden kann. Dafür muss die bestehende Heizzentrale (200 qm) um 300 qm erweitert werden, sodass eine Luft-Wärmepumpe schallgeschützt hinter der Heizzentrale aufgestellt werden kann. Außerdem könnte im Sommer / in Übergangsjahreszeiten die Grundlast-Wärme ggf. über eine ca. 1 ha große Solarthermieanlage im Norden der Bestandszentrale bereitgestellt werden. Die bestehenden Wärmenetzleitungen sind bereits auf einen nordöstlichen Ausbau mit Anschlussstutzen vorbereitet. Im Rahmen einer Transformationsstudie Wärmenetz nach BEW muss der neu zu bauende Versorgungsabschnitt für den Bauabschnitt Nordost und das bestehende Wärmenetz gemeinsam betrachtet werden. Die separate Betrachtung eines an ein bestehendes Wärmenetzgebiet angrenzenden Neubaugebiets widerspricht den Zielen der kommunalen Wärmeplanung, z.B. durch die Verbindung mehrerer Netze Synergien und Versorgungssicherheit zu schaffen. Somit sollte der Aufbau eines</p>

	neuen „Insel-Wärmenetzes“ im Neubaugebiet vermieden werden.
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	Machbarkeitsstudie: ca. 300.000 € Projektumsetzung: ca. 4 Mio € bei Versorgung des Gebiets Nordost aus der bestehenden Heizzentrale
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	1.235 Tonnen CO ₂ e
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Transformationsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Transformationsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025) • Bau der zusätzlichen Anlagen (Luft-WP & Solarthermie ca. 2027)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (GR Beschluss), Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See)

M8: Ausweisen von großflächigen Sanierungsgebieten

Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	Zum Erreichen eines klimaneutralen Gebäudebestands muss der Endenergiebedarf in den Sektoren Wohnen, GHD und öffentlichen Gebäuden um ca. 43% sinken, was eine jährliche Sanierungsrate von 6,5% entspricht. Im Vergleich zur heutigen Sanierungsgeschwindigkeit bedeutet dies eine Beschleunigung von 650%. Für eine effektive Umsetzung und Ausweisung der Sanierungsgebiete sollen vor allem ältere Gebäude (Baujahr vor WSchV 1978) mit einem alten Heizungsbestand, welche bis zum heutigen Tage Heizöl als Energieträger verwenden priorisiert werden. Die Ausweisung solcher Sanierungsgebiete soll außerdem in Wärmenetz eignungsgebieten liegen, sodass nach Sanierung ein Wärmenetzanschluss den alten Heizungsbestand mit erneuerbarer Wärme ersetzt.
Eignungsgebiet	Wärmenetze
Kosten	Die Stadt Friedrichshafen weist eigenständig Sanierungsgebiete aus.

THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	Keine direkten Einsparungen ausweisbar. Der Endenergiebedarf der sanierten Gebäude reduziert sich durchschnittlich um 43 % (Kapitel 4.2)
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	Die Stadt Friedrichshafen weist eigenständig Sanierungsgebiete aus.
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR)

M9: Ausweisen von PV/ Agri-PV Vorzugsflächen

Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	In der Potenzialstudie zur Erfassung geeigneter Flächen für Solaranlagen für die Stadt Friedrichshafen (November 2022) wurden 214 ha verfügbare Freifläche für PV ausgewiesen. Für Agri-PV wurden sogar 1.176 ha gezeigt. Vor allem in den Bereichen von Wiggerhausen, Fallenbrunnen und Manzell sind Freiflächen ohne Einschränkung ausgewiesen. Diese Flächen könnten außerdem für das Aufstellen von Solarthermieanlagen herangezogen werden (vgl. M3: Transformationsstudie Fallenbrunnen Nordost, M4: Abwärmennutzung Industrie und M12: Transformationsstudien in Löwental und Wiggerhausen). Diese Studie zeigt (in Kapitel 4.3.6) ebenfalls ein freie Potenzial für Dach-PV-Anlagen von 140 GWh. Vor allem auf unbelegten großflächigen Dächern der Kommune (6,6 GWh) und Industrie (mind. 67 GWh für Anlagen >40 kWp) ist Potenzial vorhanden.
Eignungsgebiet	Nicht anwendbar
Kosten	Eine Machbarkeitsstudie liegt bereits vor. Die Ausweisung der PV/Agri-PV Vorzugsflächen könnte von der Stadt Friedrichshafen umgesetzt werden.
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	Keine direkten Einsparungen messbar, da Nutzung unbekannt (Einsatzgebiete: Wärmepumpenstrom, E-Mobilität, Mieterstrom)
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	Die Stadt Friedrichshafen weist selbstständig PV-und Agri-PV Vorzugsflächen aus.
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR)

M10: Machbarkeitsstudie für eine Gebietsversorgung Hirschlatt


Luftbild, Lageplan	
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Bau einer Solarthermieanlage zur Versorgung der von 50 Gebäuden mit einem jährlichen Wärmebedarf von ca. 2 GWh mit einem 750 Meter langen Wärmenetz. Die Solarthermieanlage kann entweder mit einem Langzeitspeicher oder einem zusätzlichen Wärmeerzeuger wie ein BHKW oder einer Luft-Wärmepumpe ergänzt werden. Lediglich die Wärmebedarfsdichte in der Prälat-Lutz-Straße zeigt eine mäßige Eignung für ein Wärmenetz. Andere Straßenzüge in Hirschlatt sind nicht geeignet.</p>
Eignungsgebiet	Einzelheizungsgebiet
Kosten	<p>Machbarkeitsstudie: ca. 80.000 €</p> <p>Projektumsetzung: 3,3 Mio €. Eine definitive Machbarkeit ist nach Abschluss einer BEW Machbarkeitsstudie zu prüfen.</p>
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	480 Tonnen CO ₂ e
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025) • Bau der Anlage zur Wärmeversorgung in Hirschlatt (ca. 2027)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR), Ortschaftsrat Ettenkirch, Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See)

--	--

M11: Ausbaustrategie der Stromnetze für dezentrale Wärmepumpen

Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	Neben dem Betrieb von Groß-Wärmepumpen (>100 kW Leistung) zur Wärmeversorgung in Wärmenetzen, sollen im Stadtgebiet bis zum Jahr 2040 insgesamt 1.500 dezentrale Wärmepumpen (Luft- und Sole-Wärmepumpen) installiert werden. Dies bedeutet ein um 300%, befinden sich heutzutage ca. 500 Wärmepumpen im Stadtgebiet. Der Ausbau dezentraler Wärmepumpen in vor allem den Einzelheizungsgebieten (außerhalb der Kernstadt in ländlichem Bereich) belastet das öffentliche Niederspannungsnetz um zusätzliche 3 MW Leistung. Der Stromnetzcheck soll zeigen, ob ausreichend Leistung für den Anschluss von dezentralen Wärmepumpen in Einzelheizungsgebieten vorhanden ist.
Eignungsgebiet	Einzelheizungsgebiete
Kosten	Machbarkeitsstudie: ca. 150.000 €
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	Keine direkte Einsparung durch diese Maßnahme
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Umsetzung dieser Maßnahme nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Machbarkeitsstudie durch Stromnetzbetreiber Stadtwerk am See (Start Ende 2024)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR), Stromnetzbetreiber Stadtwerk am See

M12: Machbarkeitsstudien in Kluffern und Ettenkirch

Luftbild, Lageplan	 <p>Beispiel zur straßenweise Entwicklung eines Wärmenetzes in der Ortschaft Kluffern</p>
Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	<p>Anfertigen von Machbarkeitsstudien in den Ortschaften Kluffern und Ettenkirch. Eine generelle Machbarkeit für Wärmenetze wurde im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung bei 1400 kWh pro Jahr und Trassenmeter festgesetzt. In den Ortsteilen Kluffern und Ettenkirch wird dieser Wert nur vereinzelt (aufgrund großer Ankerkunden) erreicht. Durch Auswertung der Bestandsanalyse wird generell von einem Wärmenetz abgeraten und eher Bestrebungen in die Entwicklung von gebäudenahen Erzeugungsanlagen voranzutreiben.</p>
Eignungsgebiet	<p>Einzelheizungsgebiete</p>
Kosten	<p>Machbarkeitsstudie: ca. 80.000 € Projektumsetzung: nach Machbarkeitsstudie festzustellen</p>
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	<p>Abhängig vom Untersuchungsgebiet</p>
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung zur Umsetzung in Modul 2 BEW HOAI 5-8 (Ende 2025) • Bau der Anlagen zur Wärmeversorgung- und verteilung (ca. 2027)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	<p>Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR), Ortschaftsräte Kluffern und Ettenkirch, Energiedienstleister (z.B. Stadtwerk am See)</p>

M13: Transformationsplan Löwental und Wiggenhausen

Beschreibung der Maßnahme (Gebietsgröße, Netzlänge, Leistung, Wärmebedarf etc.)	Für den klimaneutralen Umbau der Wärmeversorgung sind treibhausgasneutrale Wärmenetze entscheidend, da diese nicht nur die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen verringern, sondern auch die effiziente Wärmeversorgung von Verbrauchern mit erneuerbaren Energien ermöglichen. Die BEW schafft Anreize für Wärmenetzbetreiber bestehende Netze zu Dekarbonisierung. Die BEW Förderung betrachtet das Wärmenetz als Ganzes und zeigt dabei den Umbau bestehender Wärmenetzsysteme – hin zu einem treibhausgasneutralen Wärmenetzsystem bis 2045 auf. Dabei werden zeitliche, technische und wirtschaftliche Faktoren untersucht. Der Transformationsplan für Löwental wird bis Ende 2023 fertiggestellt, der Transformationsplan für Wiggenhausen ist in Planung.
Eignungsgebiet	Wärmenetz
Kosten	Machbarkeitsstudie: ca. 180.000 € Projektumsetzung: je nach Ergebnis des Transformationsplans
THG Einsparungen (im Vgl zu 2022)	Wird in den jeweiligen Transformationsstudien für Wegmarken 2030 und 2040 ermittelt
Nächste Schritte, Termine und Umsetzungsbeginn	<ul style="list-style-type: none"> • Förderantrag BEW Machbarkeitsstudie nach GR Beschluss (Mitte 2024) • Abschluss BEW Machbarkeitsstudie HOAI 2-4 (Mitte 2025) • Planung und Antragstellung für HOAI 5-8 im Modul 2 BEW (Ende 2025) • Bau der Anlagen zur Wärmeversorgung (Mitte 2026)
Verantwortlichkeit Fachbereich/Institution	Stadt Friedrichshafen (Beschluss GR), Wärmenetzbetreiber Stadtwerk am See

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] AGFW, Praxisleitfaden Kommunale Wärmeplanung, 2022.
- [4] Bayerische Landesanstalt für Wald und Forst, „Merkblatt 12,“ 2014.
BfE Schweiz, Buri, R., Kobel, B. (Ryser Ing. AG), Wärmenutzung aus AW, Bern, 2004
EAWAG, Wanner O., Delavy P., Eugster J., Panagiotidis V., Siegrist H.:
Wärmerückgewinnung aus Abwassersystemen, BFE-Projekt Nr. 44177,
Schlussbericht, www.waermepumpe.ch (Forschung/Entwicklung - Berichte -
Wärmequellen - Abwasser), Dübendorf 2004
- [2] Energieagentur Ravensburg, Energie- und CO2-Bilanz der Stadt Friedrichshafen
2017, 2017.
- [3] Energieagentur Ravensburg, „Energie- und CO2-Bilanz der Stadt Friedrichshafen
2022,“ Ravensburg, 2022.
Erdwerk GmbH, Schneider, C., Leiter, C., Elsner, M., Dorsch, K., Tiefengeothermie-
Vormachbarkeitsstudie Friedrichshafen, München, 2022
Energiewirtschaftliches Institut (EWI) Universität Köln, Theile, P., Niesler, N.,
Auswirkungen des GEG auf Wohngebäude, Köln, 2023
FfE, Wärmepumpenampel, <https://waermepumpen-ampel.ffe.de/>, München, 2023
- [5] W. Consultants, „Ermittlung des Primärenergiefaktors für die industrielle Abwärme“
2023.
- [6] 365° freiraum + umwelt, Kübler, Seng, Siemensmeyer, „Potentialstudie zur
Erfassung geeigneter Flächen für Solaranlagen (Freiflächen-Solaranlagen,
Agri-PV, PV über Parkplätzen) für die Stadt Friedrichshafen“, Überlingen, 2022
- [7] . BBH, „Regulatorischer Anpassungsbedarf zur Transformation der Gasversorgung
im Kontext der Wärmewende,“ 2023.
- [8] BMWi, Die Nationale Wasserstoffstrategie, Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie, 2020.
IKGB (Internationale Gewässerschutzkommission für den Bodensee),
Bodenseerichtlinien, <https://www.igkb.org/die-igkb/bodensee-richtlinien>, 2023
ISONG (Informationssystem oberflächennahe Geothermie Baden-Württemberg),
Online-Kartendienst, 2023
- [12] KEA (Peters, M., Steidle, T., Böhnisch, H.), 2020, Leitfaden Kommunale
Wärmeplanung. Stuttgart: KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-
Württemberg GmbH.
- [9] LUBW, „Daten- und Kartendienst der LUBW,“ 2023. [Online]. Available:
[https://udo.lubw.baden-
wuerttemberg.de/projekte/pages/map/default/index.xhtml?mapId=44ae6120-
fe01-4733-8d1d-
b74f4735ac98&mapSrs=EPSG%3A25832&mapExtent=501285.0155984113%2
C5266352.610796666%2C581445.1845921011%2C5304771.0837503](https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/pages/map/default/index.xhtml?mapId=44ae6120-fe01-4733-8d1d-b74f4735ac98&mapSrs=EPSG%3A25832&mapExtent=501285.0155984113%2C5266352.610796666%2C581445.1845921011%2C5304771.0837503). [Zugriff
am 31 Januar 2023].
- [10] LUBW, „Ermitteltes Wasserkraftpotenzial,“ 2015. [Online]. Available:
<https://www.energieatlas-bw.de/wasser/ermitteltes-wasserkraftpotenzial>.
- [11] LUBW, „Windatlas Baden-Württemberg,“ 2019. [Online]. Available:
[https://www.energieatlas-
bw.de/documents/24384/139536/Endbericht+Windatlas+BW+2019](https://www.energieatlas-bw.de/documents/24384/139536/Endbericht+Windatlas+BW+2019).
Prognos, Policy Paper „MEPS – Minimum Energy Performance Standards“, Fragen
und Antworten zum neuen Politikinstrument, 2023

- UM Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW),
Wasserstoffroadmap Baden-Württemberg, 2020
- [13] Ziermann, A., Eisele, M., Reinhardt, J., Riegel, M., Benz, S., Spengler, B., Kaetzl, K.,
„Integriertes Stadt-Land-Konzept zur Erzeugung von Aktivkohle und
Energieträgern aus Restbiomasse,“ 2020.
- [14] ZSW (Schmidt, M. et al.), 2017, Energie- und Klimaschutzziele 2030 Endbericht

ENTWURF - ggf. unvollständig

Schlussbemerkung

Die kommunale Wärmeplanung wurde nach dem Standard des Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW) angefertigt. Die im Gutachten gezeigten Ergebnisse basieren auf Berechnungen und Annahmen des aktuellen Stands der Technik und auf der aktuell verfügbaren Datenlage. Auslegungen und Investitionskosten wurden anhand aktueller Referenzprojekte und Marktpreise aufgezeigt. Ein tatsächliches Eintreten der Ergebnisse und vorgeschlagenen Maßnahmen zu den angegebenen Zeitpunkten kann abschließend nicht sicher vorhergesagt werden.

Die Landesregierung schreibt vor, die kommunale Wärmeplanung in einem rollierenden Verfahren, spätestens alle 5- 7 Jahre fortzuschreiben. In diesem Prozess sollen entsprechende Änderungen eingearbeitet werden.

Sonstige Hinweis

Thema Rundung von Werten:

Werte, z.B. Kosten, werden nicht in jedem Fall gerundet dargestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass die Werte nicht auf die letzte Kommastelle / den letzten Euro belastbar verstanden werden können!

Thema THG- oder CO₂-Emissionen

Unter THG- oder CO₂-Emissionen werden immer alle Emissionen von Gasen verstanden, die zum Treibhauseffekt beitragen, d.h. hauptsächlich direkte Emissionen von CO₂ aus z.B. Verbrennung fossiler Energieträger, aber auch solche Emissionen, die üblicherweise in CO₂-Äquivalente umgerechnet werden.



STADTWERK AM PULS DER ZEIT

STADTWERK
AM SEE 