



TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG
GEORG SIMON OHM

– Fakultät Verfahrenstechnik –



Simulationsbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit kalter Wärmenetze und Entwicklung von Geschäftsmodellen

Abschlussarbeit zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Engineering (M.Eng.)

vorgelegt von

Alexander Haußner

12.01.2023

Erstkorrektor:	Prof. Dr.-Ing. Kai Schäfer
Zweitkorrektor:	Prof. Dr.-Ing. Frank Opferkuch
Betreuer Unternehmen:	Dr.-Ing. Peter Remmen



Offizielles Deckblatt

Bearbeiter: Alexander Haußner
Matrikel-Nr.: 3127836

Studiengang: Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik
Studienschwerpunkt: Energieverfahrenstechnik

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Kai Schäfer
Zweitprüfer: Prof. Dr.-Ing. Frank Opferkuch

Durchgeführt bei Firma: heatbeat nrw GmbH
Betreuer innerhalb der Firma: Dr.-Ing. Peter Remmen,
0173/5459483, p.remmen@heatbeat.de

Ausgabedatum: 15.04.2022
Abgabedatum: 12.01.2023

Thema der Arbeit:

Simulationsbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit kalter Wärmenetze und Entwicklung von Geschäftsmodellen

Die Arbeit ist frei einsehbar: Ja Nein



Prüfungsrechtliche Erklärung

Angaben des Studierenden:

Name: Haußner

Vorname: Alexander

Matrikelnummer: 3127836

Fakultät: Verfahrenstechnik

Studiengang: Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik

Semester: Wintersemester 2022/23

Titel der Abschlussarbeit:

Simulationsbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit kalter Wärmenetze und Entwicklung von Geschäftsmodellen

Ich versichere, dass ich die Arbeit selbständig verfasst, nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, alle benutzten Quellen und Hilfsmittel angegeben sowie wörtliche und sinngemäße Zitate als solche gekennzeichnet habe.

Nürnberg, 12.01.2023, 

Alexander Haußner, Matrikelnummer: 3127836




Erklärung zur Veröffentlichung der vorstehend bezeichneten Abschlussarbeit

Die Entscheidung über die vollständige oder auszugsweise Veröffentlichung der Abschlussarbeit liegt grundsätzlich erst einmal allein in der Zuständigkeit des studentischen Verfassers. Nach dem Urheberrechtsgesetz (UrhG) erwirbt der Verfasser einer Abschlussarbeit mit Anfertigung seiner Arbeit das alleinige Urheberrecht und grundsätzlich auch die hieraus resultierenden Nutzungsrechte wie z.B. Erstveröffentlichung (§12 UrhG), Verbreitung (§17 UrhG), Vervielfältigung (§16 UrhG), Online-Nutzung usw., also alle Rechte, die die nicht-kommerzielle oder kommerzielle Verwertung betreffen.

Die Hochschule und deren Beschäftigte werden Abschlussarbeiten oder Teile davon nicht ohne Zustimmung des studentischen Verfassers veröffentlichen, insbesondere nicht öffentlich zugänglich in die Bibliothek der Hochschule einstellen.

Hiermit genehmige ich, wenn und soweit keine entgegenstehenden Vereinbarungen mit Dritten getroffen wurden, dass die oben genannte Abschlussarbeit durch die Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm der Öffentlichkeit zugänglich gemacht wird.

Im Falle der Genehmigung erfolgt diese unwiderruflich. Hierzu wird der Abschlussarbeit ein Exemplar im digitalisierten PDF-Format auf einem Datenträger beigelegt. Bestimmungen der jeweils geltenden Studien- und Prüfungsordnung über Art und Umfang der im Rahmen der Arbeit abzugebenden Exemplare und Materialien werden hierdurch nicht berührt.

Nürnberg, 12.01.2023, 

Alexander Haußner, Matrikelnummer: 3127836

Datenschutz: Die Antragstellung ist regelmäßig mit der Speicherung und Verarbeitung der von Ihnen mitgeteilten Daten durch die Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm verbunden. Weitere Informationen zum Umgang der Technischen Hochschule Nürnberg mit Ihren personenbezogenen Daten sind unter nachfolgendem Link abrufbar:

<https://www.th-nuernberg.de/datenschutz/>

Kurzfassung

Um eine nachhaltige und effiziente Wärmeversorgung im Gebäudesektor zu erreichen, bieten Wärme- und Kältenetze der fünften Generation eine vielversprechende Möglichkeit. Diese können mit einer Vielzahl regenerativer Energien auf einem niedrigen Temperaturniveau gespeist werden. Mit Hilfe dezentraler Wärmepumpen in den Gebäuden wird die niedertemperierte Energie für die Heizung und Brauchwarmwassererwärmung nutzbar gemacht. Zudem bietet die bidirektionale Arbeitsweise dieser Netze eine Bereitstellung von Kälte. Um Erkenntnisse im Hinblick auf die Ökonomie von Wärmenetzen der fünften Generation zu erlangen, erfolgt im Rahmen dieser Arbeit eine simulationsbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit sowie die Entwicklung möglicher Geschäftsmodelle. Dabei wird für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine angepasste Berechnungsmethodik, basierend auf der Richtlinie VDI 2067, entwickelt.

Um Informationen zu realisierten Netzen zu erhalten, wird zunächst eine Marktrecherche kalter Wärmenetze in Deutschland durchgeführt. Dabei werden sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte beleuchtet. Anhand der gewonnenen Erkenntnisse erfolgt die Festlegung der analysierten Energiesysteme sowie der betrachteten Geschäftsmodelle. Die Energiebereitstellung des ersten Systems erfolgt mit Hilfe eines Geothermiekollektorfeldes. Das zweite System wird durch die Kombination aus einem Geothermiekollektorfeld, einer zentralen Luft-Wärmepumpe und einem Elektroheizkessel versorgt. Für die Komponenten der kalten Wärmenetze werden mit Hilfe von Produktrecherchen Kostenkurven ermittelt. Für die entwickelten Kostenkurven erfolgt eine Validierung. Die Geschäftsmodelle werden anhand der Liefergrenze der dezentralen Wärmepumpen unterschieden. Beim ersten Geschäftsmodell liegt die Leistungsgrenze vor der Hauseinführung und stellt somit die Energie auf einem niedrigen Temperaturniveau bereit. Im zweiten Geschäftsmodell wird die Leistungsgrenze hinter der Wärmepumpe gezogen, sodass die nutzbare Energie bereitgestellt wird. Die Betrachtung der Energiesysteme und Geschäftsmodelle wird durch zwei fiktive Quartiere ermöglicht. Eines davon mit primärer Wohnbebauung, das andere bestehend aus Wohn-, Büro- und Verwaltungsgebäuden.

Es wird aufgezeigt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb kalter Wärmenetze realisiert werden kann. Unter Berücksichtigung von Fördergeldern und eines bestimmten Ertrags des Betreibers resultieren Wärmegegestehungskosten für den Abnehmer von rund 0,25 €/kWh. Die Wärmegegestehungskosten können anhand realer Daten verifiziert werden. In der Arbeit wird der sensitive Einfluss verschiedener Parameter, wie beispielsweise des Strompreises, der Dimensionierung oder Effizienz der Komponenten auf die Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme untersucht. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine pauschale Festlegung des besten Energiesystems und Geschäftsmodells nicht möglich ist. Demnach bedarf es entsprechend den Randbedingungen eines Projektes einer individuellen Betrachtung zur Ermittlung des idealen Systems und Geschäftsmodells.

Abstract

In order to achieve a sustainable and efficient heat supply in the building sector, 5th generation district heating and cooling (5GDHC) networks offer a promising option. These can be fed with a variety of renewable energies at a low temperature level. By installing decentralized heat pumps in the buildings, the low-temperature energy can be used for heating and domestic hot water. Additionally, the bidirectional operation of these networks offers possibilities for cooling. To gain insights into the economics of 5GDHC, a simulation-based analysis of the economic viability as well as the development of possible business models is carried out as a part of this thesis. Thereby an adapted calculation methodology, based on the guideline VDI 2067, is developed.

In order to obtain information of realized networks, a market research of 5GDHC networks in Germany is conducted first. Technical and also economic aspects are examined. Based on the gained knowledge, the development of the analyzed energy systems and considered business models are undertaken. The energy supply of the first system is provided by a geothermal collector field. The second system is supplied by the combination of a geothermal collector field, a central air-source heat pump and an electric boiler. Cost curves are determined for the components of the 5GDHC networks by means of product research. Validation is performed for the developed cost curves. The business models are differentiated based on the performance limit of the decentralized heat pumps. In the first business model, the supply limit is located before the house connection and thus provides the energy at a low temperature level. In the second business model, the performance limit is placed behind the heat pump so that the usable energy is provided. The consideration of energy systems and business models is enabled by two fictitious districts. One with primary residential buildings, the other consisting of residential, office and administrative buildings.

It is shown that an economic operation of 5GDHC networks can be realized. Taking into account subsidies and a certain yield of the operator, the levelized cost of heat for the consumer resulting in about 0.25 €/kWh. The levelized cost of heat can be verified by real data. In this thesis, the sensitive influence of different parameters, such as the electricity price, the dimensioning or efficiency of the components on the economic efficiency of the energy systems is pointed out. The results illustrate that it is not possible to determine the best energy system and business model across the board. According to the boundary conditions of a project, an individual consideration is required to determine the ideal system and business model.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	X
Tabellenverzeichnis	XIV
Abkürzungsverzeichnis	XVI
Symbolverzeichnis	XVIII
1 Einleitung	1
2 Stand der Technik	3
2.1 Wärmenetze	3
2.1.1 Klassifizierung von Wärmenetzen	4
2.1.2 Entwicklung von Wärmenetzen	4
2.2 Wärme- und Kältenetze der fünften Generation	6
2.2.1 Charakterisierung der Betriebsweisen	6
2.2.2 Funktionsprinzip	10
2.2.3 Rohrleitungen	12
2.2.4 Dezentrale Technik	13
2.2.5 Wärmepumpen	16
2.2.6 Projekte in Deutschland	18
2.2.7 Tarifstrukturen und Liefergrenzen	20
2.3 Ökologische Betrachtung	28
2.4 Finanzielle und ökonomische Betrachtung	30
2.4.1 Kapitalwertmethode	31
2.4.2 Annuitätenmethode	32
2.4.3 Berechnungsmethodik gemäß Richtlinie VDI 2067	33
3 Methodik	37
3.1 Simulationsablauf des Energiesystems	37
3.2 Modul zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit	42
3.2.1 Entwicklung des Moduls	42
3.2.2 Rechnerische Nutzungsdauer und Betriebskosten der Komponenten	46
3.2.3 Validierung des Moduls	46
3.3 Entwicklung der Quartiere	47
3.3.1 Quartier 1: Wohngebäudekomplex	47
3.3.2 Quartier 2: Büro-/Verwaltungskomplex mit Mehrfamilienhauskomplex	50

3.4	Entwicklung der Energiesysteme mit deren Komponenten und Kosten	51
3.4.1	Geothermiekollektoren	52
3.4.2	Zentrale Luft-Wärmepumpe	54
3.4.3	Zentraler Elektroheizkessel	55
3.4.4	Energiezentrale	56
3.4.5	Trassen	58
3.4.6	Dezentrale Hausstationen	59
3.4.7	Leistungsabrechnung und sonstige Kosten	64
3.4.8	Validierung der angesetzten Kostenkurven anhand realer Projekte	65
3.5	Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze	66
3.5.1	Modul 1: Machbarkeitsstudien	67
3.5.2	Modul 2: Systematische Förderung (Investitions- und Betriebskostenförderung)	67
3.5.3	Modul 3: Einzelmaßnahmen	69
3.6	Vorgehensweise der Untersuchungen	70
4	Ergebnisse	74
4.1	Gebäude- und Netzsimulation	74
4.2	Energiesystem 1: Geothermiekollektorfeld - Quartier 1	76
4.2.1	Darstellung der Kosten	76
4.2.2	Auswertung des Versuchsplans	78
4.2.3	Einfluss des Strompreises	79
4.2.4	Einfluss möglicher Kostenersparnisse des Betreibers gegenüber dem Verbraucher	81
4.2.5	Einfluss des Zinsfaktors	83
4.3	Energiesystem 1: Geothermiekollektorfeld - Quartier 2	83
4.3.1	Darstellung der Kosten	83
4.3.2	Ergebnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit	84
4.4	Energiesystem 2: Geothermiekollektorfeld in Kombination mit elektrischen Wärmeerzeugern - Quartier 1	85
4.4.1	Einfluss der Dimensionierung der Komponenten	86
4.4.2	Darstellung der Kosten	89
4.4.3	Einfluss des Strompreises	90
4.4.4	Einfluss der Effizienz der zentralen Luft-Wärmepumpe	91
4.5	Energiesystem 2: Geothermiekollektorfeld in Kombination mit elektrischen Wärmeerzeugern - Quartier 2	91
4.5.1	Darstellung der Kosten	92



4.5.2	Ergebnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit	93
4.6	Sensitivitätsanalyse	93
4.7	Diskussion	95
5	Zusammenfassung und Ausblick	97
	Literaturverzeichnis	XXI
	Anhang	
A	Marktrecherche - Daten der Projekte	i
B	Kenndaten der Entwicklung - Quartier 1	vi
C	Kenndaten der Entwicklung - Quartier 2	x
D	Kennfeld Luft-Wasser-Wärmepumpe	xiv
E	Ergebnisse der Netzsimulation - Quartier 1	xv
F	Ergebnisse der Netzsimulation - Quartier 2	xvi

Abbildungsverzeichnis

2.1	Möglichkeiten der Netzstruktur in Versorgungsnetzen nach [88]	7
2.2	Funktionsweise eines kalten Wärmenetzes mit einer Vielzahl von Verbrauchern nach [8]	11
2.3	Beispielhafte Darstellung eines kalten Wärmenetzes mit einem Geothermiefeld nach [15]	12
2.4	Haustechnik mit Hausanschluss und Hauszentrale eines herkömmlichen Wärmenetzes nach [37]	13
2.5	Haustechnik mit Hausanschluss und Hauszentrale eines Wärme- und Kältenetzes der fünften Generation mit der Übergabestation vor der Wärmepumpe	14
2.6	Anbindung der passiven Kühlung sowie Möglichkeiten des Anschlusses der Wärmepumpe: 1-Direkte Einbindung der Wärmepumpe, 2-Indirekte Einbindung der Wärmepumpe	15
2.7	Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe nach [42]	16
2.8	Heiz-/Kühlbetrieb einer reversiblen Wärmepumpe nach [68]	17
2.9	Quellen der recherchierten kalten Wärmenetze in Deutschland	19
2.10	Laufende Kosten der recherchierten kalten Wärmenetze für verschiedene Geschäftsmodelle	25
2.11	Einmalige Fixkosten der recherchierten kalten Wärmenetze für verschiedene Geschäftsmodelle	26
2.12	Wärmegestehungskosten des Anwendungsbeispiels in Abhängigkeit der Preismodelle der recherchierten kalten Wärmenetze	26
2.13	Kosten sowie Erlöse des Anwendungsbeispiels für den Betreiber in Abhängigkeit der Preismodelle der recherchierten kalten Wärmenetze	27
2.14	Bilanzierungsmethode für externe Wärme-/Kältelieferung nach [36]	28
2.15	Möglichkeiten für statische und dynamische Investitionsrechenverfahren nach [7]	31
3.1	Aufteilung des Energiesystems in drei Bereiche zur Veranschaulichung der Simulationsumgebungen	37
3.2	Schematische Darstellung der Struktur des Gebäudemodells	38
3.3	Bodentemperaturdaten in 1 m Tiefe aus 2021 sowie Umgebungstemperaturdaten eines Testreferenzjahres des Standorts in Nürnberg [34, 35]	40
3.4	Schematische Darstellung der Arbeitsweise der VDI 2067 für berücksichtigte Zahlungsströme	43
3.5	Schematische Darstellung der Arbeitsweise des entwickelten Moduls für berücksichtigte Zahlungsströme	43

3.6	Kostenfunktion für großtechnische Luft-Wärmepumpen in Abhängigkeit der Nennwärmeleistung nach EN 14511	54
3.7	Kostenfunktion für Elektroheizkessel in Abhängigkeit der Leistung	55
3.8	Gesamtkosten von 3 Pumpen der Serie <i>Etaline PumpDrive</i> in Abhängigkeit des Gesamtfördervolumens und der Gesamtförderhöhe	57
3.9	Kostenfunktionen von Kunststoffmantelrohren (KMR) für Trassen und Tiefbau für Fernwärme- und Fernkälteversorgung in deutschen Neubaugebieten nach [97] sowie eine abgeleitete Kostenfunktion für Kunststoffmediumrohre (PMR) in Abhängigkeit der Nenndurchmesser	58
3.10	Kostenfunktion für Sole-Wasser-Wärmepumpen in Abhängigkeit der Nennwärmeleistung nach EN 14511 basierend auf frei zugänglichen Quellen	60
3.11	Kostenfunktion für Sole-Wasser-Wärmepumpen in Abhängigkeit der Nennwärmeleistung nach EN 14511 basierend auf unverbindlichen Preisempfehlungen der Hersteller	60
3.12	Kostenfunktion für Kombispeicher in Abhängigkeit des Fassungsvermögens	61
3.13	Temperaturverlauf von zwei Strömen in einem Gegenstrom-Wärmeübertrager nach [105]	62
3.14	Kostenfunktion für gelötete Plattenwärmeübertrager in Abhängigkeit der Wärmeübertragungsfläche	63
3.15	Anteil des Gesamthonorars bezogen auf die anrechenbaren Kosten für Ingenieurbauwerke gemäß Honorarzone III	64
3.16	Herangehensweise für eine sinnvolle Vergleichbarkeit der Geschäftsmodelle	72
3.17	Ablauf der Untersuchungen der Energiesysteme und Quartiere	73
4.1	Wärme- und Kältebedarfe der Abnehmer und daraus resultierende Wärme- und Kältebedarfe der Energiezentrale sowie durchschnittliche Arbeitszahlen der Wärmepumpen von Quartier 1	74
4.2	Wärme- und Kältebedarfe der Abnehmer und daraus resultierende Wärme- und Kältebedarfe der Energiezentrale sowie durchschnittliche Arbeitszahlen der Wärmepumpen von Quartier 2	76
4.3	Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit des Geschäftsmodells (GM1: Leistungsgrenze vor WP; GM2: Leistungsgrenze nach WP)	77
4.4	Ergebnisse des Versuchsplans von Energiesystem 1 und Quartier 1 und Geschäftsmodell 1	78
4.5	Ergebnisse des Versuchsplans von Energiesystem 1 und Quartier 1 und Geschäftsmodell 2	79

4.6	Einfluss des Strompreises auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle aus Sicht des Betreibers von Energiesystem 1 und Quartier 1	79
4.7	Einfluss des Strompreises auf die Rendite von Energiesystem 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit der Geschäftsmodelle	80
4.8	Einfluss einer Kostenersparnis des Betreibers gegenüber dem Verbraucher beim Strompreis in Abhängigkeit des Geschäftsmodells von Energiesystem 1 und Quartier 1	81
4.9	Einfluss einer Investitionersparnis des Betreibers gegenüber dem Verbraucher bei den dezentralen Komponenten in Abhängigkeit des Geschäftsmodells von Energiesystem 1 und Quartier 1	82
4.10	Einfluss des Zinsfaktors auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle aus Sicht des Betreibers von Energiesystem 1 und Quartier 1	83
4.11	Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 1 und Quartier 2 in Abhängigkeit des Geschäftsmodells (GM1: Leistungsgrenze vor WP; GM2: Leistungsgrenze nach WP)	84
4.12	Einfluss der Dimensionierung der Systemkomponenten auf die Wirtschaftlichkeit bei einer Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe von $\vartheta_{WP, Grenze} = -5^\circ\text{C}$	86
4.13	Einfluss der Dimensionierung der Systemkomponenten auf die Wirtschaftlichkeit bei einer Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe von $\vartheta_{WP, Grenze} = -2,5^\circ\text{C}$ von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1	87
4.14	Einfluss der Dimensionierung der Systemkomponenten auf die Wirtschaftlichkeit bei einer Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe von $\vartheta_{WP, Grenze} = 0^\circ\text{C}$ von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1	88
4.15	Darstellung der <i>JAZ</i> und des PEFs von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit der Erzeugerkonfiguration (EK1: $A_{Koll,1} = 11.250\text{ m}^2$; EK2: $A_{Koll,2} = 7.500\text{ m}^2$; EK3: $A_{Koll,3} = 3.750\text{ m}^2$; EK4: $A_{Koll,4} = 0\text{ m}^2$)	88
4.16	Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit der Erzeugerkonfiguration (EK1: $A_{Koll,1} = 11.250\text{ m}^2$; EK2: $A_{Koll,2} = 7.500\text{ m}^2$; EK3: $A_{Koll,3} = 3.750\text{ m}^2$; EK4: $A_{Koll,4} = 0\text{ m}^2$)	89
4.17	Einfluss des Strompreises auf die Annuität in Abhängigkeit der optimalen Erzeugerkombinationen von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1 (EK1: $A_{Koll,1} = 11.250\text{ m}^2$; EK2: $A_{Koll,2} = 7.500\text{ m}^2$; EK3: $A_{Koll,3} = 3.750\text{ m}^2$; EK4: $A_{Koll,4} = 0\text{ m}^2$)	90



4.18	Einfluss der Effizienz der Luft-Wärmepumpe auf die Annuität und den PEF in Abhängigkeit der optimalen Erzeugerkombinationen von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell1 und Quartier 1 (EK1: $A_{Koll,1} = 11.250 \text{ m}^2$; EK2: $A_{Koll,2} = 7.500 \text{ m}^2$; EK3: $A_{Koll,3} = 3.750 \text{ m}^2$; EK4: $A_{Koll,4} = 0 \text{ m}^2$)	91
4.19	Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 2 und Quartier 2 in Abhängigkeit des Geschäftsmodells (GM1: Leistungsgrenze vor WP; GM2: Leistungsgrenze nach WP)	92
4.20	Sensitivität der Annuität bei Verringerung des Wärmebedarfs bei Quartier 1	94
4.21	Sensitivität der Annuität bei Änderung der Bodeneigenschaften bei Quartier 1	94
D.1	Darstellung des Kennfelds der Luft-Wasser-Wärmepumpe in Abhängigkeit der Quell- und Senktemperatur	xiv

Tabellenverzeichnis

2.1	Eigenschaften von Wärmenetzen der ersten bis fünften Generation nach [181] . . .	5
2.2	Abrechnungsmodalitäten sowie Leistungsgrenze der recherchierten kalten Wärmenetze („AK“: Anschlusskosten; „AP“: Arbeitspreis; „BKZ“: Baukostenzuschuss; „FLAT“: Flatrate „GP“: Grundpreis; „SP“: Servicepreis)	22
2.3	Exemplarische Daten des Anwendungsfalls zur Erläuterung der Kosten und Erlöse des entsprechenden Geschäftsmodells	24
2.4	Primärenergiefaktoren und CO ₂ -Emissionsfaktoren für verschiedene Formen der Endenergie nach GEG [16]	30
3.1	Lebensdauer und Prozentsätze für die betriebsgebundenen Kosten einer Komponente gemäß [173]	46
3.2	Neubaufertigstellungen von Wohngebäuden in Deutschland nach [160]	47
3.3	Durchschnittswerte von Wohngebäuden in Abhängigkeit des Gebäudetyps	48
3.4	Daten für die Kindertagesbetreuung in Deutschland	48
3.5	Orientierungswerte für die Bestimmung des Maßes der baulichen Nutzung - Auszug aus § 17 BauNVO	49
3.6	Anforderungen und Bauanzahl von Niedrigstenergiegebäuden	50
3.7	Neubaufertigstellungen von Nichtwohngebäuden: Büro- und Verwaltungsgebäude in Deutschland nach [158]	51
3.8	Vergleich der Soll- und Istwerte der Gebäude von Quartier 2	51
3.9	Eigenschaften der vier verschiedenen Bodenarten aus [172]	53
3.10	Kosten eines Projektes von <i>heatbeat</i> für Entgasung, Filterung, Nachspeisung und Druckausgleichsbehälter	57
3.11	Vergleich der realen Gesamtinvestition der Netzwerke Neustadt und Rottenburg mit den resultierenden Gesamtinvestitionen anhand der erarbeiteten Kostenfunktionen (Schätzwerte sind mit einem Sternchen* versehen)	65
3.12	Varianten der Versuchspläne für Geschäftsmodell 1 und Geschäftsmodell 2	71
4.1	Durchschnittliche, spezifische Jahreswerte von Heizwärme, Trinkwarmwasser und Kälte beider Quartiere	75
4.2	Benötigte Kostenersparnisse des Betreibers gegenüber dem Verbraucher von Energiesystem 1 und Quartier 1, um gleiche Annuitäten bzw. Renditen bei beiden Geschäftsmodellen zu erreichen	82
4.3	Wirtschaftlichkeit von Energiesystem 1 und Quartier 2 mit den Preisstrukturen von Quartier 1	85



4.4	Vergleich der Wirtschaftlichkeit beider Quartiere mit Energiesystem 1	85
4.5	Optimale Kombination der Erzeuger (EK) von Energiesystem 2 und Quartier 1	87
4.6	Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme bei Quartier 2	93
4.7	Kenndaten sowie Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme bei Quartier 1	95
4.8	Kenndaten sowie Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme bei Quartier 2	96
A.1	Standort und Projektzeitraum der recherchierten kalten Wärmenetze	ii
A.2	Informationen zu den Verbrauchern sowie Energie- und Medienfluss der recherchierten kalten Wärmenetze basierend auf den Quellen von Tabelle A.1	iii
A.3	Zentrale Quelle/Senke der recherchierten kalten Wärmenetze basierend auf den Quellen von Tabelle A.1	iv
A.4	Weitere Netzdaten sowie Betriebsdaten der recherchierten kalten Wärmenetze basierend auf den Quellen von Tabelle A.1	v
B.1	Daten der verwendeten Musterhäuser für Quartier 1	vi
B.2	Eckdaten aller Gebäude von Quartier 1	vi
C.1	Daten der verwendeten Musterhäuser für Quartier 2	x
C.2	Eckdaten aller Gebäude von Quartier 2	x
E.1	Daten zu den Trassen von Quartier 1	xv
F.1	Daten zu den Trassen von Quartier 2	xvi

Abkürzungsverzeichnis

AK	Anschlusskosten
AP	Arbeitspreis
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BKZ	Baukostenzuschuss
Bspw.	Beispielsweise
BVG	Büro- und Verwaltungsgebäude
Bzw.	Beziehungsweise
CAD	Computer aided design
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance
Dez.	Dezentral
DIN	Deutsches Institut für Normung
DN	Diameter Nominal
EFH	Einfamilienhaus
EHK	Elektorheizkessel
EK	Erzeugerkombination
Equisim	Equipment Simulation
ES1, ES2	Energiesystem 1, Energiesystem 2
EZ	Energiezentrale
FLAT	Flatrate
GEG	Gebäudeenergiegesetz
Gen.	Generation
GFZ	Geschossflächenzahl
GM	Geschäftsmodell
GP	Grundpreis
GRZ	Grundflächenzahl
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
Inkl.	Inklusive
Inst.	Instandhaltung
IZF	Interner Zinsfuß
JAZ	Jahresarbeitszahl
K. A.	Keine Angabe
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau



Kita	Kindertagesstätte
KMR	Kunststoffmantelrohre
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWN	Kaltes Wärmenetz
Max	Maximal
MFH	Mehrfamilienhaus
Min	Minimal
NPV	Net-present-value
PE	Polyethylen
PEF	Primärenergiefaktor
PMR	Kunststoffmediumrohre
Q1, Q2	Quartier 1, Quartier 2
RL	Rücklauf
RW	Restwert
SCOP	Seasonal coefficient of performance
SP	Servicepreis
TWW	Trinkwarmwasser
UVP	Unverbindliche Preisempfehlung
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
Vgl.	Vergleiche
VL	Vorlauf
W.+Insp.	Wartung und Inspektion
WE	Wohneinheit
WGK	Wärmegebungskosten
WP	Wärmepumpe
Z. B.	Zum Beispiel
ZFH	Zweifamilienhaus

Symbolverzeichnis

Lateinische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bezeichnung
A	m^2	Fläche
a	–	Annuitäten-/Kapitalwiedergewinnungsfaktor
A_N	€	Annuität
$A_{N,b}$	€	Annuität der betriebsgebundenen Kosten
$A_{N,e}$	€	Annuität der Erlöse
$A_{N,k}$	€	Annuität der kapitalgebundenen Kosten
$A_{N,s}$	€	Annuität der sonstigen Kosten
$A_{N,v}$	€	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
A_t	€	Jährliche Ausgaben
B	€	Barwert
B_n	€	Barwert der n-ten Ersatzbeschaffung
B_{RW}	€	Barwert des Restwertes
b	–	Preisdynamischer Barwertfaktor
b_b	–	Preisdynamischer Barwertfaktor für betriebsgebundene Kosten
b_e	–	Preisdynamischer Barwertfaktor für Erlöse
b_{In}	–	Preisdynamischer Barwertfaktor für Instandhaltung
b_k	–	Preisdynamischer Barwertfaktor für kapitalgebundene Kosten
b_s	–	Preisdynamischer Barwertfaktor für sonstige Kosten
b_v	–	Preisdynamischer Barwertfaktor für bedarfsgebundene Kosten
COP	–	Leistungs-/Arbeitszahl
$c_{B,WP}$	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	Betriebskostenförderung für zentrale Wärmepumpen
c_p	$\frac{\text{J}}{\text{kgK}}$	Spezifische Wärmekapazität
DF	–	Diskontierungsfaktor
d	m	Durchmesser
E_1	€	Erlöse im ersten Jahr
E_t	€	Jährliche Erlöse oder jährliche Einnahmen
H'_T	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$	Spezifischer Transmissionswärmekoeffizient
f_{Inst}	–	Anteil des Aufwands an der Erstinvestition für jährliche Instandsetzung
$f_{p,el}$	–	Primärenergiefaktor der externen entsprechenden Hilfsenergie

$f_{p,ext}$	–	Primärenergiefaktor der externen entsprechenden Endenergiemenge
$f_{p,KWN}$	–	Primärenergiefaktor des kalten Wärmenetzes
f_{W+Insp}	–	Anteil des Aufwands für jährliche Wartung und Inspektion an der Erstinvestition
i	s	Zeitschritt
I_0	€	Investitionsausgaben zum Zeitpunkt 0
K_0	€	Kapitalwert zum Zeitpunkt 0
$K_{b,1}$	€	Betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr
K_{In}	€	Betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für Instandhaltung
$K_{s,1}$	€	Sonstige Kosten im ersten Jahr
$K_{v,1}$	€	Bedarfsgebundene Kosten im ersten Jahr
K	€	Kosten
L	m	Länge
\dot{M}	$\frac{kg}{s}$	Massenstrom
n	–	Anzahl der Ersatzbeschaffungen im Betrachtungszeitraum
P_{el}	W	Elektrische Antriebsleistung
P_{WP}	W	Thermische Leistung der Wärmepumpe
\dot{Q}	W	Wärmestrom
\dot{Q}_{Heiz}	W	Thermische Heizleistung
Q_3	Wh	Energieaufwand der entsprechenden Erzeugung
$Q_{B,KNW}$	Wh	Wärmebedarf des kalten Wärmenetzes
Q_f	Wh	Gelieferte Energiemenge für den Verbraucher
$Q_{f,ext}$	Wh	Externe Endenergiemenge des eingesetzten Energieträgers
Q_{Heiz}	Wh	Wärmebedarf
$Q_{Kühl}$	Wh	Kühlbedarf
Q_{out}	Wh	Bereitgestellte Energiemenge
q	–	Zinsfaktor
r	–	Preisänderungsfaktor
T'	K	Eintrittstemperatur
T''	K	Austrittstemperatur
T	a	Betrachtungszeitraum
T_N	a	Nutzungsdauer einer Komponente
V	–	Jährliche Rendite
\dot{V}	$\frac{m^3}{h}$	Volumenstrom

W_{el}	Wh	Elektrische Antriebsarbeit
W_f	Wh	Externer Bruttostrom der Hilfsenergien
$x_{CO_2,el}$	–	CO ₂ -Emissionsfaktor der entsprechenden Endenergiemenge
$x_{CO_2,ext}$	–	CO ₂ -Emissionsfaktor der entsprechenden Hilfsenergie
$x_{CO_2,KWN}$	–	CO ₂ -Emissionsfaktor des kalten Wärmenetzes
z	–	Zinssatz

Griechische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bezeichnung
Δp_v	Pa	Druckverlust
ΔT	K	Temperaturdifferenz
ΔT_{\log}	K	Logarithmische Temperaturdifferenz
ρ	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Dichte
ϑ	°C	Temperatur
$\vartheta_{WP, Grenze}$	°C	Einsatzgrenze der Soletemperatur der Wärmepumpe

1 Einleitung

Die Folgen des anthropogenen Klimawandels verdeutlichen die Notwendigkeit des Übergangs von fossilen Energieträgern hin zu regenerativen Energien und der drastischen Reduktion von Treibhausgasemissionen. Daher wurde 2015 das Pariser Klimaabkommen verabschiedet, bei welchem sich die teilnehmenden Staaten verpflichteten, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen [18]. Demnach sehen die klimapolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung eine enorme Reduktion der Treibhausgasemissionen vor. Die Klimaneutralität soll bis zum Jahr 2045 erreicht sein. [21]

Über 50 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfällt auf den Wärme- und Kältesektor [1]. Hierbei lag der Anteil an erneuerbaren Energien im Jahr 2021 bei rund 16,5 % [169]. Außerdem zeigt die Statistik, dass der Anteil seit 2012 kaum eine Weiterentwicklung aufweist. Dabei stellt laut Experten vor allem die Energieversorgung im Gebäudebereich eine große Herausforderung dar. Als ein Schlüsselement werden Wärmenetze gesehen. Das charakteristische Merkmal von solchen Systemen besteht in der räumlichen Trennung von Erzeugung und Verbrauch. Dadurch wird eine zumeist technisch einfache und wirtschaftlich vorteilhafte Integration von erneuerbaren Energien sowie anderen umweltfreundlichen Wärmequellen ermöglicht.

Die fortschrittliche Neubauweise von Gebäuden führt zu einer erhöhten Energieeffizienz, durch welche ein geringerer Wärmebedarf in den Wintermonaten folgt. Des Weiteren resultiert daraus ein erhöhter Kältebedarf im Sommer. Wärme- und Kältenetze der fünften Generation arbeiten auf einem Temperaturniveau nahe der Umgebungstemperatur. Daher wird für die Temperaturanpassung eine dezentrale Wärmepumpe benötigt. Durch die bidirektionale Arbeitsweise des kalten Wärmenetzes kann sowohl der Wärme- als auch Kältebedarf gedeckt werden. Demnach bilden kalte Wärmenetze vor allem im Neubau einen wesentlichen Bestandteil zur Erreichung der Klimaziele.

Wärmenetze der fünften Generation ziehen häufig hohe Investitionsausgaben nach sich, welche oftmals eine Hürde darstellen. Es stellt sich die Frage, welche Geschäftsmodelle derzeit in der Praxis etabliert sind und auf welche Art und Weise kalte Wärmenetze wirtschaftlich sinnvoll realisiert werden können. Daher erfolgt im Rahmen dieser Arbeit eine simulationsbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit. Um den aktuellen Stand von kalten Wärmenetzen zu veranschaulichen, wird zunächst eine allgemeine Marktrecherche von bereits realisierten Netzen sowie deren Geschäftsmodellen durchgeführt. Anhand der Recherche erfolgt die Auswahl der derzeit meist verwendeten Geschäftsmodellen. Unter Berücksichtigung dieser werden zwei verschiedene, abgeleitete Wärmenetzsysteme sowie zwei entwickelte Quartiere genauer untersucht. Ferner wird zur Bewertung ein Wirtschaftlichkeitstool entwickelt, welches auf der Annuitätenmethode basiert.



Die verschiedenen Systeme werden ökonomisch sowie ökologisch verglichen. Durch eine Variation der Randbedingungen und Betrachtungsparameter werden grundlegende Zusammenhänge für die Geschäftsmodelle und somit die Wirtschaftlichkeit von kalten Wärmenetzen erarbeitet.

2 Stand der Technik

Dieses Kapitel ist in vier Teile gegliedert. Zunächst erfolgt eine Einführung in die Grundlagen von klassischen Wärmenetzen, sodass im Anschluss auf die fünfte Generation, sogenannte kalte Wärmenetze, genauer eingegangen werden kann. Daher erfolgt die Erläuterung der Grundlagen sowie der Eigenschaften von Wärmenetzsystemen. Darauf aufbauend werden die Resultate der durchgeführten Literatur- und Marktrecherche von Wärme- und Kältenetzen der fünften Generation veranschaulicht. Zur Bewertung der Machbarkeit werden häufig ökologische und ökonomische Aspekte herangezogen. Infolgedessen führt dieses Kapitel abschließend Möglichkeiten zur Ermittlung dieser Größen auf.

2.1 Wärmenetze

Zur Realisierung der leitungsgebundenen Verteilung thermischer Energie werden Wärmenetze eingesetzt. Durch die Verbindung von Wärmequellen und Wärmeabnehmern wird die Deckung des Wärmebedarfs an Raumwärme und Trinkwarmwasser ermöglicht. Die zentral erzeugte Wärme kann gleichzeitig mehreren Gebäuden zur Verfügung gestellt werden. Hierbei kommt hauptsächlich Heißwasser als Wärmeträgermedium zum Einsatz. Gegenüber individualisierten, dezentralen Versorgungssystemen haben Wärmenetze in Gebieten mit hoher Wärmebedarfsdichte und/oder bei Integrationsmöglichkeit von regionalen Wärmequellen stets ökonomische und ökologische Vorteile. [88, S. 1203 f.]

Im sprachlichen Gebrauch werden Wärmenetze in Abhängigkeit der Größe und eingespeister Wärmeleistung in Nah- und Fernwärmenetze unterschieden. Während Fernwärmenetze meist eine größere räumliche Ausdehnung (mehrere Kilometer) und Anschlussleistungen von zentralen Anlagen im Megawattbereich aufweisen, zeichnen sich Nahwärmenetze durch kleinere Verteilnetze und dezentral einspeisenden Wärmeerzeuger mit geringerer thermischer Leistung aus [9, S. 38 f.]. Der Übergang zwischen Nah- und Fernwärmenetzen erfolgt fließend. Eine eindeutig definierte Abgrenzung zwischen Nah- und Fernwärmenetze ist in der Literatur nicht vorhanden [88, S. 1203 f.]. Daher wird im Verlauf dieser Arbeit auf den verallgemeinerten Begriff Wärmenetz zurückgegriffen.

Im Folgenden werden die Möglichkeiten zur Klassifizierung von Wärmenetzen erläutert. Es erfolgt eine Darstellung der Entwicklung von Wärmenetzen in den letzten 150 Jahren, sodass darauf aufbauend im anschließenden Kapitel 2.2 auf kalte Wärmenetze genauer eingegangen werden kann.

2.1.1 Klassifizierung von Wärmenetzen

Eine Klassifizierung von Wärmenetzen ist nach verschiedenen Gesichtspunkten möglich. Demnach ergibt sich eine Gruppierung anhand des Wärmeträgermediums (Niederdruckdampf, Heißwasser, Heißluft, Wasser, Wasser-Glykol-Gemisch). Des Weiteren besteht die Möglichkeit der Klassifizierung anhand der transportierten Wärmeenergie. Das heißt Heizung, Kühlung sowie Heizung und Kühlung. Eine andere Kategorisierung basiert auf der Art der Energiequelle. Diese beinhalten beispielsweise fossile Brennstoffe, Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung, Abwärme oder erneuerbare Energien. [132]

Ebenfalls kann eine Unterscheidung von Wärmenetzen anhand der Verbraucherstruktur erfolgen. Laut MacRae et al. unterscheiden sich die Möglichkeiten in dicht besiedelte städtische Gebiete, Gebäudecluster mit hoher Dichte, Industriekomplexe sowie Wohngebiete mit geringer Dichte. [110]

2.1.2 Entwicklung von Wärmenetzen

Historisch betrachtet lassen sich Wärmenetze in fünf verschiedene Generationen einteilen. Dabei erfolgt die Unterteilung hauptsächlich durch die Art der Energieerzeugung und durch die Betriebstemperaturen des Netzes. [109, S. 2 ff.]

Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Generationen von Wärmenetzen, wobei ihre charakterisierenden Eigenschaften abgebildet werden. In der Darstellung finden sich Wärmenetze der fünften Generation wieder, welche im Verlauf der Arbeit detailliert behandelt werden.

Bei der ersten Generation handelt es sich hauptsächlich um durch Kohleheizwerke gespeiste Hochtemperaturdampfnetze. Um die hohen Wärmeverluste zu reduzieren, konnten in den darauffolgenden Generationen kontinuierlich die Netztemperaturen gesenkt werden. In der zweiten und dritten Generation kommt Heißwasser als Wärmeträgermedium zum Einsatz, sodass die Netztemperaturen schließlich unter 100 °C gesenkt werden konnten. Weiterhin unterscheiden sich die Wärmenetzgenerationen anhand der Einbindung von Wärmequellen. So wird die Kraft-Wärme-Kopplung in der zweiten Generation eingesetzt. Eine weitere Diversifizierung der Wärmequellen wird in der dritten Generation realisiert. Wärmenetze der zweiten und dritten Generation stellen aktuell den Stand der installierten Netze dar. Sie weisen Wärmeverluste von circa 15 % auf [141].

Um die klimapolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung zu erreichen, bedarf es einer enormen Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien. Diese ermöglichen darüber hinaus die Unabhängigkeit von anderen Ländern in Bezug auf den Import fossiler Brennstoffe. Die Einbindung regenerativer Wärmequellen in bestehende Wärmenetze der ersten bis dritten Generation ge-

staltet sich allerdings aufgrund des hohen Temperaturunterschieds zwischen Quelle und Netz schwierig. [88, S. 1203 ff.]

Eine weitere Herausforderung für den Betrieb von Wärmenetzen stellt die sinkende Wärmefachfrage der Verbraucher dar. Aufgrund der Verbesserung des spezifischen Wärmebedarfs von Gebäuden, wird der Wärmeverbrauch immer weiter sinken [3].

Tabelle 2.1: Eigenschaften von Wärmenetzen der ersten bis fünften Generation nach [181]

	1. Gen	2. Gen	3. Gen	4. Gen	5. Gen
Zeitraum	1880 - 1930	1930 - 1980	1970 - 2020	2020+	2020+
Temperatur	< 200 °C	>100 °C	100 °C - 70 °C	90 °C - 40 °C	20 °C - <0 °C
Wärmeträger	Dampf	Heißwasser unter Druck	Heißwasser (unter Druck)	Wasser	Wasser-Glykol-Mischung
Zweck	Heizen	Heizen	Heizen	Heizen	Heizen und Kühlen
Wärmequellen (beispielhaft)	Kohle Dampfkessel	Kohle, Öl, KWK	KWK, Abfall, Biomasse, Heizkessel	Abwärme, Solarthermie, Biomasse, Tiefengeothermie	Abwärme, Geothermie, Abwasser, Flusswasser, Grundwasser, Solarthermie
Wärmeverteilung	Dampfdruck	zentrale Pumpen	(de-)zentrale Pumpen	(de-)zentrale Pumpen	(de-)zentrale Pumpen
Verteilungsverluste	sehr hoch	hoch	moderat	moderat	gering / Wärmege- winne
Rohrmaterial	(einseitig gedämmte) Stahlrohre	(einseitig gedämmte) Stahlrohre	vorgedämmte Stahlrohre	vorgedämmte Stahl- / Kunststoff- rohre	nichtgedämmte Kunststoff- rohre
Wärmetransfer	Kondensator	Rohrbündel- wärme- übertrager	Platten- wärme- übertrager	Platten- wärme- übertrager	Wärme- pumpen

Hinsichtlich eines sinkenden Wärmeverbrauchs resultieren höhere Rücklauftemperaturen in bestehenden Wärmenetzen, wodurch die Wärmeverluste erhöht werden. Um diesen Effizienzeinbußen entgegenzuwirken und die Wärmeverluste weiterhin zu senken, werden Wärmenetze der vierten Generation eingesetzt. Diese ermöglichen durch die reduzierten Vor- und Rücklauftemperaturen eine effiziente Einbindung von erneuerbaren Energien auf einem geringen Temperaturniveau. Weiterhin bieten sie den Vorteil, günstigere Rohrmaterialien (beispielsweise Kunststoff) einzusetzen [94].

Um eine weitere energetische Verbesserung zu erreichen, werden derzeit Projekte der fünften Generation, sogenannte kalte Wärmenetze, realisiert. Diese zeichnen sich durch Betriebstemperaturen zwischen 0 °C und 20 °C aus. Dadurch besteht die Möglichkeit, erneuerbare Energiequellen mit einem geringen Temperaturniveau noch effizienter einzubinden. Dies wird erreicht,

indem die Erwärmung auf die Heizungstemperatur nicht an zentraler Stelle erfolgt. Stattdessen wird das Netz bei Temperaturen nahe der Bodentemperatur betrieben. Durch die geringe Temperaturdifferenz resultieren kaum Wärmeverluste. Stattdessen können, durch ein höheres Temperaturniveau des Erdreichs, zum Teil Wärmegewinne erzielt werden. Liegt die Netztemperatur für gewisse Zeit unterhalb der Bodentemperatur sind, in Abhängigkeit der Randbedingungen eines kalten Wärmenetzes, Wärmegewinne von bis zu 40 % möglich [181, 184]. Somit benötigen die Rohrleitungen kalter Wärmenetze keine Wärmedämmung, was einen wirtschaftlichen Vorteil mit sich bringt. Dezentrale Wärmepumpen in den Gebäuden heben die Temperatur schließlich auf das benötigte Niveau beim Verbraucher an. Die mit Strom betriebenen Wärmepumpen bieten somit eine effiziente Möglichkeit der Elektrifizierung des Wärmesektors. Des Weiteren kann durch das kalte Wärmenetz sowohl aktiv als auch passiv gekühlt werden. [13, 184]

2.2 Wärme- und Kältenetze der fünften Generation

Für die Namensgebung von Wärmenetzen mit dezentraler Temperaturanpassung findet sich in der Literatur keine einheitliche Nomenklatur wieder [13]. Beispielsweise werden in verschiedenen Werken die Bezeichnungen Niedertemperaturnetze, Anergienetze oder kalte Nahwärme verwendet [5, 59, 121, 134, 164, 175]. Einige dieser Namen stehen allerdings im Widerspruch mit der Bezeichnung für Wärmenetze der vierten Generation [165]. Demnach schlug Buffa et al. den Begriff Wärme- und Kältenetze der fünften Generation vor. Dieser Ausdruck soll stellvertretend für diejenigen Wärmenetze verwendet werden, bei welchen die direkte Nutzung des Temperaturniveaus zu Heizzwecken nicht möglich ist. Daher muss die Anpassung der Temperatur durch den dezentralen Betrieb einer Wärmepumpe realisiert werden. Im deutschen Sprachgebrauch hat sich dennoch der Begriff kalte Nahwärme etabliert. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit auf die Begrifflichkeit kalte Nahwärme beziehungsweise kaltes Wärmenetz zurückgegriffen.

Im Anschluss werden die Möglichkeiten hinsichtlich des Betriebs sowie die Eigenschaften von kalten Wärmenetzen erläutert. Da für die Temperaturanhebung dezentrale Wärmepumpen benötigt werden, erfolgt die Erläuterung der Wärmepumpentechnik. Ferner werden anhand einer Marktrecherche der realisierten kalten Wärmenetze in Deutschland der aktuelle Stand der Technik sowie angewandte Geschäftsmodelle veranschaulicht.

2.2.1 Charakterisierung der Betriebsweisen

Die Charakterisierung der Betriebsweisen von Wärme- und Kältenetzen der fünften Generation kann unter Betrachtung mehrerer Faktoren erfolgen. Die Möglichkeiten werden im Folgenden kurz aufgeführt und erläutert.

Art der Wärmeentnahme/-abgabe der Quelle

Die Netze können als Erweiterung von Erdwärmepumpensystemen auf Quartiersebene angesehen werden. Daher wird mittels der Methode der Wärmeentnahme/-abgabe von/zur Quelle zwischen offenen und geschlossenen Systemen unterschieden. Bei offenen Systemen wird das Medium der Wärmequelle durch Hydraulikpumpen gefördert und nach Nutzung des Energieinhalts wieder abgeleitet (z. B. bei Brunnenanlagen). Dies kann direkt oder indirekt, mit einem zwischengeschalteten Wärmeübertrager, welcher den Wärmequellenkreislauf hydraulisch trennt, erfolgen. Bei geschlossenen Systemen zirkuliert das Wärmeträgermedium in einem geschlossenen Kreislauf, über welchen die Wärmeübertragung mit der Quelle stattfindet, wodurch das Medium im Systemkreislauf verbleibt. Darunter fallen beispielsweise Geothermieanlagen mit Erdwärmekollektoren. [129, 180]

Art der Netztopologie

Genau wie bei konventionellen Wärmenetzen kann angesichts der Topologie des Netzes differenziert werden. In Versorgungsnetzen wird im Allgemeinen zwischen drei Netzformen unterschieden. Die Möglichkeiten unterteilen sich in Strahlen-, Ring- oder Maschennetz (siehe Abbildung 2.1). Maßgeblich entscheidend für die Struktur eines Netzes sind städtebauliche Gegebenheiten (beispielsweise Straßenführung oder räumliche Anordnung der Häuser), die Netzgröße sowie die Einbindung der Wärmequellen. Aufgrund der geringen Trassenlänge finden Strahlennetze bei kleinen bis mittleren Wärmenetzen häufig Anwendung. Die von der Wärmequelle abgehenden Leitungen verästeln sich dabei wie ein Baum.

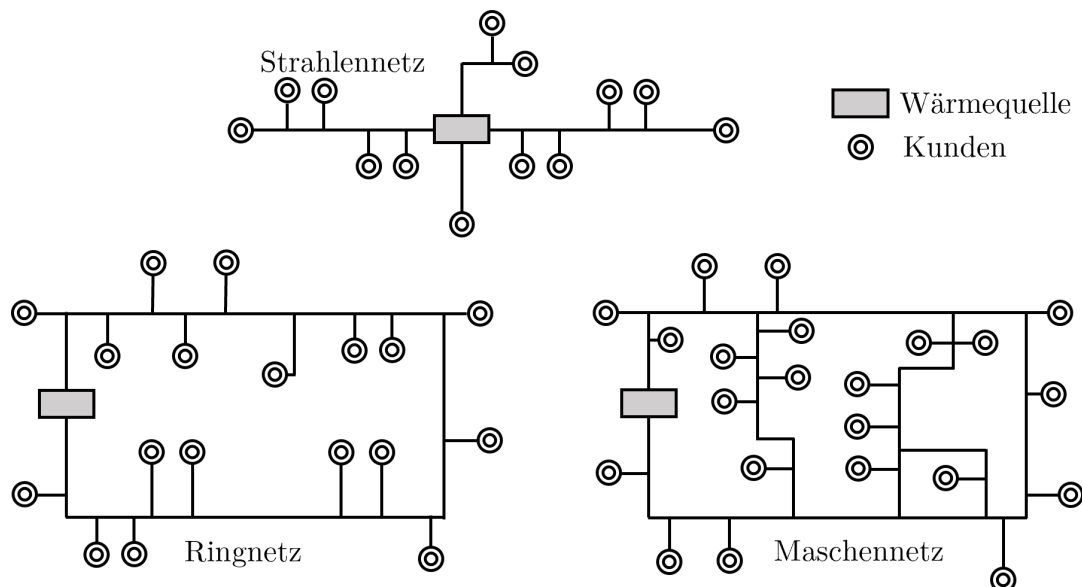


Abbildung 2.1: Möglichkeiten der Netzstruktur in Versorgungsnetzen nach [88]

Bei Strahlennetzen ergibt sich der Vorteil von geringen Baukosten. Jedoch können bei Störungen, welche eine Unterbrechung des Durchflusses in der Rohrleitung hervorrufen, Verbraucher

unterhalb der Schadstelle nicht mehr versorgt werden. Eine Unterbrechung kann beispielsweise aus einem Rohrbruch, Reparaturarbeiten oder nachträglichen Erweiterungsarbeiten resultieren. Das Ringnetz besteht aus einem ringförmigen Hauptstrang, von dem einzelne Strahlensysteme abgehen. Eine Ringform ermöglicht die Einbindung von mehreren Erzeugeranlagen an unterschiedlichen Standorten. Es wird eine höhere Versorgungssicherheit realisiert, da die meisten Kunden über zwei verschiedene Leitungswege erreicht werden können. Daher wirken sich Störungen häufig nur auf ein relativ kleines Teilgebiet aus. Des Weiteren können Ringnetze einfacher erweitert werden. Da jedoch die Trassenlänge und die Durchmesser der Rohrleitungen zu denen eines Strahlennetzes im Regelfall größer sind, ergeben sich höhere Investitionen. Das Maschenetz ist eine Form des Ringnetzes, wobei parallele Verbindungsleitungen an den Ring angeschlossen werden. Hieraus resultiert die größte Versorgungssicherheit und die beste Möglichkeit zur Erweiterung. Da jedoch ebenfalls die Investitionen am höchsten sind, werden Maschennetze nur bei großen Wärmeverteilungsnetzen eingesetzt. [126]

Art des Leitungssystems

Je nach Art und Anzahl der aktiven Leiter können Wärmenetze, unabhängig von der Netzform, mit verschiedenen Leitungs-Systemen betrieben werden. Systeme die lediglich über einen Vorlauf verfügen, werden als Ein-Leiter-Systeme bezeichnet. Die Rückführung des Wassers in die Umwelt erfolgt an zentraler Stelle mittels eines offenen Systems. Bei Zwei-Leiter-Systemen handelt es sich um einen geschlossenen Kreislauf mit Vor- und Rücklauf. Überwiegt hierbei der Heizbedarf, weist die Vorlaufleitung ein höheres Temperaturniveau auf als die Rücklaufleitung. Konträr dazu arbeiten die Leitungen bei einem dominierenden Kühlbedarf. Zwei-Leiter-Systeme finden die häufigste Anwendung bei kalten Wärmenetzen. Drei-Leiter-Systeme verfügen über eine zusätzliche Vorlaufleitung mit einem abweichenden Temperaturniveau, welches direkt mit Hilfe eines Wärmeübertragers für Heiz- oder Kühlzwecke verwendet werden kann. Werden beide Versorgungsmöglichkeiten realisiert, resultieren somit neben dem Zwei-Leiter-System zwei weitere Leitungen. Demnach handelt es sich um ein Vier-Leiter-System. [164]

Art des Energieflusses

Weiter unterschieden wird durch den Energiefluss eines Netzes. Die beiden Möglichkeiten unterteilen sich in unidirektionale und bidirektionale Netze. Dabei ist die Richtung des Energieflusses zum Verbraucher entscheidend. Verläuft dieser lediglich in eine Richtung und weisen somit alle Abnehmer einen Wärmebedarf auf, assoziiert dies ein unidirektionales Netz, welches als Wärmequelle dient. Zur Aufrechterhaltung der Energiebilanz muss daher eine kontinuierliche Wärmezufuhr erfolgen. Wird das Netz hingegen ausschließlich für die Kühlung genutzt, fungiert das Netz als Wärmesenke. Daher ist eine kontinuierliche Wärmeabfuhr nötig, um das Gesamtsystem bilanziell auszugleichen. Die Energieflüsse eines bidirektionalen Netzes richten sich sowohl in po-

sitive als auch negative Richtung. Somit dient das Netz als Wärmequelle und gleichzeitig auch als Wärmesenke. Weisen die Energieflüsse betragsmäßig gleiche Werte auf, decken sich Wärme- und Kältebedarf gegenseitig ab. Aufgrund der oftmals zeitlich auftretenden Verschiebung der Bedarfe entstehen Bilanzdefizite. Diese müssen entweder durch Wärmezufuhr oder Wärmeabfuhr entsprechend ausgeglichen werden. Eine Möglichkeit zur Deckung der Über- oder Unterschüsse bietet die Einbindung von Speichern. [164]

Art des Medienflusses

Die Charakterisierung erfolgt darüber hinaus anhand des Medienflusses eines Netzes. Es wird dabei zwischen gerichteten und ungerichteten Netzen unterschieden [164]. Analog dazu wird oftmals die Nomenklatur „aktives“ beziehungsweise „passives“ Wärmenetz verwendet. Bei aktiven kalten Wärmenetzen sind die zentralen Förderpumpen meist in einer Energiezentrale installiert. Die Förderhöhe der Pumpen im Rohrnetz richtet sich nach den Druckverlusten im System. Beim Druckverlust von aktiven kalten Wärmenetzen besteht ein gewisser Spielraum, wodurch die Möglichkeit vorliegt etwas geringere Rohrdurchmesser zu verwenden. Weiterhin können im Wärmenetz nachträglich weitere Wärmequellen oder Abnehmer integriert werden. Die Energiezentrale umfasst die zentralen Netzpumpen, Druckausgleichsbehälter, Motorklappen, Befüllung sowie die Netzentgasungsanlage. Eine redundante Auslegung der zentralen Förderpumpen, das heißt die parallele Installation mehrerer gleicher Pumpen zu abwechselnden Betriebszeiten, sichert vor Ausfall. Aufgrund der ununterbrochenen Zirkulation des Wärmenetzes wird jedoch kontinuierlich Energie benötigt. Aktive kalte Wärmenetze werden bei räumlich weit ausgedehnten Baugebieten mit mehr als 50 Verbrauchern der passiven Betriebsart bevorzugt. [181]

Bei passiven Netzen erfolgt die Umwälzung des Verteilnetzes allein durch den Betrieb der integrierten Förderpumpen der dezentralen Wärmepumpen. Folglich werden keine zentralen Förderpumpen benötigt. Bei der Auslegung spielt der Differenzdruck die entscheidende Rolle, da die dezentralen Förderpumpen den gesamten Druckverlust im System überwinden müssen. Dadurch wird eine Zirkulation des Netzes gewährleistet und die Vermeidung eines hydraulischen Kurzschlusses sichergestellt. Um den Druckverlust möglichst gering zu halten, werden große Rohre und kurze Rohrlängen eingesetzt. Durch eine passive Betriebsweise können die Komponenten der Technikzentrale verringert werden. Daher sind lediglich die Druckhaltung, die Befüllung und idealerweise die Entgasung integriert. Somit kann das Gebäude der Energiezentrale kleiner ausgeführt werden, wodurch wirtschaftliche Einsparungen resultieren. Für größere Rohrquerschnitte werden jedoch Mehrkosten in Kauf genommen. Da die Auslegung auf dem Differenzdruck basiert, ist eine spätere Erweiterung in der Regel nicht möglich. Um vertretbare Rohrdimensionen zu erhalten, wird auf die passive Betriebsweise hauptsächlich bei Netzen in kleineren Baugebieten mit geringen Leitungslängen zurückgegriffen. [181]

Fahrweise

Bei herkömmlichen Wärmenetzen bestehen grundsätzlich drei Möglichkeiten zur Fahrweise der Netze. Diese unterteilen sich in die gleitende, gleitend-konstante bzw. konstante Fahrweise. Dabei erfolgt die Anpassung und der Verlauf der Netzvorlauftemperatur auf Basis der Außentemperatur. [116, S. 50 f.]

Bei kalten Wärmenetzen wird oftmals zunächst zwischen einer kontrollierten und unkontrollierten Fahrweise unterschieden. Dabei spielen die Erzeuger eine entscheidende Rolle. Ist im Wärmenetzsystem lediglich ein Geothermiekollektorfeld integriert, schwankt die Temperatur im Jahresverlauf in Abhängigkeit der Kollektortemperatur. Dadurch ergibt sich eine unkontrollierte Fahrweise. Wird beispielsweise zusätzlich eine Wärmepumpe integriert, kann eine kontrollierte Fahrweise realisiert werden. In diesem Fall kann analog auf die drei Möglichkeiten der herkömmlichen Wärmenetze zurückgegriffen werden.

2.2.2 Funktionsprinzip

Bei konventionellen Wärmenetzen (siehe Kapitel 2.1) erfolgt die leitungsgebundene Verteilung von Energie linear. Das heißt, nachdem die Wärme von der Quelle zum Verbraucher transportiert wurde, fließt das Wärmeträgermedium zurück. Es wird energetisch in der Praxis nur selten genutzt.

Im Folgenden wird das optimale Funktionsprinzip eines kalten Wärmenetzes erläutert, was jedoch in der Praxis im Regelfall nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr auftritt. Im Idealfall eines kalten Wärmenetzes erfolgt dessen Arbeitsweise nicht linear, bidirektional und dezentralisiert [8]. Daher besteht die Möglichkeit, dass die dezentralen Abnehmer auch als Erzeuger fungieren können [13]. Weisen der Wärme- und Kältebedarf betragsmäßig gleiche Werte auf, handelt es sich um den bestmöglichen Fall. Demnach könnte ein Gebäude mit Kältebedarf den Wärmebedarf eines anderen Gebäudes decken und somit wären die Abnehmer in sich komplett ausgeglichen, wodurch keine zusätzliche Energie bereitgestellt werden müsste [24]. Das ideale kalte Wärmenetz würde nicht über eine Vor- und Rücklaufleitung im klassischen Sinn verfügen, sondern vielmehr über eine warme und kalte Leitung, in welchen die Temperatur frei schwankend ist [24]. Durch einen Anschluss an beiden Leitungen könnten die dezentralen Wärmepumpen anhand ihrer reversiblen Arbeitsweise sowohl einen Wärme- als auch einen Kältebedarf decken.

Abbildung 2.2 zeigt schematisch ein kaltes Wärmenetz mit verschiedenen Verbrauchern sowie Wärme- und Kältequellen. Dabei sind verschiedene Sektoren, wie beispielsweise der Gebäude- oder Industriesektor integriert. Diese weisen verschiedene Lastprofile über das Jahr auf. Ein kaltes Wärmenetz verfolgt das Ziel den Austausch von Restwärme oder -kälte zwischen den angeschlossenen Gebäuden zu realisieren. [8]

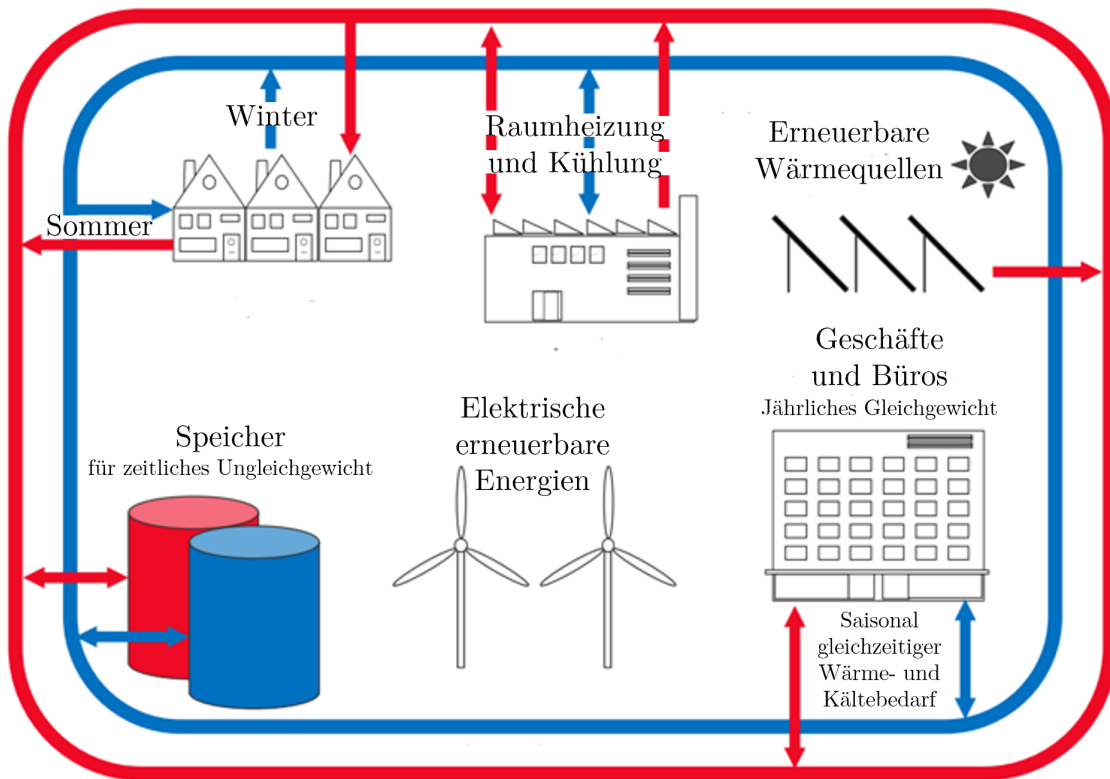


Abbildung 2.2: Funktionsweise eines kalten Wärmenetzes mit einer Vielzahl von Verbrauchern nach [8]

Aufgrund der zeitlichen Verschiebung zwischen Angebot und Nachfrage, sollen Energiespeicher als Puffer eingesetzt werden. Dabei können Quellen wie beispielsweise die oberflächennahe Geothermie als Speicher dienen und somit überschüssige Wärme beziehungsweise Kälte aufnehmen. Die Integration von erneuerbarem Strom ermöglicht den intelligenten Betrieb der Netz- und Wärmepumpen. Weist der Strom aus erneuerbaren Energien eine geringe Verfügbarkeit auf, kann die Wärmeversorgung durch Puffer sowie die thermische Masse des Gebäudes gelingen. [8]

Jährliche Wärme- und Kältebedarfe zeigen, dass sich die Bedarfe in der Regel weiterhin in zwei überwiegende Bereiche unterteilen. Demnach wird der größte Anteil des Kältebedarfs im Sommer anfallen. Analog dazu überwiegt der Heizbedarf im Winter deutlich. In der Praxis kann somit der Idealfall der gegenseitigen Bedarfsdeckung nicht eintreten, wodurch ein Energieausgleich erfolgen muss.

Werden kalte Wärmenetze zur Versorgung von Gebäuden eingesetzt, kommen in der Regel eine oder mehrere Wärmequellen/Wärmesenken zum Einsatz. Diese sind in der Energiezentrale mit dem Verteilungsnetz gekoppelt. Aufgrund der hohen Wärmekapazität, der Umweltverträglichkeit und der hohen Verfügbarkeit wird oftmals Wasser als Wärmeträgermedium eingesetzt. Wird ein sehr niedriges Temperaturniveau erwartet, kann durch die Zugabe eines Frostschutzmittels, meist eine Wasser-Glykol-Mischung, auch bei Netztemperaturen unterhalb des Gefrierpunktes ein sicherer Betrieb gewährleistet werden.

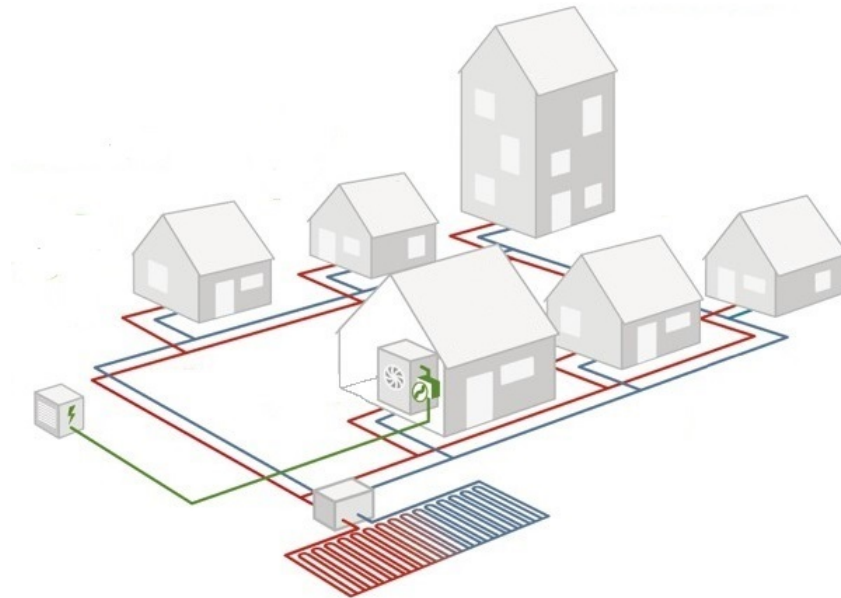


Abbildung 2.3: Beispielhafte Darstellung eines kalten Wärmenetzes mit einem Geothermiefeld nach [15]

In Abbildung 2.3 ist beispielhaft das Schema eines aktiven kalten Wärmenetzes mit einem Geothermiekollektorfeld zur Versorgung eines Quartiers dargestellt. Das Geothermiesystem ist in der Energiezentrale mit dem Verteilungsnetz verbunden. Durch eine zentrale Netzpumpe erfolgt die Zirkulation des Wärmeträgermediums. Die Gebäude sind durch eine dezentrale Wärmeübergabestation in der Hausstation mit dem Verteilungsnetz verbunden. Die in der Hausstation integrierte Wärmepumpe ermöglicht schließlich die Temperaturanpassung. Je nach Bedarf dient das Geothermiefeld als Wärmequelle oder Wärmesenke. Dadurch wird dem Netz Wärme zuzuspektive abgeführt. Konträr dazu entzieht das Geothermiefeld dem Boden Wärme bzw. Kälte.

2.2.3 Rohrleitungen

Ein Wärmenetz kann aus einer oder mehreren Vor- und Rücklaufleitungen bestehen (siehe Kapitel 2.2.1). Dabei kommen für den Transport des Wärmeträgermediums spezielle Rohrleitungen zum Einsatz. Die Auswahl der Rohrleitungen erfolgt auf Grundlage des Temperaturniveaus und den daraus resultierenden Wärmeverlusten. Da die Vorlauftemperaturen von kalten Wärmenetzen bezogen auf die Bodentemperatur nur geringe Temperaturdifferenzen aufweisen, entstehen kaum Wärmeverluste. Dennoch unterliegt das Rohrleitungsnetz kalter Wärmenetze besonderen Anforderungen bezüglich dem Rohrmaterial und Verlegeverfahren.

Für das Rohrmaterial kommt der kostengünstige Thermoplast Polyethylen (PE) zum Einsatz, welcher durch ein modifiziertes Polymerisationsverfahren hergestellt wird. Die eingesetzten Kunststoffmediumrohre bestehen entweder aus PE 100-HD (hohe Dichte) oder PE 100-RC (rissbeständig). Für die Trinkwasserversorgung wird ebenfalls der Werkstoff PE 100-HD verwendet.

Bei Verwendung dieses Materials ist es zwingend notwendig, die Rohre in einer Sandschicht zu verlegen, sodass keine Schäden bei der Verfüllung entstehen. Bei PE 100-RC hingegen wird keine Sandschicht benötigt. Des Weiteren weist dieser Werkstoff eine sehr hohe Lebensdauer sowie eine hohe Sicherheit gegen Beschädigung oder Punktbelastung und Spannungsrissbeständigkeit auf. Bei beiden Möglichkeiten wird das Rohr ohne Dämmmaterial eingesetzt. Zur Vorbeugung gegen Probleme mit natürlichem Gefrieren ist eine Tiefe von 1,2 m – 1,5 m erforderlich. [181] Die Verlegung der Rohre ist bis zu einem nominellen Durchmesser DN200 flexibel, durch Ringbundware mit einer Länge von 100 m, möglich. Zur Richtungsänderung werden Formstücke eingesetzt. Erfolgt diese jedoch nur in einem geringen Maß, werden aufgrund der hohen Flexibilität keine Formstücke benötigt. Darüber hinaus kompensieren Kunststoffmediumrohre die im Betrieb auftretende Wärmedehnung selbst. [58]

Um die Verbindung zwischen Rohren und Formteilen während des Baus zu ermöglichen, kommen die Techniken Heizwendel-, Stumpf- und/oder Elektromuffenschweißung zum Einsatz [58]. Bei den meisten kalten Wärmenetzen wird derzeit als Wärmeträgermedium ein Wasser-Glykol-Gemisch verwendet. Dieses ist in Deutschland als umweltschädlich eingestuft (Wassergefährdungsklasse 1). Diese Einstufung kann zu Schwierigkeiten im Rahmen des Genehmigungsverfahrens führen, wodurch in manchen Fällen doppelwandige Rohre verwendet werden müssen. Infolgedessen können in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen Netz- und Bodentemperatur, aufgrund einer schlechteren Wärmeübertragung, Effizienzeinbußen resultieren. [179]

2.2.4 Dezentrale Technik

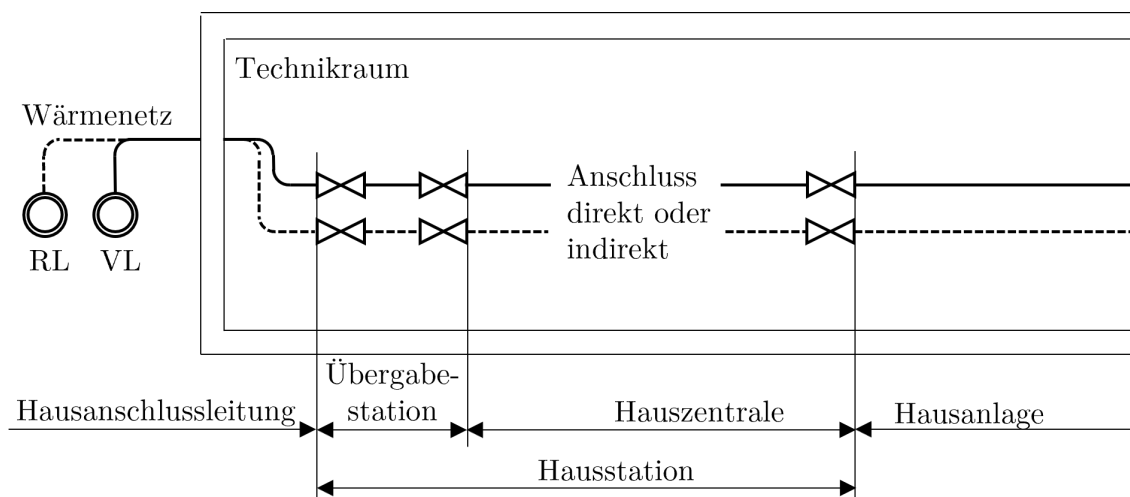


Abbildung 2.4: Haustechnik mit Hausanschluss und Hauszentrale eines herkömmlichen Wärmenetzes nach [37]

Für die Verbindung eines Versorgungsnetzes mit den Gebäuden wird jeweils ein Hausanschluss benötigt. Die Anbindungsweise bei herkömmlichen Wärmenetzen erfolgt nach dem in Abbildung 2.4 dargestellten Schema. Die Vorlaufleitung (VL) und Rücklaufleitung (RL) verbindet

über die Hausanschlussleitung das Wärmenetz mit der Hausstation im Gebäude, welche meist in einem Hausanschlussraum untergebracht ist. Die Übergabestation bildet das Bindeglied zwischen der Hausanschlussleitung und der Hauszentrale. Dabei stellt die Übergabestation eine bestimmungsgemäße Übergabe der Energiemenge, z. B. hinsichtlich Druck, Temperatur und Volumenstrom an die Hauszentrale sicher. Im Anschluss an die Hauszentrale folgt die Hausanlage, welche ein Rohrleitungssystem, die Heizflächen sowie die zugehörigen Absperr-, Regel- und Sicherheitseinrichtungen beinhaltet. [37]

Bei modernen Flächenheizungen wird eine Vorlauftemperatur von etwa 35 °C benötigt. Für die Warmwasserbereitung bedarf es eines Vorlauftemperaturniveaus von etwa 55 °C . Da die Netztemperaturen eines Wärme- und Kältenetzes der fünften Generation dieses Niveau nicht erreichen, erfolgt die Einbindung einer Wärmepumpe und gegebenenfalls eines Speichers. Durch den Einsatz von elektrischer Antriebsenergie wird somit das benötigte Temperaturniveau für die Hausanlage bereitgestellt. Die Haustechnik eines kalten Wärmenetzes ist in Abbildung 2.5 veranschaulicht.

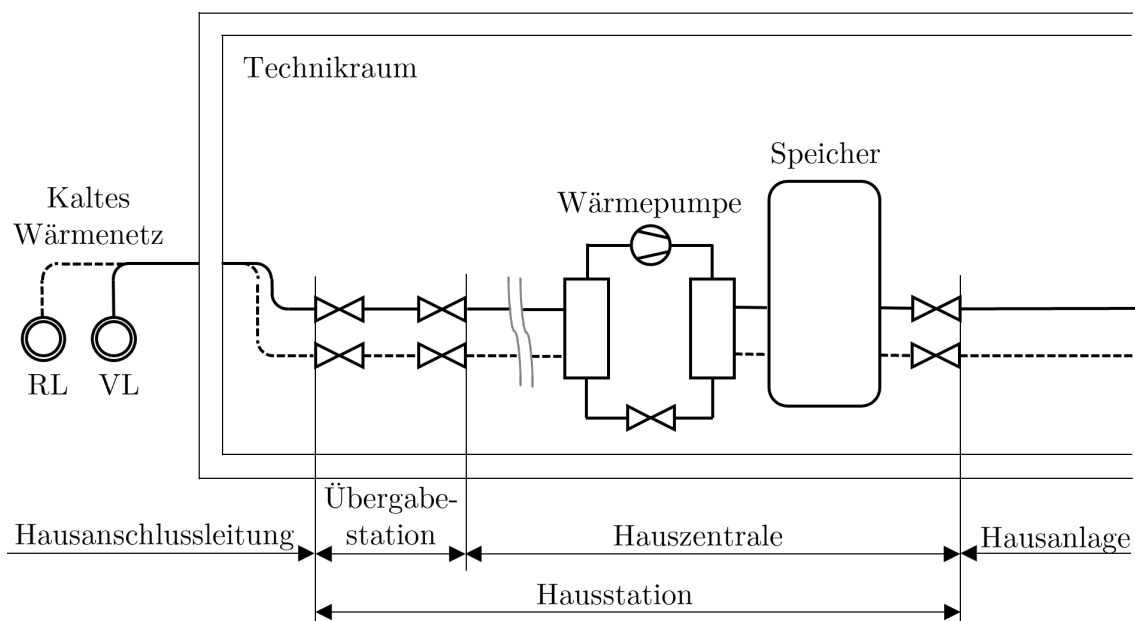


Abbildung 2.5: Haustechnik mit Hausanschluss und Hauszentrale eines Wärme- und Kältenetzes der fünften Generation mit der Übergabestation vor der Wärmepumpe

Bei einem ausreichend großen Temperaturunterschied der Gebäudetemperatur und der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes ist die passive Kühlung möglich. Hierfür wird ein zusätzlicher Wärmeübertrager vorgesehen, welcher über ein Drei-Wege-Ventil durchströmt werden kann. Erreichen die Netzvorlauftemperaturen zu hohe Werte, kann mit Stromeinsatz an der reversibel arbeitenden Wärmepumpe aktiv gekühlt werden.

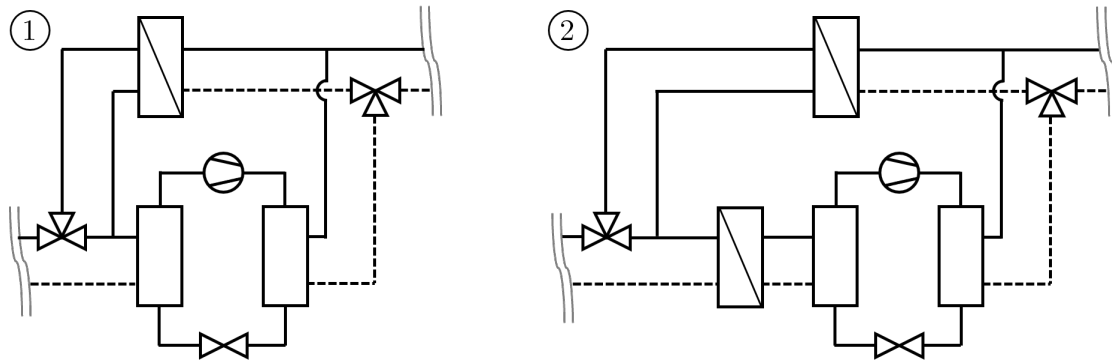


Abbildung 2.6: Anbindung der passiven Kühlung sowie Möglichkeiten des Anschlusses der Wärmepumpe: 1-Direkte Einbindung der Wärmepumpe, 2-Indirekte Einbindung der Wärmepumpe

Der Anschluss der Wärmepumpe kann auf verschiedene Arten konzipiert werden. Bei einem direkten Anschluss strömt das Medium des Wärmenetzes durch die Quellseite der Wärmepumpe. Abbildung 2.6-1 stellt diese Möglichkeit dar. Der direkte Anschluss entspricht der einfachsten Lösung. Um den Netzkreislauf und den Kreislauf hydraulisch zu entkoppeln, kann ein zusätzlicher Wärmeübertrager integriert werden (siehe Abbildung 2.6-2). Durch den indirekten Anschluss der Wärmepumpe wird diese vor Verschmutzung geschützt, was bei einem offenen System mit einer Brunnenanlage von Vorteil sein kann. Es resultieren jedoch höhere Kosten und ein ineffizienteres System, da durch den Wärmeübertrager nicht dasselbe Temperaturniveau an der Quellseite der Wärmepumpe und im Netz erreicht werden kann. Demnach erfährt die Wärmepumpe im Heizbetrieb Leistungseinbußen. Bei beiden Möglichkeiten wird über das 3-Wege-Ventil die passive Kühlung realisiert. Durch die Integration des Wärmeübertragers vor der Wärmepumpe kann zusätzlich ein Bedarfsausgleich im Gebäude erfolgen. Dies ist der Fall, wenn gleichzeitig Wärme und Kälte benötigt werden. Infolgedessen wird zunächst durch den passiven Wärmeübertrager der Kältebedarf gedeckt. Der anfallende Abwärmestrom kann anschließend an der Wärmepumpe genutzt werden. Dadurch kann die Abwärme, welche ins Wärmenetz zurückgespeist werden müsste, teilweise oder gar komplett reduziert werden. Für den Fall, dass beide Bedarfe gleichzeitig auftreten, kann dadurch eine effizientere Arbeitsweise der Wärmepumpe ermöglicht werden. Für beide Einbindungsvarianten werden Grenzwerte für den Rücklauf bei der Kühlung vom Netzbetreiber vorgeschrieben. [40, 124, 149, 153, 157]

2.2.5 Wärmepumpen

Wärmepumpen sind eine effektive Komponente für die Energieumwandlung. Dabei stellen sie Nutzwärme bereit, welche einer Wärmequelle mit geringerem Temperaturniveau entzogen wird. In Abhängigkeit der Arbeitsweise werden Wärmepumpen in Kompressions- und Sorptionsmaschinen gegliedert. Kompressionswärmepumpen sind in Bezug auf den Betrieb die effizientesten Wärmepumpen. [120]

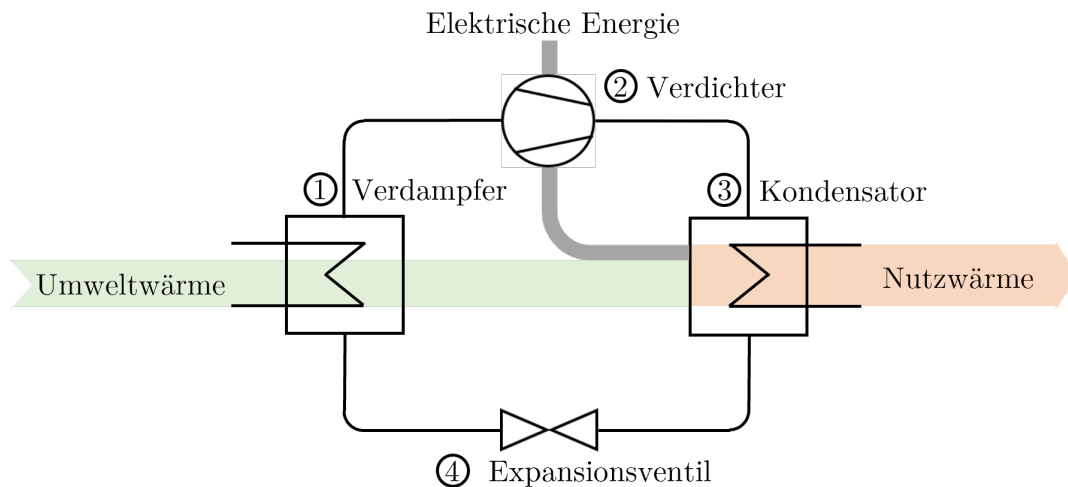


Abbildung 2.7: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe nach [42]

Die wesentlichen Bauteile einer Wärmepumpe umfassen einen Verdampfer, einen Verdichter, einen Kondensator und ein Expansionsventil. Kompressionswärmepumpen arbeiten nach dem linksläufigen, thermodynamischen Kreisprozess. Der Verdichter wird durch einen Elektromotor angetrieben. [68]

Abbildung 2.7 verdeutlicht das Funktionsprinzip einer Kompressionswärmepumpe. Im Kreislauf der Maschine zirkuliert ein Kältemittel, dessen Siedepunkt deutlich unterhalb des Temperaturniveaus der Quelle liegt. Das Kältemittel gelangt zunächst als Flüssigkeit in den Verdampfer, welcher durch einen Wärmeübertrager realisiert wird. Der Quelle wird Energie in Form von Umweltwärme entzogen, indem das Kältemittel bei geringem Druck verdampft. Anschließend erfolgt durch den Einsatz von elektrischer Energie die Verdichtung des Kältemittels auf einen wesentlich höheren Druck. Hierdurch kann das Temperaturniveau des Kältemittels deutlich angehoben werden. Daraufhin erfolgt in einem zweiten Wärmeübertrager die Kondensation des Kältemittels, wodurch Nutzwärme vom Medium abgegeben werden kann. Das verflüssigte Kältemittel wird anschließend durch das Expansionsventil zurück in den Verdampfer geführt, sodass sich der Kreislauf wiederholen kann. [120]

Bei reversiblen Wärmepumpen ermöglicht ein Vier-Wege-Ventil die Umkehrung des Kreislaufs, sodass eine aktive Kühlung realisiert werden kann (siehe Abbildung 2.8).

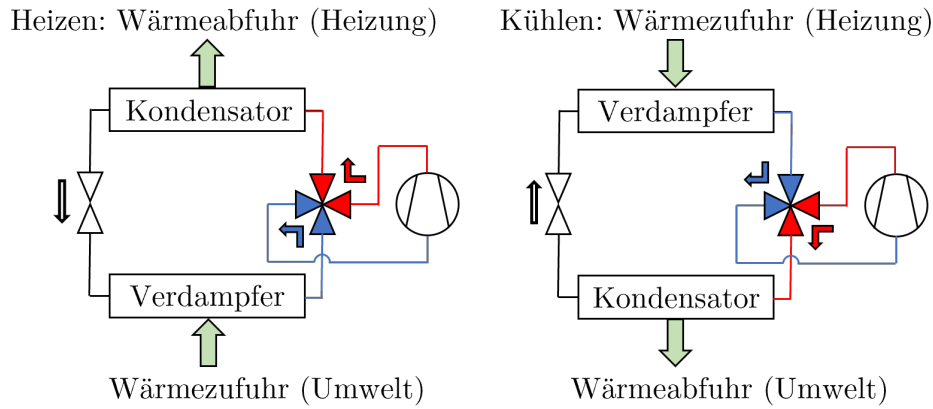


Abbildung 2.8: Heiz-/Kühlbetrieb einer reversiblen Wärmepumpe nach [68]

Die Effektivität einer Wärmepumpe kann anhand zweier charakteristischer Werte quantifiziert werden. Die Leistungszahl oder auch der *COP* (**C**oefficient of **P**erformance) stellt das Verhältnis der gewonnenen Heizleistung \dot{Q}_h zur aufgewendeten elektrischen Antriebsleistung P_{el} dar (siehe Gleichung 2.1). [75]

$$COP = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Aufwand}} = \frac{\dot{Q}_h}{P_{el}} \quad (2.1)$$

Je höher der *COP*, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Ein *COP* von 5 bedeutet, dass aus 1 kW elektrischer Antriebsenergie 5 kW Nutzwärme erzeugt werden können. Die Ermittlung des *COPs* erfolgt in einem Versuchsstand. Bei der Darstellung einer Leistungszahl werden immer die zugrundeliegenden Messbedingungen abgebildet. So erfolgt zunächst die Angabe der Quelle und deren Temperatur sowie darauffolgend die Bezeichnung der Senkenseite und deren Temperatur. Dabei wird auf folgende Notation zurückgegriffen:

1. A - Luft (Air)
2. B - Sole (Brine)
3. W - Wasser (Water)

Wurde beispielsweise der *COP* einer Sole-Wasser-Wärmepumpe im Versuchsstand mit einer Quelltemperatur $T_{\text{Quelle}} = 0^\circ\text{C}$ der Sole und einer Vorlauftemperatur $T_{\text{Heiz}} = 55^\circ\text{C}$ der Senkenseite bestimmt, erfolgt die Angabe "*COP* B0/W55". [10]

Entsprechend gibt die Leistungszahl die Effizienz einer Wärmepumpe für bestimmte Betriebspunkte wieder. Daher wird für die Bewertung einer Wärmepumpe die Jahresarbeitszahl *JAZ* oder auch der *SCOP* (**S**easonal **C**oefficient of **P**erformance) herangezogen. In Abhängigkeit der Betriebsweise einer Wärmepumpe erfolgt die Bestimmung durch Auswertung der zutreffenden Gleichung 2.2-2.4. Dabei gibt Q_{Heiz} und $Q_{\text{Kühl}}$ die Summe des Wärmebedarfs respektive des Kühlbedarfs eines Jahres wieder. Analog dazu beschreibt W_{el} die Summe der in einem Jahr

aufgewendeten Antriebsarbeit. [75]

$$JAZ_{\text{ges}} = \frac{Q_{\text{Heiz}} + Q_{\text{Kühl}}}{W_{\text{el}}} \quad (2.2)$$

$$JAZ_{\text{Heiz}} = \frac{Q_{\text{Heiz}}}{W_{\text{el, Heiz}}} \quad (2.3)$$

$$JAZ_{\text{Kühl}} = \frac{Q_{\text{Kühl}}}{W_{\text{el, Kühl}}} \quad (2.4)$$

2.2.6 Projekte in Deutschland

Buffa et al. publizierte 2019 eine Übersicht mit allgemeinen Netzinformationen und Betriebsdaten von 40 Wärme- und Kältenetzen der fünften Generation in Europa [13]. Davon befinden sich 15 in Deutschland, 15 in der Schweiz, fünf in Italien sowie fünf weitere in den Niederlanden, Belgien, England und Norwegen.

Aktuell werden in Deutschland bereits mehrere kalte Wärmenetze betrieben. Weitere befinden sich derzeit in der Bauphase. Im Rahmen der Arbeit wurde eine Recherche (Stand 06/2022) zu kalten Wärmenetzen, welche sich in diesen Projektstadien befanden, durchgeführt. Projekte die sich zum Zeitpunkt der Recherche in der Planung befanden, wurden nicht in die Datensammlung aufgenommen. Bei der Recherche wurde nach folgenden Informationen ermittelt.

1. Zeitraum der Umsetzungsphase des Projektes
2. Zentrale Quelle/Senke
3. Leistung der angeschlossenen Quelle/Senke
4. Dezentrale Quelle
5. Richtung des Energieflusses
6. Richtung des Medienflusses
7. Art der angeschlossenen Abnehmer
8. Wärme-/Kältebedarf der angeschlossenen Abnehmer
9. Netzwerklänge
10. Betriebsdaten

In Deutschland konnten 45 kalte Wärmenetze identifiziert werden. Die hierbei ermittelten Netze sind zum Überblick in Tabelle A.1 dargestellt. Die Informationen stammen aus frei zugänglichen Quellen. Anhand der Untersuchung soll bezüglich der oben aufgeführten, grundlegenden Informationen ein besseres Verständnis für den Betrieb kalter Wärmenetze geschaffen werden. Des Weiteren werden mittels der Recherche die Rahmenbedingungen, der in dieser Arbeit untersuchten Netze, festgelegt.

Eine Betrachtung der Art des Energieflusses der Netze zeigt, dass bei 30 Netzen eine bidirektionale Funktionsweise vorliegt. Zwölf Wärmenetze werden unidirektional betrieben und stellen somit keine Kälte bereit (siehe Tabelle A.2). Es ist allerdings zu erkennen, dass es sich hier-

bei zeitlich betrachtet um die Netze handelt, welche bereits seit mehreren Jahren bestehen. Die neueren Wärmenetze werden nahezu ausschließlich bidirektional betrieben, da die Bereitstellung von Kälte in Zukunft immer relevanter wird. Des Weiteren zeigen die Daten einen enormen Zuwachs der Projekte in den letzten Jahren. Aufgrund der Vorteile von kalten Wärmenetzen ist davon auszugehen, dass dieser Trend in den kommenden Jahren weiter anhält.

Bei der Art des Medienflusses zeichnet sich eine leichte Tendenz in Richtung aktiver Netze ab. Zwölf Netze werden mit einem gerichteten und sechs mit einem ungerichteten Medienfluss betrieben. Für die restlichen Netze konnten keine Informationen diesbezüglich ermittelt werden (siehe Tabelle A.2). Die leichte Tendenz lässt sich darauf zurückführen, dass passive Netze nur bis zu einer gewissen räumlichen Ausdehnung sinnvoll sind.

Im Hinblick auf die Netztopologie werden nahezu ausschließlich 2-Leiter-Systeme eingesetzt. Das bedeutet, dass die Verteilung über eine Vor- und Rücklaufleitung beziehungsweise ein warme und kalte Leitung erfolgt. Das Leitungssystem wird meistens ohne Dämmung verlegt. Lediglich bei Netzen, welche jahreszeitbedingt auf verschiedenen Temperaturniveaus betrieben werden, kommen gedämmte Leitungen zum Einsatz. Bei den Wärmenetzen in Bodenmais und Dollnstein (siehe Tabelle A.4) wird in den Monaten Mai bis September das Wärmenetz als kaltes Netz betrieben. In den verbleibenden Monaten wird das Wärmenetz mit weiteren verschiedenen, teilweise fossilen Erzeugern auf einem höheren Temperaturniveau betrieben.

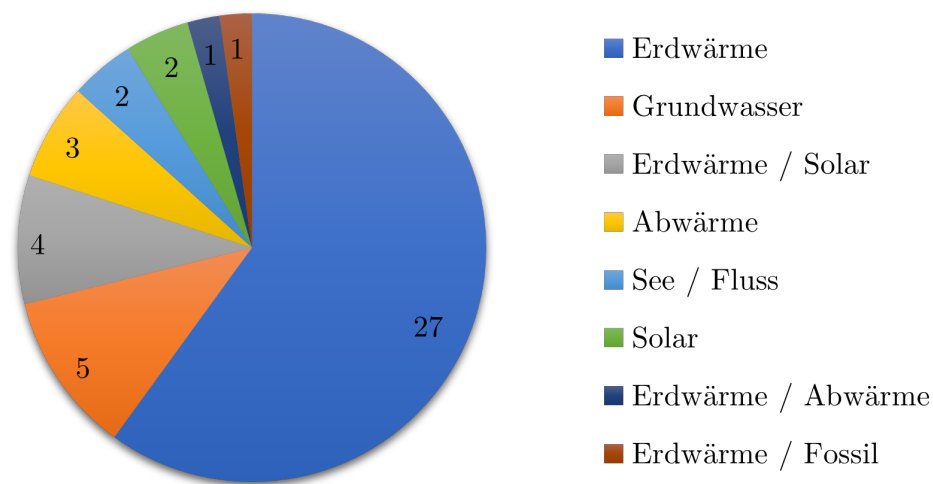


Abbildung 2.9: Quellen der recherchierten kalten Wärmenetze in Deutschland

In Abbildung 2.9 ist die Anzahl der kalten Wärmenetze mit den entsprechenden Quellen beziehungsweise Senken dargestellt. Dabei kristallisiert sich eine klare Bewegung hin zu Wärmenetzen mit Geothermiesystemen heraus. Wobei sich die Anzahl der Netze nahezu gleichermaßen auf Erdwärmekollektoren und Erdwärmesonden aufteilt. Eine detaillierte Aufzählung der jeweiligen Quellen, der untersuchten Netze, kann Tabelle A.3 entnommen werden.

Parallel zur Recherche in dieser Arbeit führte Wirtz et al. eine Analyse bezüglich Wärme- und

Kältenetzen durch. Dabei wurden die Betreiber der jeweiligen Netze befragt. Die Studie umfasst 53 kalte Wärmenetze mit den folgenden Informationen. [179]

1. Jahr der Inbetriebsetzung
2. Netztemperaturen
3. Rohrtyp
4. Netzwerklänge
5. Art der angeschlossenen Abnehmer
6. Richtung des Energieflusses
7. Art der angeschlossenen Abnehmer
8. Neubauanteil
9. Wärmequelle und Leistung
10. Primärenergiefaktor
11. Tarifstrukturen und dazugehörige Informationen

Im Vergleich zu dieser Arbeit wurden nahezu identische grundlegende Daten ermittelt. Durch die direkte Umfrage bei den Betreibern enthält die Publikation auch bei Netzen, für welche keine Daten anhand öffentlicher Quellen identifiziert werden konnten, die entsprechenden Informationen. Dennoch kann anhand des Vergleichs der Recherche dieser Arbeit mit der Veröffentlichung bestätigt werden, dass die zuvor aufgeführte Datenauswertung korrekte Ergebnisse folgert. Lediglich bei detaillierten Daten, wie beispielsweise Netztemperaturen, Wärmekapazität des Netzes und Netzlänge sind Unterschiede aufzufinden. Der Vergleich der Daten von Wirtz et al. mit Tabelle A.4 ergibt gewisse Abweichungen bei manchen Netzen. Diese lassen sich darauf zurückführen, dass die Recherche dieser Arbeit auf öffentlichen Quellen basiert. [179]

2.2.7 Tarifstrukturen und Liefergrenzen

Die Umsetzung von kalten Wärmenetzen erfolgt hauptsächlich in Neubauquartieren. Aufgrund der fortschrittlichen Energieeffizienz im Neubau und der damit verbundenen geringeren Wärmefachfrage werden in der Praxis aktuell verschiedene Geschäftsmodelle verwendet. Im Rahmen der Marktrecherche der Projekte in Deutschland wurden ebenfalls die Geschäftsmodelle identifiziert. Um einen Überblick zu erhalten, werden die recherchierten Merkmale der untersuchten Geschäftsmodelle aufgeführt und erläutert. Zunächst werden die Geschäftsmodelle verallgemeinert dargestellt, sodass darauf aufbauend ein Anwendungsbeispiel veranschaulicht werden kann.

Verallgemeinerte Darstellung

Unabhängig von der Art des Geschäftsmodells muss festgelegt werden, ob für die potentiellen Abnehmer ein Anschlusszwang an das kalte Wärmenetz besteht. Der Beschluss eines Anschlusszwangs verpflichtet die Grundstückseigentümer, welche im Bereich des kalten Wärmenetzes lie-

gen, die Wärme- und Kälteversorgung des Gebäudes durch die Anbindung an das Netz zu realisieren. Durch die aus der Anschlusspflicht folgende maximale Anschlussquote resultieren wirtschaftliche Vorteile sowohl für den Betreiber als auch Abnehmer, da die Wärmegestehungskosten (WGK) für alle angeschlossenen Gebäude sinken. Weiterhin ergibt sich für den Betreiber eine Planungssicherheit bezüglich der Anzahl an Anbindungen. Herrscht hingegen kein Anschlusszwang ergibt sich für den Betreiber ein deutlich höheres Risiko.

Einen Einflussfaktor auf die Art der Geschäftsmodelle stellt die Eigentumsgrenze der dezentralen Hausstation dar, welche Übergabestation, Wärmepumpe und gegebenenfalls Speicher beinhaltet. Demnach bestehen die zwei Möglichkeiten, dass entweder der Betreiber oder der Gebäudeeigentümer der Inhaber der Komponenten ist. Dementsprechend liegen die Investitionsausgaben bei der jeweiligen Partei. Übernimmt der Betreiber den Besitz der Übergabestation inklusive der Komponenten, ergibt sich aufgrund des deutschen Fördersystems ein Vorteil. Denn in diesem Fall werden die Bauteile als Element des Wärmenetzes, welches nach der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) systematisch gefördert wird, angesehen [20]. Dabei wird allerdings vorausgesetzt, dass die Komponenten mindestens 10 Jahre nach Inbetriebnahme im Besitz des Betreibers verbleiben [14]. Wird sich dagegen entschieden und der Gebäudeeigentümer übernimmt das Eigentum der Komponenten, ist trotzdem eine Unterstützung gemäß Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) möglich, allerdings zu einem etwas geringeren Fördersatz [19]. Ist der Betreiber in Besitz der Hausstationen, ergeben sich für diesen etwaige Schwierigkeiten, da die Komponenten im Gebäude des Eigentümers installiert sind. Für beispielsweise auftretende Störungen in der Hausstation muss diese für den Betreiber zugänglich sein. Dies ist allerdings von der Verfügbarkeit des Gebäudebesitzers abhängig. Des Weiteren benötigt der Betreiber das erforderliche Fachpersonal für die verschiedenen Komponenten.

Im Vergleich zu klassischen Wärmenetzen, für welche meist ein Grund- und Arbeitspreis entrichtet werden muss, bietet die Preisgestaltung von kalten Wärmenetzen flexiblere Möglichkeiten. Dabei spielt zunächst die Abrechnungsmodalität und somit die Abrechnungsgrenze eine wesentliche Rolle. Die Variationen unterteilen sich in:

- die Quellwärme des Netzes vor der Wärmepumpe,
- die Nutzwärme nach der Wärmepumpe,
- oder eine Pauschalzahlung für die Energielieferung.

Für einen gewissen Anteil der recherchierten Netze konnten die Abrechnungsmodalitäten ermittelt werden. Diese sind in Tabelle 2.2 aufgeführt.

Dabei wird deutlich, dass in den überwiegenden Fällen die Leistungsgrenze nach der Wärmepumpe liegt. Diesbezüglich besitzt meistens der Betreiber die Wärmepumpe und möglicherweise dazugehörige Komponenten.

Tabelle 2.2: Abrechnungsmodalitäten sowie Leistungsgrenze der recherchierten kalten Wärmenetze („AK“: Anschlusskosten; „AP“: Arbeitspreis; „BKZ“: Baukostenzuschuss; „FLAT“: Flatrate „GP“: Grundpreis; „SP“: Servicepreis)

Netzwerk	Leistungsgrenze	Eigentümer	Einmal-kosten	Heiz-kosten	Kühl-kosten	Quellen
Biberach	vor WP	Abnehmer	AK, BKZ	GP, SP, AP	inkl.	[39, 40]
Engelskirchen	nach WP	Betreiber	AK	GP, AP	k. A.	[2]
Maikammer	vor WP	Abnehmer	AK, BKZ	GP, SP	k. A.	[122, 124]
Neustadt	nach WP	variiert	k. A.	GP, AP	inkl.	[146]
Rottenburg	nach WP	Betreiber	AK	GP, AP	k. A.	[148, 149]
Schifferstadt	nach WP	Betreiber	AK	FLAT	inkl.	[133]
Schleswig	nach WP	Betreiber	AK, BKZ	GP, SP, AP	inkl.	[150]
Soest	nach WP	Betreiber	AK, BKZ	GP, AP	inkl.	[152, 153]
Troisdorf	variiert	k.A.	k. A.	GP, AP	-	[154]
Warendorf	nach WP	k. A.	AK, BKZ	GP, AP	GP	[156, 157]

Unabhängig von der Leistungsgrenze lassen sich die Kosten in Einmalkosten sowie laufende Kosten für Heizung beziehungsweise Kühlung aufteilen. Die einmaligen Kosten können die Anschlusskosten und/oder den Baukostenzuschuss beinhalten. Für Erstere setzen die Betreiber meist einen Pauschalpreis (€) an. Lediglich in Engelskirchen wird ein grundstücksabhängiger Preis (€/m²) bezogen. Ein Nachteil dabei ist, dass kein konkreter Zusammenhang zwischen Heiz- bzw. Kühlbedarf und Grundstücksfläche besteht.

Die Preisbildung des Baukostenzuschusses gestaltet sich unterschiedlich. In Biberach, Soest und Warendorf wird ein von der Wärmepumpenleistung abhängiger Grundpreis (€/kW) angesetzt. In Schleswig erfolgt die Abrechnung durch einen Pauschalpreis (€).

Die laufenden Kosten setzen sich aus den Kosten für Heiz- sowie Kühlzwecke zusammen. Dabei wird für die Wärmelieferung häufig ein Grund- und Arbeitspreis verrechnet. Demnach wird der Grundpreis in Neustadt, Rottenburg, Schleswig und Troisdorf als jährlicher Fixpreis (€/a) und in Engelskirchen, Soest und Warendorf als Kapazitätspreis (€/kW) realisiert. In Abhängigkeit der Leistungsgrenze wird die mit dem Grundpreis verbundene Leistung bestimmt. Liegt die Leistungsgrenze nach der Wärmepumpe, übernimmt der Betreiber die Kosten für den Wärmepumpenstrom, zudem meist alle Wartungs- und Instandhaltungskosten (sogenanntes Rundum-Sorglos-Paket), wie auch bei Bedarf den kostenlosen Austausch der Wärmepumpe (z. B. Defekt). Analog dazu entfallen die Kosten auf den Abnehmer, falls die Grenze vor der Wärmepumpe liegt. Der Arbeitspreis ist ebenfalls abhängig von der Leistungsgrenze. Erfolgt die Abrechnung vor der Wärmepumpe, wird der quellseitig anfallende Wärmebedarf (€/kWh_{sole}) abgerechnet (z. B. Biberach). Liegt die Leistungsgrenze hinter der Wärmepumpe, bestimmt die abgenommene Nutzwärme den Arbeitspreis (€/kWh_{Nutz}). Dies ist beispielsweise in Neustadt, Soest, Schleswig und Warendorf der Fall. Eine weitere Möglichkeit der Umsetzung bietet die Abrechnung des Arbeitspreises in Troisdorf. Denn dort wird die gelieferte Quellwärme anhand eines Volumenpreises des Grundwassers (€/m³) abgerechnet. Weiterhin wird in Biberach und Maikammer ein Service-

preis (€/a) veranschlagt, welcher jedoch schlicht zu den Grundkosten addiert werden könnte, da es sich bei diesem lediglich um eine Pauschale pro Jahr für Service beziehungsweise Wartung handelt.

Daneben besteht die Option, ein Flatrate-Modell zu verwenden, wie es beispielsweise in Schifferstadt der Fall ist. Die Kosten setzen sich hierbei auf Grundlage der Wohnfläche aus einem Pauschalpreis für die Netznutzung (€/a) und einem für die Wärme- und Kälteversorgung (€/a) zusammen. Dabei erfolgt die Vorgabe eines jährlichen Durchschnittsverbrauchs des Stroms sowie der Wärme in Abhängigkeit der Wohnfläche. Innerhalb eines Bereiches von $\pm 20\%$ der vorgegebenen Verbrauchswerte für Strom und Wärme erfolgt keine Nachberechnung. Liegen die Verbrauchsmengen außerhalb des Sicherheitsbereiches, bedarf es einer Nachberechnung. Dabei wird die Menge der Überschreitung in Rechnung gestellt, beziehungsweise die der Unterschreitung erstattet.

In der Mehrzahl der Fälle wird für die passive Kältebereitstellung ein einmaliger Fixkostenbetrag für den Anschluss verrechnet. Daneben werden für die Kältebereitstellung meist keine laufenden Kosten erhoben. Bei geothermischen Quellen wird damit beispielsweise ein Anreiz geschaffen, durch einen erhöhten Kältebedarf im Sommer, die Quelle zu regenerieren. Erfolgt eine Abrechnung der laufenden Kühlkosten, wird das wie beispielsweise in Warendorf durch einen Grundpreis (€/a) realisiert.

Da die Untersuchung nur auf der Datenbasis von zehn kalten Nahwärmenetzen beruht, sind die aufgeführten Daten kritisch zu betrachten. Jedoch haben Wirtz et al., welche die Daten von mehreren kalten Wärmenetzen in ihrer Studie untersuchten, kongruente Schlussfolgerungen gezogen. Demnach wurden nahezu identische Preisstrukturen für laufende Kosten der Geschäftsmodelle ermittelt. In den meisten Fällen erfolgt die Abrechnung anhand eines Grund- und Arbeitspreises. Daneben liegt die Abrechnungs- sowie Eigentumsgrenze überwiegend nach der Wärmepumpe. Für einmalige Kosten wurden in der Studie keine Daten erhoben. [179]

Außerdem zeigt die Publikation von Wirtz et. al, dass bei zwei Wärmenetzen auch sogenannte Prosumenten angebunden sind. Dies sind Verbraucher welche auch als Produzenten agieren. In diesen Fällen erhalten die Prosumenten für die Wärmeeinspeisung in das Netz eine Vergütung, was beispielsweise für Rechenzentren oder Kühllhäuser interessant sein könnte. [179]

Weiterhin beinhaltet die Studie von Wirtz et. al Informationen hinsichtlich eines Anschlusszwangs. Demnach liegt bei 29 Netzen der Anschlusszwang vor. 22 Betreiber überlassen es hingegen den Grundstücksbesitzern, wie diese die Wärme- und Kälteversorgung realisieren. [179]

Darstellung anhand eines Anwendungsbeispiels

Es ergeben sich grundsätzlich drei verschiedene Möglichkeiten als Geschäftsmodelle, welche nachfolgend anhand eines Anwendungsbeispiels genauer beschrieben werden. Dabei erfolgt eine detaillierte Darstellung der Kosten und Erlöse für Abnehmer als auch Betreiber unter Berück-

sichtigung konkreter Rahmenbedingungen. Der Anwendungsfall entspricht den in Tabelle 2.3 aufgeführten Daten.

Tabelle 2.3: Exemplarische Daten des Anwendungsfalls zur Erläuterung der Kosten und Erlöse des entsprechenden Geschäftsmodells

Verbraucher	Wärmebedarf in kWh	12.000
	$JAZ_{WP, \text{dezentral}}$	4
	Spitzenleistung $P_{WP, \text{dezentral}}$	6
	Strompreis (netto) in €/kWh	0,3
	Investitionen Wärmepumpe inkl. Installation in €	7.000
Betreiber	Investitionen Speicher inkl. Installation in €	2.000
	Strompreis (netto) in €/kWh	0,3
	Investitionen Wärmepumpe inkl. Installation in €	7.000
	Hausanschluss inkl. Installation in €	1.000
	Investitionen Speicher inkl. Installation in €	2.000

Konkrete Preise und Kosten der verschiedenen Geschäftsmodelle sind lediglich für wenige kalte Wärmenetze öffentlich verfügbar. Diese Daten konnten für Biberach, Warendorf, Soest, Schleswig, Engelskirchen und Schifferstadt erhoben werden.

In Abbildung 2.10 sind zunächst die laufenden Kosten dargestellt, welche der Verbraucher entrichten muss. In Biberach sind zwei verschiedene Vertragslaufzeiten möglich, wovon der Leistungspreis abhängt. Dieser wird bei einer längeren Laufzeit verringert. Da im Fall von Biberach die Abrechnungsgrenze vor der Wärmepumpe liegt, resultiert der geringste Arbeitspreis. Dieser bezieht sich auf die benötigte Quellwärme. Abhängig von der Effizienz der Wärmepumpe des Verbrauchers können beispielsweise durch eine höhere JAZ arbeitspreisbedingte Kosten eingespart werden.

Bei den verbleibenden Modellen ist der Wärmebedarf nach der Wärmepumpe entscheidend. Da in diesen Fällen die Investition der Wärmepumpe und des Speichers beim Betreiber liegen, ergeben sich dementsprechend höhere laufende Kosten für den Verbraucher. Dabei wird deutlich, dass niedrigere Grund- und/oder Leistungspreise einen höheren Arbeitspreis nach sich ziehen (siehe Warendorf und Schleswig). Komplementär dazu resultiert ein niedrigerer Arbeitspreis bei höheren Grund- und/oder Leistungspreisen (siehe Soest). Bei Letzterem erhöht sich die Sicherheit für den Betreiber, da die variable Größe einen geringeren Einfluss hat. Somit können mögliche Verluste durch warme Winter etwas eingedämmt werden.

In Schifferstadt erhält der Verbraucher im Rahmen der 20 %-Regel Preissicherheit. Kalkuliert der Betreiber mit den geringstmöglichen Erlösen, ergibt sich daraus für diesen die höchste Planungssicherheit.

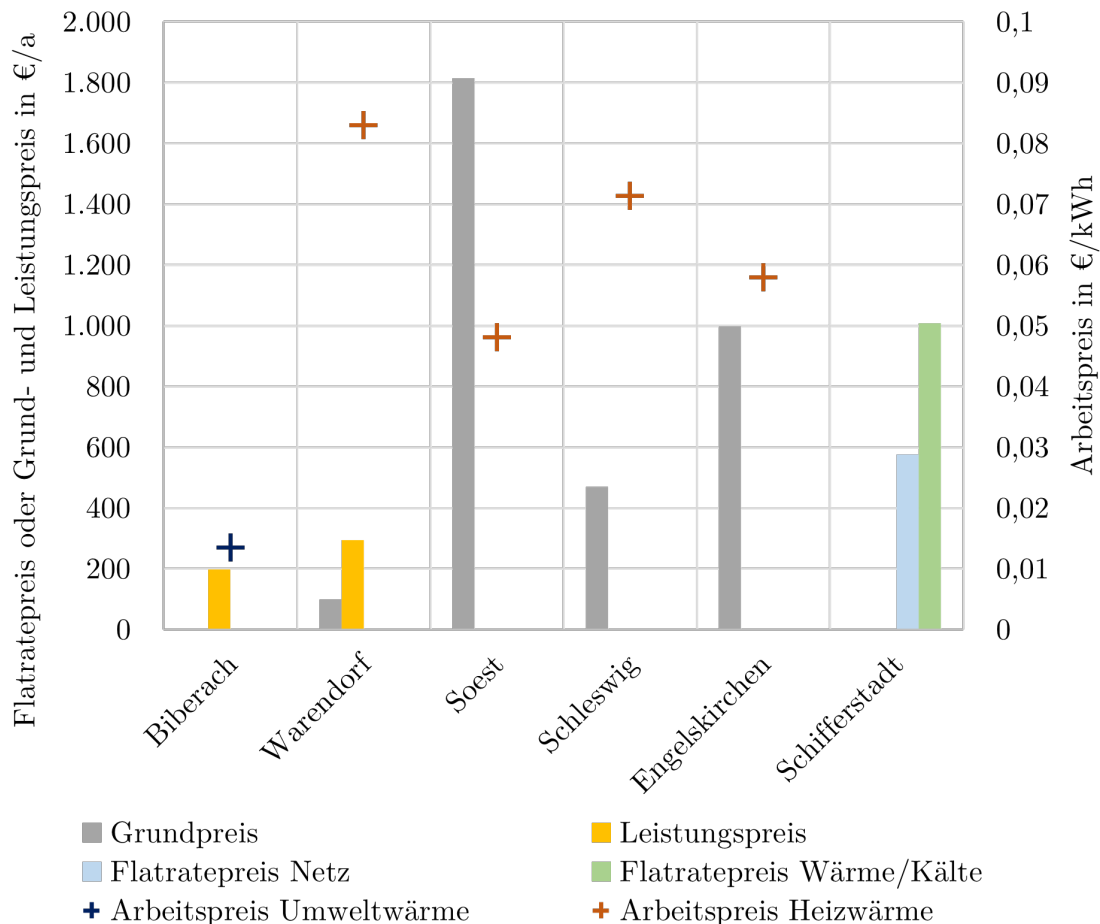


Abbildung 2.10: Laufende Kosten der recherchierten kalten Wärmenetze für verschiedene Geschäftsmodelle

Eine Möglichkeit bei Unterdeckung der laufenden Kosten bieten die Einmalkosten. Da bei kalten Wärmenetzen meist eine hohe Anfangsinvestition getätigt werden muss, erheben die Betreiber oftmals den Baukostenzuschuss sowie die Anschlusskosten. Die Einmalkosten der verschiedenen Geschäftsmodelle sind in Abbildung 2.11 dargestellt.

Oftmals sichert der Betreiber dem Verbraucher, im vertraglich vereinbarten Zeitraum, eine Preisgarantie für die laufenden Kosten zu. Diese kann die Anpassung gemäß einer Preisgleitklausel oder keine Preisänderung beinhalten. Zur Vereinfachung wird im Folgenden von keiner Preisänderung ausgegangen. Somit ergeben sich für den Verbraucher die in Abbildung 2.12 aufgeführten Wärmegestehungskosten in Euro pro Kilowattstunde. Die dargestellten Ergebnisse resultieren aus einer vereinfachten Berechnung aller Zahlungsströme im Vertragszeitraum mit einer linearen Verteilung auf jedes Jahr des Betrachtungszeitraums (15 Jahre). Durch die Darstellung der Kosten für den Abnehmer mit und ohne Einmalkosten wird deutlich, welchen Anteil diese an den Wärmegestehungskosten des Abnehmers aufweisen. Die Differenz der Wärmegestehungskosten in Biberach wird ebenfalls durch die Investition der Wärmepumpe und des Speichers beeinflusst, da in diesem Fall der Verbraucher dafür aufkommen muss.

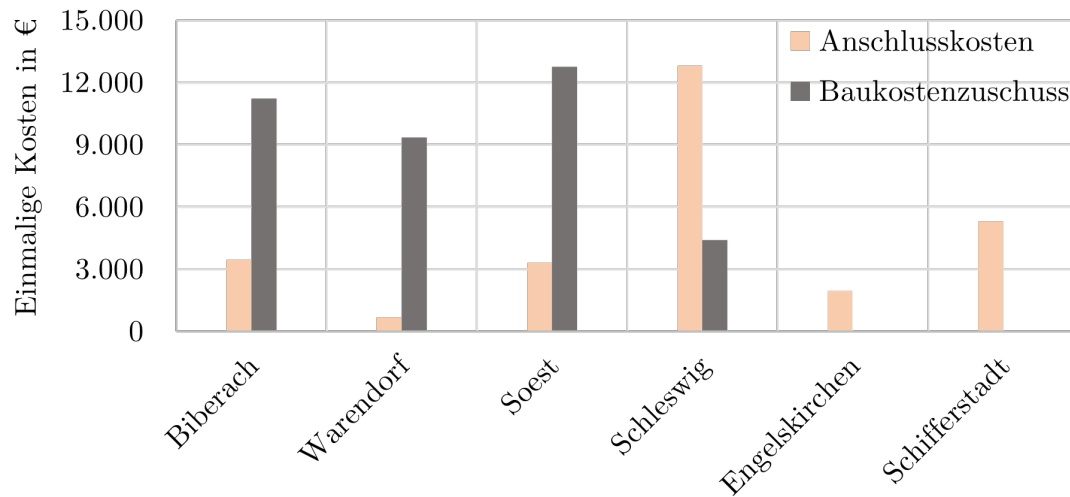


Abbildung 2.11: Einmalige Fixkosten der recherchierten kalten Wärmenetze für verschiedene Geschäftsmodelle

Die Wärmegestiegungskosten der recherchierten Netze liegen etwa zwischen 0,15 €/kWh und 0,29 €/kWh. Diese sind im Vergleich zu alternativen Heizungsmöglichkeiten teilweise etwas höher [29, 89, 118, 119]. Die Wärmegestiegungskosten anderer Erzeuger betragen zum Beispiel bei Biomasse-Systemen zwischen 0,15 €/kWh und 0,18 €/kWh, Wärmepumpen zwischen 0,15 €/kWh und 0,24 €/kWh oder Fernwärme bei circa 0,17 €/kWh [29, 89, 118, 119]. Im Vergleich zu alternativen Erzeugern bringen kalte Wärmenetze jedoch auch Vorteile mit sich, da zusätzlich zur Wärmebereitstellung eine Kühlung möglich ist.

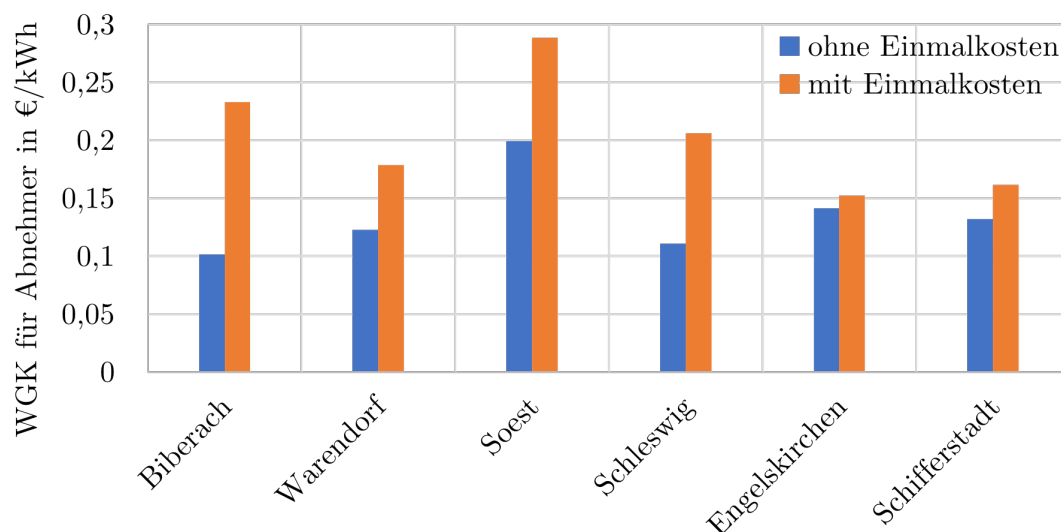


Abbildung 2.12: Wärmegestiegungskosten des Anwendungsbeispiels in Abhängigkeit der Preismodelle der recherchierten kalten Wärmenetze

Vor allem bei einer Leistungsgrenze nach der Wärmepumpe ergeben sich für den Verbraucher einige Vorteile. Denn der Betreiber übernimmt dabei meist die Verantwortung der Wärmebereitstellung. Zudem muss der Verbraucher nicht die einhergehenden Angelegenheiten regeln.

Die Zahlungsströme, welche aus dem Fallbeispiel 2.3 resultieren, sind in Abbildung 2.13 aus der Sicht des Betreibers veranschaulicht. Dabei sind die einmaligen Geldströme, welche zu Beginn des Projektes anfallen wie auch die laufenden jährlichen Geldströme abgebildet. Daher wird die Abrechnungsgrenze der verschiedenen Geschäftsmodelle direkt deutlich. In Biberach fallen lediglich die Hausanschlusskosten an. Da die Abrechnungsgrenze vor der Wärmepumpe liegt, muss der Verbraucher für die Investition sowie die elektrische Antriebsenergie der Wärmepumpe aufkommen. Bei den anderen Geschäftsmodellen wird deutlich, dass diese Kosten beim Betreiber liegen. Ferner beinhaltet die Grafik die kumulierten Einnahmen des Betreibers. Die Berechnung der Einnahmen wurde ebenfalls vereinfacht durchgeführt und basiert auf der Vertragslaufzeit.

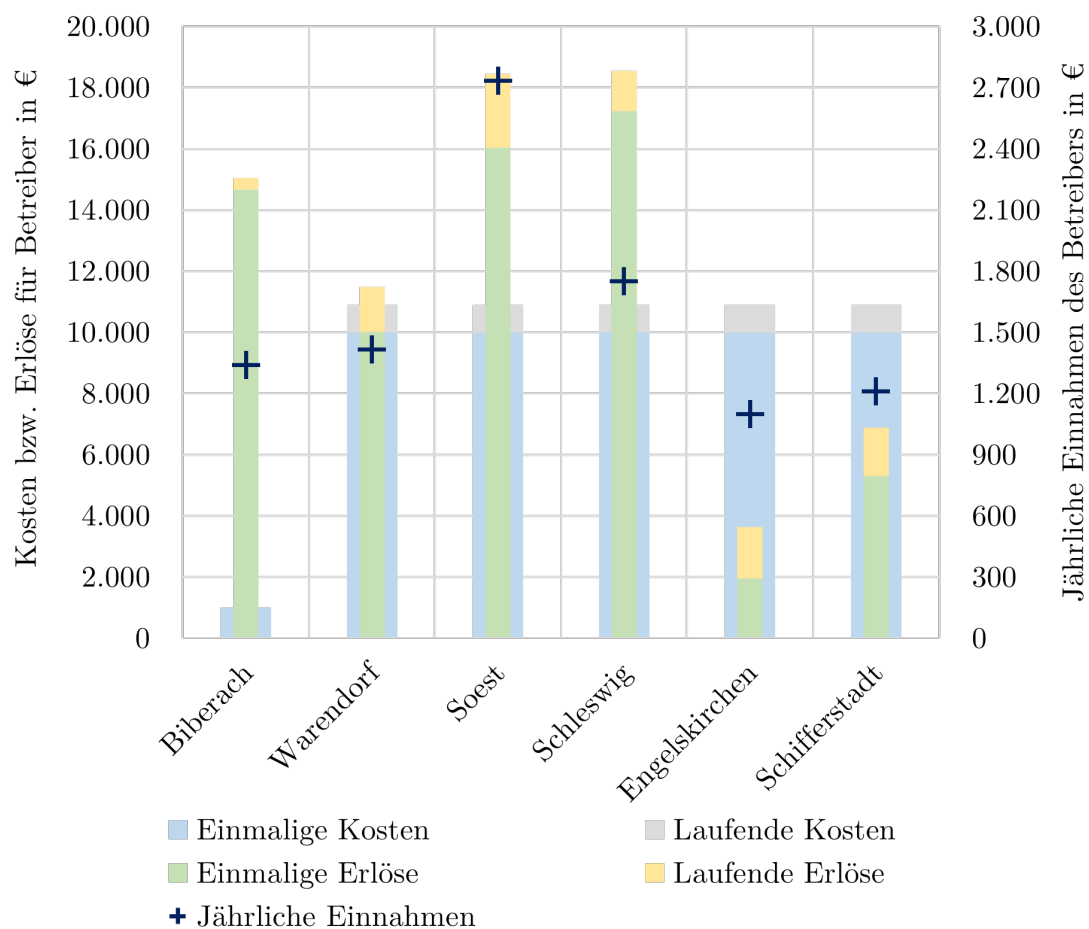


Abbildung 2.13: Kosten sowie Erlöse des Anwendungsbeispiels für den Betreiber in Abhängigkeit der Preismodelle der recherchierten kalten Wärmenetze

Analog zu der Berechnung aus Sicht des Abnehmers sind die Zahlungsströme über den Betrachtungszeitraum linear aufgeteilt. Somit sind keine Lebensdauern der Komponenten oder Kosten für Wartung, Inspektion, Instandhaltung und dergleichen berücksichtigt.

Die Abbildung zeigt, dass die Einnahmen des Betreibers bei den meisten Geschäftsmodellen (Soest ausgenommen) in einem ähnlichen Bereich liegen. Die Berechnung wurde beispielhaft für einen Verbraucher dargestellt. Die Summe der Einnahmen aller angeschlossenen Abnehmer muss die Investitionen und die im Beispiel nicht berücksichtigten Betriebskosten des kalten Wärmenetzes sowie den vorliegenden Kalkulationszinssatz mindestens decken.

Die hohen Investitionen eines kalten Wärmenetzes stellen oftmals eine Herausforderung dar. Die Betriebskosten hingegen sind sehr gering und setzen sich nur aus den Wartungs- und Stromkosten zusammen [179]. Daher fällt der Großteil der Kosten zu Beginn des Projektes an.

2.3 Ökologische Betrachtung

Für die ökologische Bewertung eines Versorgungssystems kann die emittierte CO_2 -Äquivalente und der Primärenergiefaktor (PEF) herangezogen werden. Bei der Ermittlung des PEFs eines Systems sind die Primärenergiefaktoren aller eingesetzten Energieträger mit einzubeziehen. Der PEF berücksichtigt die Energieverluste und -aufwendungen entlang sämtlich vorangegangener Prozessschritte (Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und Verteilung) eines Energieträgers. Der PEF eines Systems spiegelt das Verhältnis der erneuerbaren Energieträgern bezogen auf die fossilen Energieträger wieder. Da bei der Ermittlung des PEFs ausschließlich die nicht erneuerbaren Anteile die Berechnung beeinflussen, stellt ein geringerer Primärenergiefaktor einen größeren Anteil an erneuerbaren Energien dar [88]. Eine analoge Vorgehensweise gilt für die Ermittlung der CO_2 -Äquivalenten.

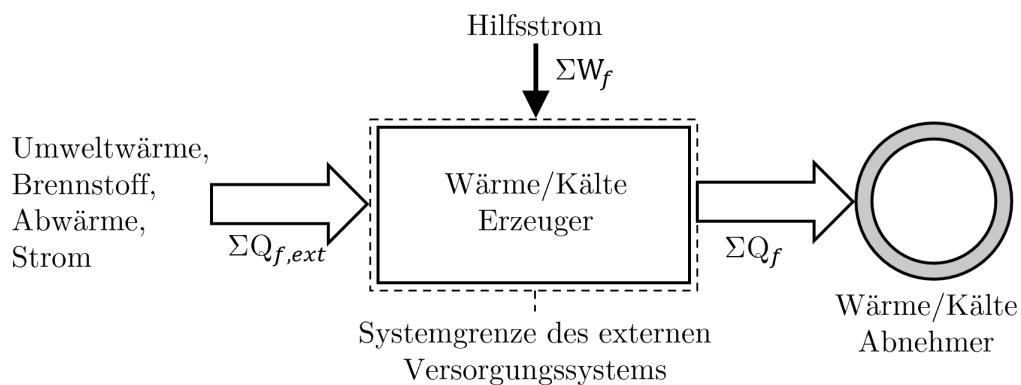


Abbildung 2.14: Bilanzierungsmethode für externe Wärme-/Kältelieferung nach [36]

Eine Ökobilanzierung bezieht den gesamten Lebenszyklus einer Komponente mit ein. Daher können PEF und CO₂-Äquivalente eine detaillierte Ökobilanzierung in keinem Fall ersetzen. Sie dienen lediglich dazu, eine grobe Vorstellung über die Energieeffizienz zu erhalten.

Da es sich bei kalten Wärmenetzen um eine externe Wärme-/Kältelieferung handelt, kann für die Ermittlung der CO₂-Äquivalenten und des Primärenergiefaktors eines kalten Wärmenetzes die Berechnungsvorschrift nach DIN V 18599 [36] herangezogen werden. Für das betrachtete Versorgungssystem müssen die thermodynamischen Bilanzgrenzen festgelegt werden. Für ein kaltes Wärmenetz, indem keine KWK Anwendung findet, ergibt sich das in Abbildung 2.14 dargestellte System. Innerhalb der Grenzen sind bestimmte Energieströme zu ermitteln. Bei einem kalten Wärmenetz reduzieren diese sich auf nachfolgende:

1. eingesetzter Brennstoff zur Wärme- und/oder Stromerzeugung
2. eingesetzter Strom zur Wärme-/Kälteerzeugung
3. zugeführte Abwärmeströme oder Umweltenergieströme
4. zugeführte Wärmeströme aus vorgelagerter Stromerzeugung
5. eingesetzte Strommengen für Hilfsenergien
6. aus dem Versorgungsnetz gelieferter Wärme- und/oder Kältestrom an die Abnehmer

Die Schnittstellen des Systems zur Bestimmung der Wärme-/Kälteenergieströme entsprechen den Energieströmen auf der Primärseite der Hausstationen und den in das System transportierten Energieströmen.

$$f_{p,KWN} = \max \left[\frac{\sum_i (Q_{f,ext} \cdot f_{p,ext})_i + \sum_i (W_f \cdot f_{p,el})_i}{\sum Q_f}; 0 \right] \quad (2.5)$$

Dadurch ergibt sich für die Ermittlung des Primärenergiefaktor $f_{p,KWN}$ Gleichung 2.5. Dabei entspricht $Q_{f,ext}$ der Endenergiemenge des zur Wärme-/Kälte- und/oder Stromerzeugung eingesetzten Endenergieträgers (Brennstoff, Abwärme, Strom, Umweltwärme), $f_{p,ext}$ dem entsprechenden Primärenergiefaktor der Endenergiemenge $Q_{f,ext}$, W_f dem eingesetzten externen Brutstrom für Hilfsenergien, $f_{p,el}$ dem entsprechenden Primärenergiefaktor der Hilfsenergie W_f sowie Q_f die an den Verbraucher gelieferte Energiemenge. Der CO₂-Emissionsfaktor $x_{CO_2, KWN}$ kann analog dazu mit Gleichung 2.6 bestimmt werden.

$$x_{CO_2, KWN} = \max \left[\frac{\sum_i (Q_{f,ext} \cdot x_{CO_2,ext})_i + \sum_i (W_f \cdot x_{CO_2,el})_i}{\sum Q_f}; 0 \right] \quad (2.6)$$

Es besteht die Empfehlung, die Bestimmung der Faktoren mit Jahresbilanzwerten durchzuführen. Tabelle 2.4 führt die Primärenergiefaktoren $f_{p,ext}$ möglicher externer Endenergiemengen sowie deren CO₂-Emissionsfaktoren $x_{CO_2, ext}$ auf. Seit Inkrafttreten des Gebäudeenergiegesetzes 2020 [16] ist ein minimaler Wert für den Primärenergiefaktor von Wärmenetzen vorgeschrieben.

Tabelle 2.4: Primärenergiefaktoren und CO₂-Emissionsfaktoren für verschiedene Formen der Endenergie nach GEG [16]

	Primärenergiefaktor $f_{p,ext}$ [-]	CO ₂ -Emissionsfaktor $x_{CO_2, ext}$ [$\frac{g}{kWh}$]
Strommix	1,8	560
PV-Strom	0	0
Erdwärme	0	0
Umweltwärme	0	0
Gas	1,1	240

Unterschreitet der ermittelte Wert für den Primärenergiefaktor einen Wert von 0,3, ist nach § 22 Absatz 3 GEG als Primärenergiefaktor der Wert von 0,3 zu verwenden. Wird die Einkopplung von Wärme aus erneuerbaren Energien oder Abwärme in einem Wärmenetz realisiert, so kann für den genutzten Anteil für jeden Prozentpunkt der Wert des Primärenergiefaktors um 0,001 verringert werden. Somit ist der minimal mögliche Primärenergiefaktor, bei einem rein durch erneuerbare Energien und/oder Abwärme gespeisten Wärmenetz, durch den Wert von 0,2 festgelegt. Der Primärenergiefaktor von bestehenden Wärmenetzen hingegen, welcher vor Inkrafttreten des GEGs ermittelt wurde, ist bei einigen Netzen noch zu 0 bestimmt worden.

2.4 Finanzielle und ökonomische Betrachtung

Die Investitionsrechnung dient der Beurteilung einer Vorteilhaftigkeit von verschiedenen Investitionsmöglichkeiten. Dabei wird durch das Anlegen von Geldmitteln für ein Projekt eine Investition getätigt. Der zeitliche Verlauf ist wie folgt gegliedert. Zunächst fallen Ausgaben für die Errichtung des Projektes an. Es erfolgt die Auslösung einer Reihe von Zahlungsströmen aus Einnahmen und Ausgaben über die Projektlaufzeit. Für die Berechnung werden dabei die zu erwartenden Ausgabe- und Einnahmeströme einer Investition, über deren gesamte Laufzeit, mit einbezogen und vergleichbar gemacht. Dabei werden nur eingenommene oder ausgegebene Geldbeträge, also zahlungswirksame Posten, berücksichtigt. Somit werden nicht zahlungswirksame Posten, wie beispielsweise Abschreibungen, nicht mit einbezogen, da die Investitionsausgaben bereits in der Berechnung enthalten sind. [7]

Der Hauptzweck einer Investitionsrechnung von Energieprojekten entspricht der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf der Grundlage eines Vergleichskriteriums, wie z. B. den Energiegestehungskosten. Dabei bestehen die Möglichkeiten zwischen der absoluten Wirtschaftlichkeit einer Investition und der relativen Wirtschaftlichkeit zwischen Investitionsvarianten zu unterscheiden. In Abhängigkeit der Art der Investition, können somit verschiedene Ermittlungsverfahren zum Einsatz kommen. Die Abgrenzung erfolgt üblicherweise zwischen dynamischen und statischen Verfahren (siehe Abbildung 2.15).

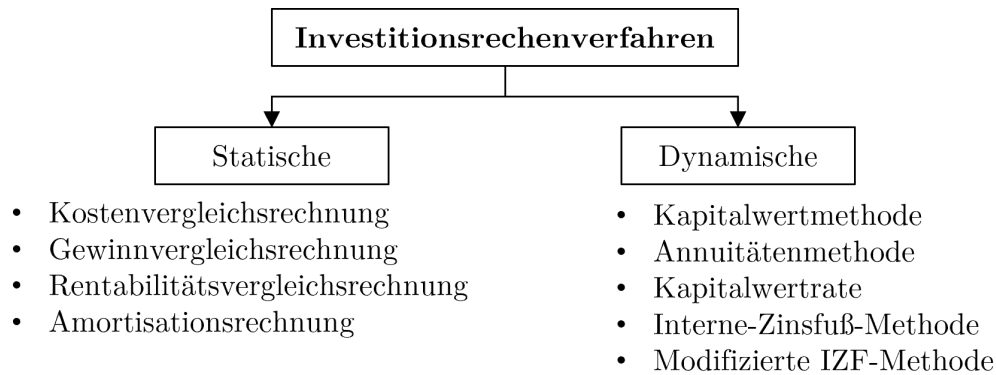


Abbildung 2.15: Möglichkeiten für statische und dynamische Investitionsrechenverfahren nach [7]

Werden Projekte mit langer Laufzeit beurteilt, wird vorzugsweise auf dynamische Verfahren zurückgegriffen. Demnach wird für relativ kleine Investitionen oftmals die statische Berechnungsmethode als sinnvoller betrachtet. [96]

Im Folgenden wird der Blick detaillierter auf die Kapitalwertmethode sowie die Annuitätenmethode gerichtet. Darauf aufbauend erfolgt eine Erläuterung der Vorgehensweise der VDI 2067, welche zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit häufig herangezogen wird.

2.4.1 Kapitalwertmethode

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung aller dynamischer Verfahren stellt die Kapitalwertmethode die Grundlage dar. Bei dieser Herangehensweise wird der Kapitalwert ("NPV - **N**et **P**resent **V**alue") einer Investition ermittelt. Für die Berechnung wird zunächst die Differenz aus der Summe der Barwerte aller Einzahlungen und der Summe der Barwerte aller Auszahlungen, die in der Nutzungsdauer des Investitionsprojektes auftreten, ermittelt. Dies erfolgt, indem die Ein- und Auszahlungen mit dem Kalkulationszinssatz auf den Bezugszeitpunkt $t = 0$ abgezinst werden. Für den Bezugszeitpunkt der jeweiligen Barwerte wird in der Regel der Planungszeitpunkt gewählt, welcher dem Zeitpunkt unmittelbar vor Beginn der Investition entspricht. Der Kapitalwert lässt sich schließlich anhand von Gleichung 2.7 ermitteln. [7, 96]

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=T} \frac{(E_t - A_t)}{q^t} \quad (2.7)$$

Mit:

- K_0 : Kapitalwert zum Bezugszeitpunkt „0“ in €
- I_0 : Investitionsausgaben zum Bezugszeitpunkt „0“ in €
- T : Betrachtungszeitraum (Kalkulatorische Nutzungsdauer Komponente) in Jahren
- t : Jahr im Betrachtungszeitraum T
- E_t : Jährliche Einnahmen am Ende des Jahres t in €/a

- A_t : Jährliche Ausgaben am Ende des Jahres t in €/a
- Zinsfaktor $q = 1 + z$
- Zinssatz z

Die Berechnung wird vereinfacht indem angenommen wird, dass alle über den Zeitraum auftretenden Zahlungen am Jahresende erfolgen. Da der Kapitalwert anhand der Nutzungsdauer einer Investition ermittelt wird, können Investitionsvarianten nur dann verglichen werden, wenn die Nutzungsdauer gleich ist [96]. Ein Investitionsprojekt gilt somit als vorteilhaft, wenn es einen positiven Kapitalwert aufweist. Bei mehreren zur Auswahl stehenden, sich gegenseitig ausschließenden Investitionsprojekten ist dasjenige mit dem höchsten Kapitalwert auszuwählen.

2.4.2 Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode verteilt den Kapitalwert einer Investition in gleichbleibende Jahresraten (Annuitäten) als „uniforme Rente“ (Entnahmen) auf die gesamte Nutzungsdauer. Somit handelt es sich um einen rein rechnerischen Wert, welcher den Periodenüberschuss abbildet. Die Ermittlung der Annuität A_N erfolgt durch die Multiplikation des Annuitätenfaktors a (auch Kapitalwiedergewinnungsfaktor) mit dem Kapitalwert K_0 des betrachteten Investitionsprojekts (siehe Gleichung 2.8-2.10).

$$A_N = a \cdot \left[-I_0 + \sum_{t=1}^{t=T} \frac{(E_t - A_t)}{q^t} \right] \quad (2.8)$$

$$A_N = a \cdot K_0 \quad (2.9)$$

$$\text{mit: } a = \frac{q^T \cdot (q - 1)}{q^T - 1} \quad (2.10)$$

Durch das Aufteilen des Kapitalwertes in gleich große Teile über den Nutzungszeitraum, spielt die Lebensdauer des Projektes keine Rolle mehr. Daher bringt die Annuitätenmethode, im Vergleich zur Kapitalwertmethode, einen entscheidenden Vorteil mit sich. Denn es wird die Vergleichbarkeit von Investitionsvarianten mit verschiedenen Lebensdauern ermöglicht. [7]

Analog zur Kapitalwertmethode ist eine Investition vorteilhaft, wenn sie eine positive Annuität aufweist. Stehen mehrere Investitionsalternativen zur Auswahl, ist die Variante mit der höchsten Annuität auszuwählen. [96]

2.4.3 Berechnungsmethodik gemäß Richtlinie VDI 2067

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von gebäudetechnischen Anlagen wird häufig die Richtlinie VDI 2067 [173] herangezogen. In dieser kommt die Annuitätenmethode zum Einsatz. Das dynamische Verfahren teilt dabei einmalige Investitionen und laufende Zahlungen über den Kapitalwert in gleichbleibende Jahresraten in einem Betrachtungszeitraum auf.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung werden vier Kostengruppen berücksichtigt. Diese unterteilen sich in kapitalgebundene Kosten (einschließlich Erneuerung), bedarfsgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten (einschließlich Instandsetzung) und sonstige Kosten. Zudem werden die Erlöse mit einbezogen. Für jede Kostengruppe erfolgt die Ermittlung der Annuität individuell. Die Berechnungsweise wird im Folgenden erläutert.

Für die Berechnung muss zunächst der Betrachtungszeitraum T sowie der Zinsfaktor q festgelegt werden. Somit wird der Annuitätenfaktor durch Anwendung von Gleichung 2.10 bestimmt. Wird im Projektverlauf angenommen, dass Preisänderungen auftreten, so besteht die Möglichkeit dies mit einem Preisänderungsfaktor r zu berücksichtigen. Der Faktor beschreibt die jährliche prozentuale Änderung. Der preisdynamische Barwertfaktor b kann dadurch mit Gleichung 2.11 errechnet werden. [173]

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r}; \text{ Für } r = q \text{ gilt } b = \frac{T}{q} \quad (2.11)$$

Kapitalgebundene Kosten

Bei der Ermittlung der Annuität spielt die Nutzungsdauer einer Komponente eine entscheidende Rolle. Anhand der Lebensdauer und dem gewählten Betrachtungszeitraum wird die Anzahl der Ersatzbeschaffungen einer Komponente bestimmt. Für jede Ersatzbeschaffung muss der Barwert, anhand von Gleichung 2.12, ermittelt werden. Des Weiteren wird der Restwert der Anlagenkomponente bestimmt. Dies erfolgt, indem der Investitionsbetrag bis zum Ende des Betrachtungszeitraums linear abgeschrieben und auf den Beginn des Betrachtungszeitraums diskontiert wird (siehe Gleichung 2.13). Treten innerhalb des Betrachtungszeitraums Ersatzinvestitionen auf, wird nicht der ursprüngliche Anfangsinvestitionsbetrag abgeschrieben, sondern die letzte anfallende Ersatzinvestition. [173]

$$B_n = I_0 \cdot \frac{r^{n \cdot T_N}}{q^{n \cdot T_N}} \quad (2.12)$$

$$B_{RW} = I_0 \cdot r^{n \cdot T_N} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^t} \quad (2.13)$$

Dabei bedeuten:

- B_n : Barwert der n -ten Ersatzbeschaffung

- I_0 : Investitionsbetrag der Komponente
- r : Preisänderungsfaktor
- T_N : Zahl der Jahre der Nutzungsdauer der Komponente
- T : Zahl der Jahre des Betrachtungszeitraums
- n : Anzahl der Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums
- q : Kalkulatorischer Zinsfaktor
- B_{RW} : Barwert des Restwertes der Komponente

Anhand der ermittelten Barwerte B und des Annuitätenfaktors kann unter Anwendung von Gleichung 2.14 die Annuität $A_{N,k}$ der kapitalgebundenen Kosten bestimmt werden. Kommen mehrere Anlagenkomponenten zum Einsatz, so müssen für diese sämtliche Komponenten y , die Barwerte der Ersatzbeschaffungen sowie der Barwert des Restwertes berechnet werden. [173]

$$A_{N,k} = \sum_{x=1}^{x=y} [(B_0 + B_1 + \dots + B_n - B_{RW}) \cdot a] \quad (2.14)$$

Bedarfsgebundene Kosten

Die bedarfsgebundenen Kosten werden anhand des Aufwands für Energie und Betriebsstoffe berechnet. Hierfür werden zunächst die bedarfsgebundenen Kosten (früher: „verbrauchsgebundene“) im ersten Jahr $K_{v,1}$ mit Gleichung 2.15 ermittelt. [173]

$$\begin{aligned} K_{v,1} = & Q_{3,Wärme} \cdot Preis_{Wärme} \\ & + Q_{3,Kälte} \cdot Preis_{Kälte} \\ & + Q_{3,Strom} \cdot Preis_{Strom} \\ & + Q_{3,Wasser} \cdot Preis_{Wasser} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Mit:

- $Q_{3,Wärme}$: Energieaufwand der Wärmeerzeugung in kWh/a
- $Q_{3,Kälte}$: Energieaufwand der Kälteerzeugung in kWh/a
- $Q_{3,Strom}$: Stromaufwand in kWh/a
- $Q_{3,Wasser}$: Wasseraufwand in m³/a
- $Preis$: Jeweilig anfallender Preis in €/kWh bzw. €/m³

Durch Multiplikation der bedarfsgebundenen Kosten im ersten Jahr $K_{v,1}$ mit dem Annuitätenfaktor a und dem preisdynamischen Barwertfaktor für bedarfsgebundene Kosten b_v ergibt sich schließlich die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten $A_{N,v}$ (siehe Gleichung 2.16). [173]

$$A_{N,v} = K_{v,1} \cdot a \cdot b_v \quad (2.16)$$

Betriebsgebundene Kosten

Bei der Ermittlung der betriebsgebundenen Kosten werden die Bedienungskosten sowie die Instandhaltungskosten, welche sich aus Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungskosten zusammensetzen, berücksichtigt. Analog zu der Vorgehensweise der bedarfsgebundenen Kosten, erfolgt die Berechnung der Annuität der betriebsgebundenen Kosten durch Gleichung 2.17. [173]

$$A_{N,b} = K_{b,1} \cdot a \cdot b_b + K_{In} \cdot a \cdot b_{In} \quad (2.17)$$

$$\text{mit } K_{In} = \sum_{x=1}^{x=y} I_0 \cdot (f_{Inst} + f_{W+Insp}) \quad (2.18)$$

Mit:

- $A_{N,b}$: Annuität der betriebsgebundenen Kosten
- $K_{b,1}$: betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für die Bedienung
- K_{In} : betriebsgebundene Kosten im ersten Jahr für die Instandhaltung
- I_0 : Investitionsbetrag der Kopponente
- b_b : preisdynamischer Barwertfaktor für betriebsgebundene Kosten
- b_{In} : preisdynamischer Barwertfaktor für Instandhaltung
- f_{W+Insp} : Faktor für den Aufwand bei der Wartung und Inspektion einer Komponente
- f_{Inst} : Faktor für den Aufwand bei der Instandsetzung einer Komponente
- a : Annuitätenfaktor

Die Ermittlung der betriebsgebundenen Kosten im ersten Jahr für die Instandhaltung erfolgt für alle Komponenten y der Anlage. Prozentuale Anteile für die Faktoren f_{W+Insp} und f_{Inst} sind für verschiedene Komponenten in der Richtlinie VDI 2067 aufgeführt. [173]

Sonstige Kosten

Analog zu den vorangegangenen Ermittlungen können die sonstigen Kosten bestimmt werden. Die Annuität der sonstigen Kosten $A_{N,s}$ ergibt sich durch Multiplikation der sonstigen Kosten im ersten Jahr $K_{s,1}$ mit dem Annuitätenfaktor a und dem preisdynamischen Barwertfaktor für sonstige Kosten b_s (siehe Gleichung 2.19). [173]

$$A_{N,s} = K_{s,1} \cdot a \cdot b_s \quad (2.19)$$

Erlöse

Entsprechend den bereits aufgeführten Kosten können ebenfalls Erlöse unterteilt werden. Erfolgt keine Aufteilung, kann für die Berechnung der Annuität der Erlöse $A_{N,e}$ Gleichung 2.20 herangezogen werden. [173]

$$A_{N,e} = E_1 \cdot a \cdot b_E \quad (2.20)$$

Mit:

- A_E : Annuität der Erlöse
- E_1 : Erlöse im ersten Jahr
- b_e : preisdynamischer Barwertfaktor für Erlöse
- a : Annuitätenfaktor

Annuität der Jahresgesamtzahlungen

Gleichung 2.21 ermöglicht die Berechnung der Gesamtannuität einer Anlage. Dabei wird die Differenz aus der Annuität der Erlöse und der Summe der kapitalgebundenen, bedarfsgebundenen, betriebsgebundenen und sonstigen Annuitäten gebildet. [173]

$$A_N = A_{N,e} - (A_{N,k} + A_{N,v} + A_{N,b} + A_{N,s}) \quad (2.21)$$

3 Methodik

Das folgende Kapitel dient zur Erläuterung der verwendeten Methodik. Hierbei werden zunächst die Simulationsumgebungen und Modellierungssprachen kurz vorgestellt. Mit Hilfe deren wird die Vorgehensweise zur Simulation von Wärmenetzen bei der Firma *heatbeat* verdeutlicht. Es folgt die Darstellung der entwickelten Berechnungsmethodik, basierend auf der Richtlinie VDI 2067. Anschließend werden die Entwicklungen der Quartiere sowie Netze veranschaulicht. Dabei erfolgt die Darstellung der ermittelten Kostenfunktionen für die betrachteten Komponenten. Die erarbeiteten Funktionen werden anhand der Investitionen realer Projekte validiert. Ferner erfolgt die Erläuterung der weiteren Vorgehensweise zu den Untersuchungen der Wirtschaftlichkeit kalter Wärmenetze sowie die Darstellung der Fördermöglichkeiten.

3.1 Simulationsablauf des Energiesystems

In der vorliegenden Arbeit gliedert sich der Ablauf zur Simulation von Energiesystemen in drei grundlegende Arbeitsschritte. In Abbildung 3.1 sind die Abgrenzungen zwischen den verschiedenen Teilgebieten aufgeführt. Die Simulation unterteilt sich somit in eine Gebäudebedarfssimulation, eine Wärmenetzsimulation und eine Simulation der Wärmequelle/-senke bis hin zur Energiezentrale. Die Gebäude- und Netzsimulation wurde für diese Arbeit durch *heatbeat* durchgeführt.

Im Rahmen der drei verschiedenen Arbeitsschritte kommen bei *heatbeat* unterschiedliche Modellierungssprachen zum Einsatz. Die Simulation der Gebäude sowie die des Wärmenetzes erfolgt in *Modelica*, die der Wärmequelle/-senke hingegen in *python*. Im Folgenden werden kurz beide Modellierungssprachen sowie das Vorgehen bei der jeweiligen Simulation erläutert.

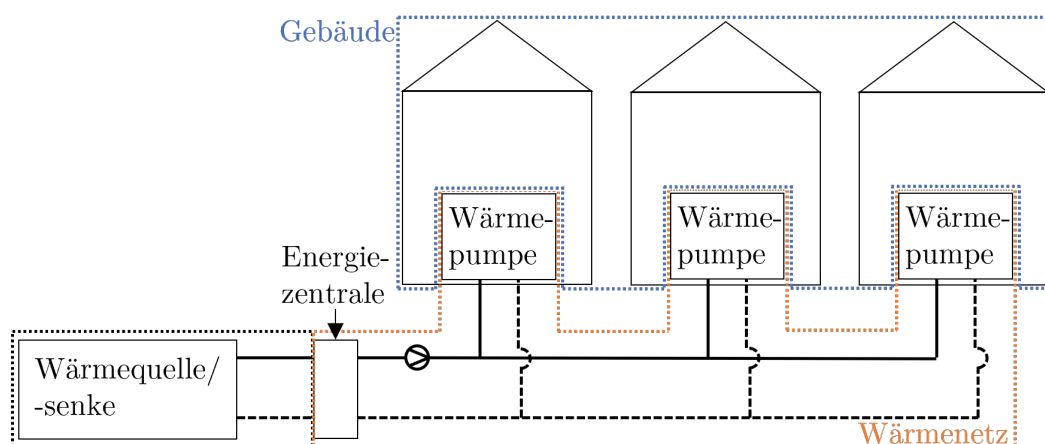


Abbildung 3.1: Aufteilung des Energiesystems in drei Bereiche zur Veranschaulichung der Simulationsumgebungen

Zur Realisierung der Simulation eines Energiesystems ist es erforderlich, zunächst die thermischen Bedarfe der Gebäude zu ermitteln. Für die Bestimmung der Wärme- und Kältebedarfe der betrachteten Gebäude wird ein dynamisches Gebäudemodell zur thermischen Bedarfssimulation eingesetzt. Dabei wird für jedes Gebäude mit Hilfe des Modells der Jahresverlauf simuliert. Dieses Modell basiert auf der in der VDI-Richtlinie 6007-1 [171] dargestellten Vorgehensweise.

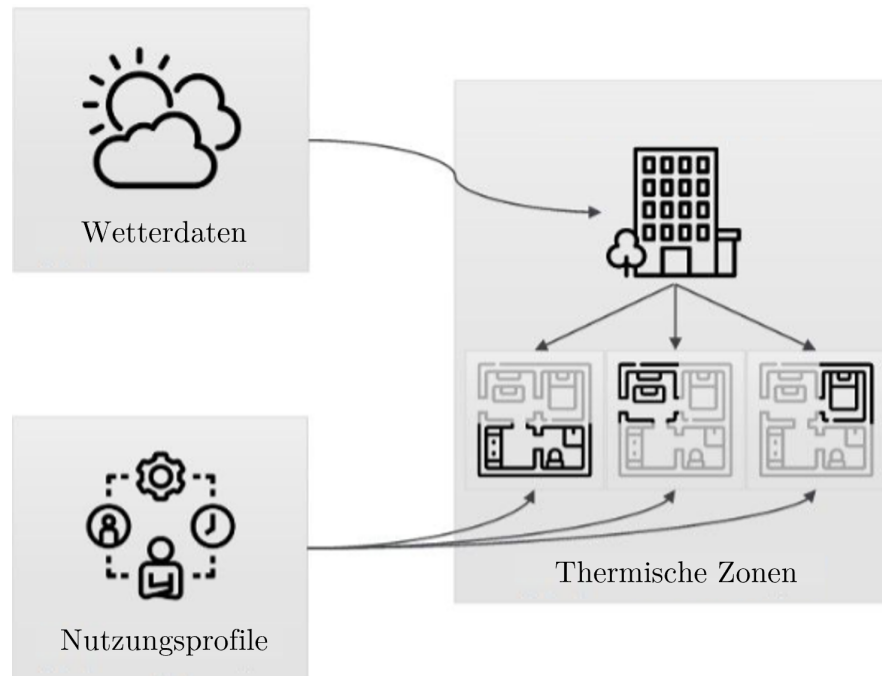


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung der Struktur des Gebäudemodells

Die Struktur des Gebäudemodells ist schematisch in Abbildung 3.2 dargestellt. Die Wetterdaten werden dem Modell als Rahmenbedingungen hinzugefügt. Zudem ist in der Abbildung zu erkennen, dass das Gebäude selbst in diverse Teilmodelle für die thermischen Zonen unterteilt wird. Die Anzahl dieser thermischen Zonen ist dabei modifizierbar und basiert auf der vorhandenen Nutzungsart des Gebäudes beziehungsweise der gewählten Gebäudetypen.

Anhand der Nutzungsart der vorliegenden thermischen Zonen werden die Randbedingungen definiert. Diese umfassen die angrenzenden Wände/Fenster sowie die passenden Nutzungsprofile für jede der thermischen Zonen, welche zum Beispiel diverse Wohnräume, Büros, Besprechungs- oder Lagerräume sein können. Die Nutzungsprofile beinhalten die Solltemperaturen für Heizen und Kühlen, Aktivität der Personen im Gebäude, die Beleuchtung sowie die Nutzung von elektrischen Geräten. In der vorliegenden Arbeit betragen die Vorlauftemperaturen $\vartheta_{\text{Heizwärme}} = 35^\circ\text{C}$ und $\vartheta_{\text{Trinkwarmwasser}} = 55^\circ\text{C}$. Die Modellberechnung der internen Lasten erfolgt in stündlicher Auflösung und unter der Berücksichtigung in der dynamischen Energiebilanz. Die *Modelica IBPSA Library* verfügt über eine Implementation des Vorgehens zur Berechnung nach VDI-Richtlinie 6007 in der Modellierungssprache *Modelica*, welche für das Gebäudemodell verwendet wird.

Modelica ist eine objektorientierte, gleichungsbasierte Modellierungssprache, welche speziell dafür entwickelt wurde, um den Betrieb von komplexen technischen Systemen abzubilden. Die

Vorteile von *Modelica* gegenüber anderen Programmiersprachen zur Modellierung komplexer physikalischer Systeme führt der Abschlussbericht des Annex 60 auf. [53]

Eine Weiterentwicklung des öffentlich verfügbaren Gebäudemodells durch *heatbeat* ermöglicht eine verbesserte Anwendung bei großen Quartieren. Demnach erlauben interne Bibliotheken sowie die *Modelica IBPSA Libary* eine automatisierte Erstellung von *Modelica*-Modellen für jedes Gebäude. Auf Basis dieses Gebäudemodells erfolgt die Berechnung der stündlich aufgelösten Bedarfe für Heizwärme und Kälte. Dabei wird die Wärmemenge ermittelt, welche beziehungsweise abgeführt werden muss, um die Solltemperaturen für den Heiz- und Kühlfall einzuhalten. Es ist zu beachten, dass hierbei keine weiteren technischen Einschränkungen (zum Beispiel eine Begrenzung der Übertragungsleistung des Heizungssystems) berücksichtigt sind. Für die Simulation von Wärmenetzen werden ebenfalls dynamische Netzmodelle in der Modellierungssprache *Modelica* verwendet. Bei der Anwendung dieser Modelle für Energiesysteme auf Quartiersebene spielen vor allem die hierarchische Modellierung, die akausale Abbildung von Komponenten sowie die Abbildung des dynamischen Verhaltens eine große Rolle.

Die Hauptkomponenten des Modells umfassen die Rohre, die Übergabestationen sowie die Energiezentrale. Dabei bezieht sich die hierarchische Modellierung auf die Einordnung der Komplexität physikalischer Probleme in eine logische, hierarchische Struktur. Bei Wärmenetzen bedeutet dies beispielsweise, dass Systemkomponenten (Rohre, Übergabestationen und Energiezentrale) eigenständige Teilmodelle enthalten. Auf diese Weise lassen sich wichtige physikalische Zusammenhänge exakt abbilden. Durch die schlüssigen Systemmodelle lässt sich somit ein stabiles Gesamtsystem bilden. Innerhalb der Simulationsmodelle wird eine einheitliche Sichtweise ermöglicht.

Ein bidirektionales Wärmenetz erfordert eine detailliertere physikalische Modellierung als ein Wärme- und Kältenetz der vorangegangenen Generationen. Denn aufgrund der variablen Strömungsrichtung muss die damit verbundene Dynamik erfasst werden. *Modelica* stellt mit der akausalen Modellierung eine äußerst effiziente Abbildung des Systems sicher. Dabei bezieht sich die Akausalität auf die Informationsflüsse zwischen den Teilmodellen. Im Gegensatz zu anderen Programmiersprachen, in welchen oftmals die Kausalität zwischen Eingangs- und Ausgangsgröße explizit definiert werden muss, berücksichtigt *Modelica* die Kausalität in den einzelnen Systemen nicht. Diese wird erst in den Gesamtmodellen mit einbezogen.

Des Weiteren ermöglicht *Modelica* eine effiziente Darstellung des physikalischen Verhaltens im Modell. In anderen Programmiersprachen werden Wärmenetze mit quasistatischen Modellen abgebildet. Diese stellen oftmals die Temperaturwellenausbreitung im Netz vereinfacht dar. Dahingegen werden in *Modelica* durch dynamische Modelle das Speicherverhalten des Systems sowie die Ausbreitung von Temperaturwellen zuverlässig wiedergegeben. Dabei bildet ein entscheidender Gesichtspunkt die Wechselwirkung zwischen dem thermischen Netz und dem angrenzenden Erdreich ab. Die Simulation verfolgt das Ziel, den Einfluss der Umgebung auf die Temperatur

des Fluids im Netz und die zwischen dem Netz und dem Erdreich fließenden Energieströme und damit die verlorene oder gegebenenfalls gewonnene Wärme exakt darzustellen.

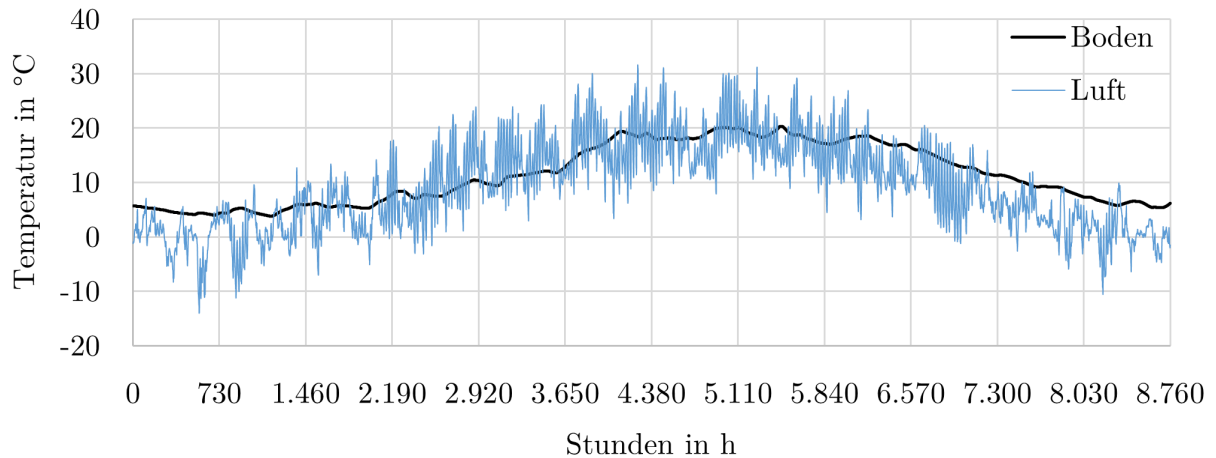


Abbildung 3.3: Bodentemperaturdaten in 1 m Tiefe aus 2021 sowie Umgebungstemperaturdaten eines Testreferenzjahres des Standorts in Nürnberg [34, 35]

In Abbildung 3.3 ist die ungestörte Bodentemperatur des Erdreichs mit einem Abstand von einem Meter zum Rohrnetz dargestellt. Die Daten entstammen der Wetterstation Nürnberg des Deutschen Wetterdienstes aus dem Jahr 2021 [35]. Dieser Temperaturverlauf wird für die Modellierung des Wärmeübergangs verwendet. Weiterhin enthält die Abbildung eine Umgebungstemperaturzeitreihe, welche die Daten eines normalen Testreferenzjahres des deutschen Wetterdienstes am Standort Nürnberg wiedergibt [34]. Diese Zeitreihe entspricht der in dieser Arbeit angesetzten Umgebungstemperatur.

Die Modellierung des Erdreichs zwischen der ungestörten Erdreichtemperatur und dem Rohr erfolgt in radial diskretisierten, thermischen Kapazitäten und Widerständen. Dadurch wird sowohl der Wärmetransfer als auch die Wärmespeicherung einbezogen. Des Weiteren wird anhand des gewählten Rohrmodells der Wärmeübergang zwischen Fluid, Rohrwand mit eventuell vorhandener Dämmschicht und Umgebung beschrieben. Die Energieflüsse und Temperaturen der Simulation werden für jeden Zeitpunkt und Rohrabschnitt anhand der vorgegebenen, ungestörten Temperatur des Erdreichs und den Temperaturdaten des in das Netz einspeisenden Fluids dynamisch gelöst.

Bei der Auslegung und Bewertung von Wärmenetzen spielt der Druckverlust eine entscheidende Rolle. Daher stellt die Berechnung der hydraulischen Zustände, allem voran die Druckverluste im Wärmenetz, einen weiteren wichtigen Aspekt des Modells dar. Um den Druckverlusten entgegenzuwirken, ist in der Energiezentrale eine Pumpe integriert. Diese regelt nach dem Prinzip der "Netzschlechtpunktregelung", womit beim Gebäude mit dem höchsten kumulierten Druckverlust eine minimale Druckdifferenz eingehalten wird. Dies wird realisiert, indem die dezentrale Übergabestation des Gebäudes ein Signal an die Energiezentrale übergibt. Außerdem ist die Vorgabe eines Ruhedrucks notwendig. Dieser entspricht der Erhaltung des statischen Drucks.

Im Modell wird für jedes angeschlossene Gebäude am Netz eine eigene Übergabestation mit Wärmepumpe und Wärmeübertrager vorgesehen. Als Eingangsdaten erhält die Übergabestation die zu jedem Zeitschritt benötigte thermische Leistung des Gebäudes, die aus dem Sekundärkreis angenommene Rücklauftemperatur sowie den COP der Wärmepumpe. Anhand der durch die Netzsimulation resultierenden Vorlauftemperatur, der geschätzten Temperaturdifferenz sowie des COP s kann der Massenstrom bestimmt werden, welcher durch eine Ventilstellung abgebildet wird. Ein Wärmeübertragermodell entzieht dem Fluid die thermische Leistung, wodurch sich die Rücklauftemperatur des sekundärseitigen Netzes ergibt.

Durch die an der Energiezentrale angeschlossenen Wärmequellen/-senken kann sowohl eine Wärme- als auch eine Kälteleistung bereitgestellt werden. Dies erfolgt indem sichergestellt wird, dass in jedem Simulationsschritt die Soll-Vorlauftemperatur nicht unterschritten wird. Der hierfür benötigte Massenstrom wird anhand der Rücklauftemperatur der Energiezentrale bestimmt. Des Weiteren resultiert die Druckdifferenz aus der Netzschlechtepunktregelung. Die Simulation erfolgt über die Dauer eines Jahres. In dieser Arbeit wurde eine viertelstündliche Auflösung gewählt.

Die Bereitstellung der Wärme- oder Kälteleistung kann durch verschiedene Wärmeerzeuger erfolgen. Die Modellierung dieser erfolgt in der frei verfügbaren Programmiersprache *python*. Hierfür wird das Paket „*EquiSim*“ („*Equipment Simulation*“) der Firma *heatbeat* bereitgestellt. Anhand der aus der Netzsimulation ermittelten Bedarfszeitreihe für die Wärme- und Kälteleistung erfolgt die Modellierung und Simulation der thermischen als auch elektrischen Erzeuger. Für diese stehen einzelne Klassen mit diversen Methoden bereit, durch welche Berechnungen bezeichnend für den Erzeuger ermöglicht werden. Die Simulation einer Geothermie ist abhängig von lokalen Standortfaktoren und wird in der Regel durch weitere Fachfirmen durchgeführt. In dieser Arbeit werden vereinfachende Annahmen für die Energiequelle getroffen. Der Kollektor liefert in dem Zeitraum Oktober bis März eine Temperatur mit einer Differenz von -2 K zur Bodentemperatur. In den restlichen Monaten wird die gelieferte Temperatur mit der Bodentemperatur gleichgesetzt.

Für die statische Erzeugersimulation in der Programmiersprache *python* werden vier Hauptkomponenten benötigt, sodass ein funktionsfähiges Modell entsteht. Die Initialisierung und Parametrierung der einzelnen Erzeugerklassen erfolgt im ausführenden Skript. Des Weiteren wird in diesem der Start der Berechnung sowie die Ausgabe und gegebenenfalls Speicherung der Ergebnisse ausgeführt. Darüber hinaus wird durch eine weitere Klasse, dem Controller, die Regelungslogik vorgegeben. Demnach wird hierbei definiert, nach welchen Schemen die Wärmeerzeuger arbeiten und die Energieflüsse gesteuert werden. Weiterhin muss die Definition und Parametrisierung der Erzeuger erfolgen. Zuletzt werden sämtliche Zeitreihen benötigt, welche die Berechnung beeinflussen. Hierunter fallen bspw. die simulierten Bedarfs- sowie Temperaturzeitreihen.

Bei der Berechnung wird für jeden Zeitschritt i eine Energiebilanz ausgewertet. Je nach Zeitstempel der Bedarfszeitreihen ergibt sich eine Zeitschrittweite, die in der vorliegenden Arbeit 15 Minuten beträgt. Anhand der aus der Netzsimulation resultierenden Einspeiseleistung wird zunächst für jeden Zeitschritt die benötigte Wärmeenergie berechnet, welche die Erzeuger dem Netz bereitstellen müssen. Durch den Controller erfolgt eine Steuerung der Erzeuger gemäß der hinterlegten Logik. Demnach wird der Bedarf $Q_{B,KWN,i}$ bilanziell durch die Summe der bereitgestellten Wärme $Q_{out,i}$ der Erzeuger gedeckt (siehe Gleichung 3.1).

$$Q_{B,KWN,i} = \sum_j (Q_{out,i})_j \quad (3.1)$$

Nach Erfüllung der Energiebilanz werden die Ergebnisse aus Analysezielen in weitere Zeitreihen geschrieben und der Zeitschritt kann abgeschlossen werden.

3.2 Modul zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Modul zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit in der Programmiersprache *python* entwickelt, welches in die Simulationsumgebung von *heatbeat* integriert wurde. Im Folgenden wird die Entwicklung und die anschließende Validierung des Moduls erläutert.

3.2.1 Entwicklung des Moduls

Die Basis des Moduls bildet die Vorgehensweise der Richtlinie VDI 2067 [173]. Anhand der Berechnungsmethodik dieser wird die jährliche Annuität für die Kategorien bedarfs- und betriebsgebundene Kosten, sonstige Kosten sowie Erlöse bestimmt. Dies erfolgt anhand der im ersten Jahr auftretenden Kosten beziehungsweise Erlöse und dem Annuitätenfaktor (siehe Kapitel 2.4.3). Durch den Preisänderungsfaktor kann eine kontinuierliche dynamische Preisänderung, bezogen auf die im ersten Jahr anfallenden Kosten und Erlöse, berücksichtigt werden. Allerdings besteht dabei nicht die Möglichkeit, jährliche schwankende Änderungen zu berücksichtigen. Weiterhin ist es nicht möglich, beispielsweise die Förderung zu einem späteren Zeitpunkt, verglichen mit dem der Investitionsausgaben, einzubinden. Daher wird in den meisten Fällen, die Förderung mit den Investitionsausgaben verrechnet, was allerdings aufgrund dem sich ändernden Zeitwert des Geldes einen Fehler nach sich zieht. Analog gilt dies für Investitionen, die beispielsweise aufgrund der Dauer einer Quartierserschließung zu einem späteren Zeitpunkt anfallen. Um dieser Problematik entgegenzuwirken, wurde im Rahmen dieser Arbeit eine neue Klasse - *EvaluateEconomicEfficiency* - in die Programmierumgebung von *heatbeat* integriert. Die Unterschiede zwischen der VDI 2067 und des entwickelten Moduls werden nachfolgend anhand zweier symbolhafter Gra-

fiken erläutert. Dabei werden die berücksichtigten Kosten und Erlöse im Betrachtungszeitraum dargestellt. Die Preisänderungsfaktoren werden aus Gründen der Übersichtlichkeit in den Beispielen zu 1 gesetzt.

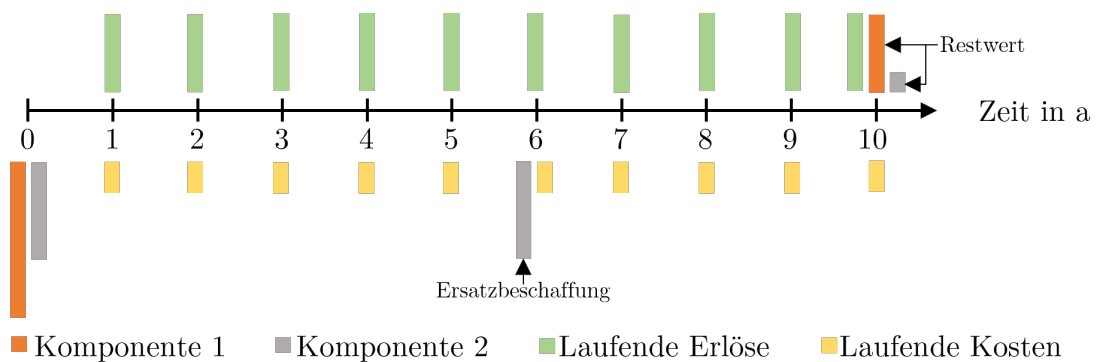


Abbildung 3.4: Schematische Darstellung der Arbeitsweise der VDI 2067 für berücksichtigte Zahlungsströme

In Abbildung 3.4 sind die berücksichtigten Kosten und Erlöse gemäß der Berechnungsmethode der VDI 2067 für ein vereinfachtes Beispiel dargestellt. Dabei geben Balken über dem Zeitstrahl Erlöse wieder. Analog dazu stehen Balken darunter stellvertretend für Kosten. Das Beispiel berücksichtigt zwei Komponenten und die aufgrund deren Lebensdauer resultierenden Kosten bzw. Erlöse durch die Restwerte. Des Weiteren basiert die Berechnung auf den Erlösen und Kosten im ersten Jahr, welche stellvertretend für den gesamten Betrachtungszeitraum angesetzt werden. Diese beinhalten bedarfs- und betriebsgebundene sowie sonstige Kosten gemäß VDI 2067. Anhand dieser aufgeführten Kosten und Erlöse erfolgt die Berechnung.

In Abbildung 3.5 sind die Geldströme aufgeführt, welche bei der Berechnungsmethode des entwickelten Moduls mit einbezogen werden. Dabei ist zu erkennen, dass die laufenden Kosten und Erlöse mit einer unregelmäßigen Veränderung berücksichtigt werden können und daher nicht nur die des ersten Jahres betrachtet werden.

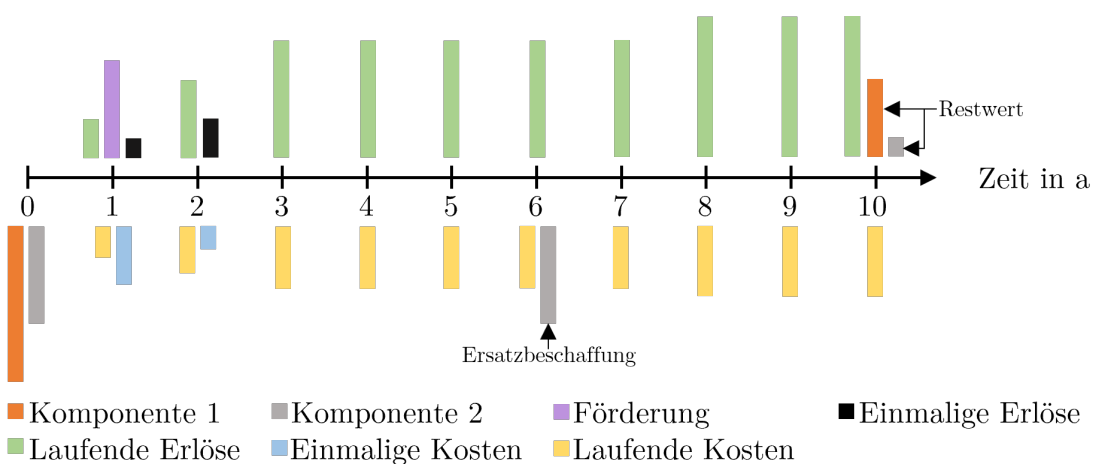


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung der Arbeitsweise des entwickelten Moduls für berücksichtigte Zahlungsströme

Weiterhin ist es möglich, die Förderung zu einem gewünschten Zeitpunkt zu integrieren. Einmalige Kosten sowie Erlöse, die im Verlauf des Betrachtungszeitraums anfallen, werden ebenfalls in dem jeweiligen Jahr mit einbezogen. Die Kategorien der Geldströme setzen sich aus verschiedenen Kosten bzw. Erlösen zusammen, welche nachfolgend genauer erläutert werden. Die Berechnungsmethodik des Moduls basiert auf dem grundlegenden Schema der VDI 2067. Das heißt, es wird ebenfalls in verschiedene jährliche Kosten- und Erlösgruppen differenziert. Diese sind im Folgenden aufgelistet.

- Kapitalgebundene Kosten
- Bedarfsgebundene Kosten
- Betriebsgebundene Kosten
- Zusätzliche kapitalgebundene Kosten
- Zusätzliche betriebsgebundene Kosten
- Sonstige Kosten
- Erlöse
- Sonstige Erlöse

Aus Komplexitätsgründen wird nicht genauer darauf eingegangen, auf welche Weise die Kosten- und Erlösgruppen im Code übergeben werden. Anhand des variablen Betrachtungszeitraums T werden für jede Gruppe automatisiert Listen erstellt. Dabei wird vom Jahr Null bis zum Jahr T pro Jahr ein Zahlenwert berücksichtigt. Das Jahr 0 wird durch die erste anfallende Investition festgelegt. Kosten werden als negative Einträge geführt, Erlöse hingegen als Positive. Für alle Gruppen ist ein individueller prozentualer Preisänderungsfaktor r vorgesehen. Dieser ist standardmäßig mit $r = 1$ integriert, was keiner Preisänderung entspricht. Wird eine Preisänderung angenommen, wird der zum Zeitpunkt t auftretende Preisänderungsfaktor durch Potenzierung mit dem jeweiligen Jahr ermittelt (siehe Gleichung 3.2).

$$r_t = \sum_{n=0}^T r^n \quad (3.2)$$

Die Preisänderung ergibt sich schließlich aus der Multiplikation des ursprünglichen Wertes und dem entsprechenden Preisänderungsfaktor r_t .

Die kapitalgebundenen Kosten werden aus den in *EquiSim* verwendeten Erzeugerklassen gebildet. Je nach Energiesystem können dabei unterschiedliche Erzeuger übergeben werden. In Abhängigkeit des Jahres, in welchem die Investition für den jeweiligen Erzeuger erstmalig anfällt, wird dieser Wert als Ausgabe in die Liste geschrieben. Je nach Lebensdauer der Komponente werden weitere Ersatzinvestitionen ebenfalls im entsprechenden Jahr eingetragen. Analog zur Vorgehensweise der VDI 2067 wird der Restwert der Komponente durch lineare Abschreibung (siehe Gleichung 3.3) bestimmt und im abschließenden Jahr T berücksichtigt. Die Berechnung

des Restwertes erfolgt durch Gleichung 2.13. Treten allerdings Ersatzbeschaffungen auf, wird der Restwertbetrag ab dem Zeitpunkt der letzten Investition gebildet werden. Der Restwert wird durch einen positiven Eintrag dargestellt. Das Vorgehen wird für alle verwendeten Erzeuger durchgeführt.

$$\text{Abschreibung pro Jahr} = \frac{\text{Investitionsbetrag}}{\text{Lebensdauer}} \quad (3.3)$$

Die bedarfsgebundenen Kosten werden anhand der verbrauchten Ressourcen, welche aus der Simulation in *EquiSim* resultieren, bestimmt. Entsprechend des jeweiligen Jahres werden die Kosten in die Liste integriert.

Analog zur VDI 2067 werden bei den betriebsgebundenen Kosten, die Kosten für Bedienung und Instandhaltung sowie den Faktoren für den Aufwand bei Wartung, Inspektion und Instandsetzung einer Komponente (gemäß VDI 2067 - Anhang A2 [173]) für alle verwendeten Erzeuger betrachtet.

Da neben den in *EquiSim* verwendeten Erzeugern noch weitere Investitionen anfallen, sind in dem Modul außerdem zusätzliche kapitalgebundene Kosten sowie zusätzliche betriebsgebundene Kosten enthalten. Die Berechnungen erfolgen gleichermaßen den entsprechenden zuvor erwähnten Kosten. Des Weiteren sind sonstige Kosten vorgesehen. Dabei kann der Anwender manuell jährliche Kosten, wie beispielsweise Mietkosten oder spätere, nicht vorhergesehene Kosten übergeben.

Die Berechnung der Erlöse erfolgt durch die, aus der Simulation resultierenden, jährlich verkauften Energiemengen. Analog zu den sonstigen Kosten sind sonstige Erlöse eingebunden, welche auf die selbe Weise durch eine Jahresreihe dargestellt werden. Darin können beispielsweise Förderungen berücksichtigt werden, welche zu einem späteren Zeitpunkt anfallen. Somit werden für alle Kosten- und Erlösgruppen individuell Listen generiert, welche die entsprechenden jährlichen Kosten oder Erlöse gegebenenfalls unter Berücksichtigung eines separaten Preisänderungsfaktors beinhalten. Aufgrund der bereits vorab korrekten Beachtung der Vorzeichen werden anschließend alle Gruppen aufaddiert. Anhand des Zinsfaktors q werden folglich die Einträge mit dem Diskontierungsfaktor DF im entsprechenden Jahr t gemäß Gleichung 3.4 multipliziert.

$$DF = \frac{1}{q^t} \quad (3.4)$$

Daraufhin kann der Kapitalwert durch Aufsummierung der Listenjahre ermittelt werden. Die jährliche Annuität berechnet sich durch Multiplikation des Kapitalwertes mit dem Annuitätenfaktor a (siehe Gleichung 2.9 und 2.10).

3.2.2 Rechnerische Nutzungsdauer und Betriebskosten der Komponenten

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit werden die Lebensdauern sowie die betriebsgebundenen Kosten der Komponenten benötigt. Die betriebsgebundenen Kosten setzen sich aus den Kosten für Instandhaltung (Inst.), Wartung und Inspektion (W.+Insp.) wie auch der Bedienung der Komponenten zusammen.

Tabelle 3.1: Lebensdauer und Prozentsätze für die betriebsgebundenen Kosten einer Komponente gemäß [173]

Komponente	Lebensdauer	Aufwand Inst. in %	W.+Insp. in %	Bedienen in h/a
Armaturen und Zubehör	20	1,5	1	0
Ausdehnungsgefäße	15	0,5	1	0
Dezentrale Montage	20	0	0	0
Elektroheizkessel	20	1	2	5
Erdwärmekollektoren	50	2	1	0
Filterung, Entgasung	10	10	5	2
Gebäude	50	1	1	0
Luft-Wasser-Wärmepumpe	18	1	1,5	5
Mess-, Steuer und Regelungstechnik	20	1,5	1,5	0
Planung System	30	0	0	0
Plattenwärmeübertrager	20	2	0	0
Pumpen	10	2	1	0
Rohrleitung Kunststoff	30	0,5	0	0
Sole-Wasser-Wärmepumpe	20	1	1,5	5
Speicher	20	1	1	0

Analog zur Richtlinie VDI 2067 werden diese als prozentualer Anteil der Investition berücksichtigt. Tabelle 3.1 führt die Daten der betrachteten Komponenten auf. Der Nettostundensatz eines Monteurs zur Bedienung der Komponenten kann mit 65 €/h angenommen werden [83].

3.2.3 Validierung des Moduls

Eine Möglichkeit zur Qualitätssicherung des Codes bietet das Modul *python-Unittest* [127]. Dabei handelt es sich um Automatisierungstests, welche bei jeder Anwendung oder Änderung des Codes durchgeführt werden. Mit der Technik können die programmierten Methoden einer Klasse unabhängig vom Code getestet werden. In einer separaten Test-Klasse werden dafür Methoden definiert, welche unterschiedliche Testfälle, basierend auf den gewünschten Anforderungen, enthalten.

Für das Testen des Wirtschaftlichkeitsmoduls erfolgte die Umsetzung anhand der Beispiele aus Anhang B der VDI 2067 [173]. Dabei wurde für jegliche anfallende Berechnungsschritte ein Test implementiert.

3.3 Entwicklung der Quartiere

Im Rahmen dieser Arbeit sollen zwei verschiedene, fiktive Neubauquartiere für die Untersuchungen entwickelt werden. Dabei soll bei einem Quartier vorrangig eine Bebauung mit Wohngebäuden berücksichtigt werden. Die Erschließung des zweiten Quartiers unterteilt sich zur einen Hälfte in Büro- und Verwaltungsgebäude sowie zur anderen Hälfte in mehrere Mehrfamilienhauskomplexe. Als Standort beider Quartiere wurde die Liegnitzer Straße in Nürnberg festgelegt. Im Folgenden wird die Entwicklung beider Quartiere genauer erläutert.

3.3.1 Quartier 1: Wohngebäudekomplex

Dieses Quartier setzt sich aus 99 Wohngebäuden, bestehend aus Einfamilien-, Zweifamilien- und Mehrfamilienhäuser sowie einer Kindertagesstätte zusammen.

Tabelle 3.2: Neubaufertigstellungen von Wohngebäuden in Deutschland nach [160]

Gebäudeart	Jahr	Anzahl		Anteil	Wohnfläche in m ²	Wohnfläche pro WE in m ²
		Gebäude	WE			
Einfamilienhäuser 1 Wohneinheit	2016	87.743	87.743	0,80	13.063.000	148,88
	2017	86.440	86.440	0,79	12.998.000	150,37
	2018	83.503	83.503	0,78	12.615.000	151,07
	2019	83.804	83.804	0,78	12.746.000	152,09
	2020	87.275	87.275	0,77	13.318.000	152,60
Zweifamilienhäuser 2 Wohneinheiten	2016	9.279	18.558	0,08	2.056.000	110,79
	2017	9.754	19.508	0,09	2.155.000	110,47
	2018	9.930	19.860	0,09	2.207.000	111,13
	2019	9.653	19.306	0,09	2.163.000	112,04
	2020	10.236	20.472	0,09	2.301.000	112,40
Mehrfamilienhäuser und Wohnheime (3+)-Wohneinheiten	2016	12.968	129.357	0,12	9.758.000	75,43
	2017	13.857	139.356	0,13	10.449.000	74,98
	2018	14.148	147.975	0,13	10.955.000	74,03
	2019	14.614	152.815	0,14	11.492.000	75,20
	2020	15.424	161.027	0,14	12.128.000	75,32

Um den derzeitigen Stand im Neubau von Wohngebäuden abzubilden, sind in Tabelle 3.2 die Baufertigstellungen im Wohngebäudeneubau in Abhängigkeit der Gebäudeart aufgeführt. Die Statistik bildet den Zeitraum von 2016 bis 2020 ab. Dabei sind die prozentualen Anteile sowie die Flächen pro Wohneinheit aufgeführt. Anhand dieser Parameter wurden die Gebäudetypen und die Wohnflächen der Gebäude des Quartiers festgelegt. Es ist zu erkennen, dass die Daten in dem abgebildeten Zeitraum in guter Näherung ein konstantes Verhalten aufweisen. Lediglich die flächenspezifischen Werte weisen einen sehr geringen Aufwärtstrend auf. Daher basiert die Quartiersentwicklung auf den Daten des Jahres 2020. Demnach ergeben sich für die verschiedenen Gebäudetypen die in Tabelle 3.3 aufgeführten Durchschnittswerte.

Tabelle 3.3: Durchschnittswerte von Wohngebäuden in Abhängigkeit des Gebäudetyps

Gebäudetyp	Anteil in %	Wohnfläche in m ²	Anzahl WE
Einfamilienhaus	76	152,60	1
Zweifamilienhaus	9	224,79	2
Mehrfamilienhaus	14	824,26	10,94

Durch die Daten aus Tabelle 3.3 erfolgte die Entwicklung des Aufsiedlungsplans von Quartier 1. Anhand von verschiedenen Beispielhäusern der Firma *Hausbau-mit-System* [31] wurden die Durchschnittswerte für Wohnfläche und Wohneinheiten bestimmt. Das Unternehmen stellt Grundrisse für jeweilige Gebäudetypen mit der entsprechenden Wohnfläche zur Verfügung. Aus den verfügbaren Beispielhäusern wurden aus Komplexitätsgründen Hausbeispiele mit nahezu rechteckigen Grundrissen gewählt. Die individuellen Geschosshöhen mit den dazugehörigen Höhen wurden berücksichtigt. Die Musterhäuser wurden in der Form gewählt, dass die Durchschnittsdaten aus Tabelle 3.3 eingehalten werden konnten. Tabelle B.1 führt die resultierenden Gebäude für Quartier 1 auf. Somit weisen 76 Einfamilienhäuser eine Durchschnittswohnfläche von 151,77 m² sowie neun Zweifamilienhäuser eine Wohnfläche von 224,92 m² auf. Für 14 Mehrfamilienhäuser resultiert eine Durchschnittswohnfläche von 823,14 m² mit einer durchschnittlichen Wohneinheitenanzahl von 10,57. Demnach werden die ermittelten Daten der Neubaustatistiken in guter Näherung eingehalten.

Anhand der Grundfläche sowie der Geschosshöhe mit entsprechender Geschosshöhe ist die Geometrie des Gebäudes festgelegt. Der berücksichtigte Fensterflächenanteil entspricht 20 % der Gebäudehülle. Des Weiteren sind die Dachflächen als Flachdachkonstruktion angenommen.

Tabelle 3.4: Daten für die Kindertagesbetreuung in Deutschland

Anzahl Kitas	58.500	nach [159]
Kinder in den Kitas	3.800.000	nach [159]
Kinder pro Kita	~65	
A _{Boden,min} pro Kind	3 m ²	gemäß § 1 1. DVO-KitaG [104]
A _{Außen,min} pro Kind	12 m ²	gemäß § 1 1. DVO-KitaG [104]
A _{Boden,min,ges}	195 m ²	
Zzgl. Küche, Arbeitsraum und Garderobe	100 m ²	
A _{Außen,min,ges}	780 m ²	
Sicherheitszuschlag	1,5	
A _{Innen,ges}	442,5 m ²	
A _{Außen,ges}	1.170 m ²	

Zur sinnvollen Abschätzung der Fläche einer Kindertagesstätte ist in Tabelle 3.4 die Herangehensweise aufgeführt. Anhand der durchschnittlichen Zahl der Kinder pro Tagesstätte und der Orientierung an den Vorgaben von § 1 1. DVO-KitaG [104] ist, unter zusätzlicher Berücksichtigung eines Aufschlages, die daraus resultierende Mindestaußen- A_{Außen,ges} und Mindestinnenfläche A_{Innen,ges} einer Kindertagesstätte aufgeführt.

Zur Erstellung eines plausiblen Aufsiedlungsplans wird neben der Grundfläche der Gebäude

die Grundstücksfläche benötigt. Eine Möglichkeit zur Abschätzung der Grundstücksfläche in Abhängigkeit der bebauten Grundfläche bietet § 17 BauNVO [17]. Die Verordnung weist Orientierungswerte für Obergrenzen der Grundflächenzahl (GRZ) aus, welche das Verhältnis zwischen bebauter Fläche und Grundstücksfläche wiedergeben. Weiterhin beinhaltet die Verordnung einen Orientierungswert für die Obergrenze der Geschossflächenzahl (GFZ). Dieser stellt das Verhältnis der Geschossfläche aller Vollgeschosse zur Grundstücksfläche dar. Tabelle 3.5 führt die Orientierungswerte in Abhängigkeit des Baugebietes auf.

Quartier 1 basiert auf den Orientierungswerten von reinen/allgemeinen Wohngebieten. Folglich konnte bei der Zeichnungserstellung mit der Software *AutoCAD* eine Einhaltung der Orientierungswerte für Grundflächenzahl sowie Geschossflächenzahl sichergestellt werden.

Tabelle 3.5: Orientierungswerte für die Bestimmung des Maßes der baulichen Nutzung - Auszug aus § 17 BauNVO

Baugebiet	Grundflächenzahl	Geschossflächenzahl
Kleinsiedlungsgebiete	0,2	0,4
Reine/Allgemeine Wohngebiete	0,4	1,2
Besondere Wohngebiete	0,6	1,6
Dorf-/Mischgebiete	0,6	1,2
Urbane Gebiete	0,8	3
Gewerbe-/Industriegebiete	0,8	2,4
Wochenendhausgebiete	0,2	0,2

Weiterhin sind Flächen für ein Verkehrsnetz innerhalb des Quartiers berücksichtigt. Die CAD-Zeichnung ist in Anhang B dargestellt.

Ein weiterer Bestandteil zur Entwicklung des Quartiers entspricht der Bestimmung der energetischen Anforderungen an die Gebäude. Denn der Gebäudeenergieeffizienzstandard weist neben den Gebäudetypen und Geometrien einen wesentlichen Einfluss bei der Gebäudesimulation auf. Am 01.10.2020 ist das Gebäudeenergiegesetz in Kraft getreten. Das Gesetz dient zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden. Demnach müssen neue Bauwerke (Wohn- wie auch Nichtwohngebäude) als Niedrigstenergiegebäude errichtet werden. [16]

Die Anforderungen umfassen den Gesamtenergiebedarf, den baulichen Wärmeschutz, Wärmebrücken, die Dichtheit sowie den sommerlichen Wärmeschutz. Dabei stellt der Jahres-Primärenergiebedarf den wichtigsten Energiekennwert dar. Dieser wird zunächst nach DIN V 18599: 2018-09 [36] für ein Referenzgebäude berechnet, welches die gleiche Geometrie, Gebäudenutzfläche und Ausrichtung wie das zu errichtende Gebäude aufweist. Der Jahres-Primärenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung des Neubaus, bezogen auf die Gebäudenutzfläche, darf 75 % des Wertes des Referenzgebäudes nicht überschreiten. Die Wärmedämmung wird mit dem spezifischen Transmissionswärmekoeffizienten von Gebäuden H_T reglementiert. Der Wärmeverlust durch die Gebäudehülle durch Transmission darf nicht größer

sein als der Wert des entsprechenden Referenzgebäudes. Der Einfluss von konstruktiven Wärmebrücken auf den Jahres-Heizwärmebedarf muss mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand so gering wie möglich gehalten werden. Die Gebäudehülle erfordert eine dauerhaft luftundurchlässige Abdichtung. Dennoch ist der Mindestluftwechsel zum Zweck der Nutzergesundheit und Beheizung erlaubt. Außerdem muss durch den sommerlichen Wärmeschutz gewährleistet werden, dass die Temperaturen im Gebäude nicht zu stark ansteigen. [16]

Im Rahmen des Programms „Energieeffizientes Bauen“ förderte die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) noch energieeffizientere Neubauten. Darunter fielen die sogenannten Standards Effizienzhaus 55, Effizienzhaus 40 und Effizienzhaus 40 Plus. Seit Februar 2022 entfällt der Förderungszuschuss für Neubauten als Effizienzhaus 55. Dennoch wird davon ausgegangen, dass dieser Standard im Neubau weiterhin realisiert wird. [101]

Anhand des jeweiligen Effizienzstandards wird der Primärenergieverbrauch und Transmissionswärmeverlust auf einen gewissen Anteil im Vergleich zum Referenzgebäude nach GEG beschränkt [100]. Die prozentualen Maximalwerte sind in Tabelle 3.6 aufgeführt.

Tabelle 3.6: Anforderungen und Bauanzahl von Niedrigstenergiegebäuden

	Primärenergiebedarf im Vergleich zum Referenzgebäude in %	Transmissionswärme- verlust im Vergleich zum Referenzgebäude in %	Anteil der Neubauten 2020 in %
GEG Mindestanforderung	75	100	18
Effizienzhaus 55	55	70	65
Effizienzhaus 40/40 Plus	40	55	17

Zudem beinhaltet die Tabelle den prozentualen Anteil der neu errichteten Gebäude in Abhängigkeit des jeweiligen Energieeffizienzstandards. Dieser basiert auf der Anzahl der Zusagen und der Gesamtzahl der errichteten Gebäude [102]. Da derzeit für den Standard Effizienzhaus 55 keine Förderung mehr ausgeschüttet wird, besteht die Möglichkeit, dass ab dem Jahr 2022 eine Änderung der Anteile auftritt. Die Anordnung der Effizienzstandards im Quartier erfolgte willkürlich. Dabei wurde jedoch bewusst auf eine örtliche Durchmischung geachtet. Auf Grundlage aller zuvor aufgeführten Informationen basiert die Modellierung von Quartier 1. Die Daten dessen Gebäude sind in Tabelle B.2 aufgeführt.

3.3.2 Quartier 2: Büro-/Verwaltungskomplex mit Mehrfamilienhauskomplex

Das zweite betrachtete Quartier besteht zur einen Hälfte aus Büro- und Verwaltungsgebäuden (BVG) und zur anderen Hälfte aus Mehrfamilienhäusern. Die Entwicklung basiert auf der gleichen Vorgehensweise wie der von Quartier 1. Daher wird auf die Datenbasis aus 2020 zurückgegriffen. Tabelle 3.7 führt die Daten von Nichtwohngebäuden aus dem Bereich Büro- und Verwaltungsgebäude auf. Da für diese Gebäudeart keine Beispielgrundrisse gefunden wurden, basiert die Festlegung der Gebäudefläche auf der Durchschnittsfläche der im Jahr 2020 erbauten

Nichtwohngebäude (siehe Tabelle 3.7).

Tabelle 3.7: Neubaufertigstellungen von Nichtwohngebäuden: Büro- und Verwaltungsgebäude in Deutschland nach [158]

Jahr	Anzahl Gebäude	Fläche in m²	Fläche pro Gebäude in m²
2020	1.787	3.328.630	1.862,69

Hierbei wird bewusst auf verschiedene Grundrissformen zurückgegriffen, da diese Bauweisen im Büro- und Verwaltungsgebäudebereich häufig auftreten. In Anhang C sind die zugehörigen Grundrisse abgebildet. Weiterhin führt Tabelle C.2 die jeweiligen Flächen und Gebäudestandards sowie den Fensterflächenanteil und die Geschossanzahl mit der jeweiligen Höhe auf. Für Büro- und Verwaltungsgebäude kann der Fensterflächenanteil mit 45 % und die Geschosshöhe mit 2,9 m angesetzt werden.

Die Entwicklung der 50 Mehrfamilienhäuser resultiert durch identische Herangehensweise wie die des Mehrfamilienhausanteils in Quartier 1. In Tabelle C.1 sind die Daten der verwendeten Musterhäuser dargestellt. Demnach folgen die in Tabelle 3.8 aufgeführten Kennwerte, welche in guter Näherung den ermittelten Sollwerten entsprechen.

Tabelle 3.8: Vergleich der Soll- und Istwerte der Gebäude von Quartier 2

Gebäudetyp		(Wohn-)Fläche in m²	Anzahl WE
MFH	soll	824,26	10,94
	ist	829,67	10,92
BVG	soll	1.862,69	-
	ist	1.888,87	-

Die Erstellung des Aufsiedlungsplans von Quartier 2 basiert auf den Orientierungswerten für GRZ und GFZ gemäß der Kategorie Gewerbe-/Industriegebiete. Die Gebäudestandards wurden entsprechend Tabelle 3.6 in analoger Weise zu Quartier 1 zugewiesen. Die Informationen zu den Gebäuden von Quartier 2 sind in Tabelle C.2 abgebildet.

3.4 Entwicklung der Energiesysteme mit deren Komponenten und Kosten

Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei verschiedene Wärmenetzsysteme betrachtet. Die Systeme basieren auf den Grundlagen der recherchierten Informationen. Daher wird die Wärmequelle/-senke in Form eines Geothermiekollektorfeldes ausgeführt. Da die Fläche des Standorts der fiktiven Quartiere begrenzt ist und auch in der Realität oftmals ein Platzproblem besteht, erfolgt im zweiten Netz eine Einbindung zweier weiterer Wärmeerzeuger, sodass der Flächenbedarf der Kollektoren verringert werden kann. Der zweite Wärmeerzeuger wird in Form einer zentralen Luft-Wasser-Wärmepumpe realisiert. Aufgrund der Betriebsgrenzen dieser und dem verringert-

ten Geothermiefeld wird zusätzlich ein Elektroheizkessel für Spitzenlasten berücksichtigt. Auf der Grundlage der Marktanalyse basiert ebenfalls die Ausführung und Betriebsweise des kalten Wärmenetzes. Demnach wird ein aktives, bidirektionales Wärme- und Kältenetz, d. h. mit gerichtetem Medien- sowie Energiefluss betrachtet. Die Netzform wird in Form eines Strahlennetzes berücksichtigt.

Im Folgenden werden die Komponenten genauer aufgeführt und kurz erläutert. Des Weiteren erfolgt eine Darstellung der Nettokosten für die jeweilige Komponente. Die abgeleiteten Kostenfunktionen ermöglichen die Abschätzung der jeweiligen Investition eines Energiesystems. Da die dargestellten Kosten teilweise auf Annahmen oder einer geringen Anzahl an Vergleichswerten basieren, kann in keinem Fall anhand dieser Daten eine detaillierte Kostenplanung eines Projektes erfolgen.

3.4.1 Geothermiekollektoren

Erdwärmekollektoren sind der Kategorie oberflächennahe Geothermie zuzuordnen. Die Flächenkollektoren werden als schleifenförmige Röhrensysteme in geringer Tiefe (circa 1,5 m) horizontal im Erdboden verlegt. Dabei entziehen die Kollektoren bei Heizbedarf dem Untergrund unter der freien Erdoberfläche saisonal gespeicherte Wärme. Konträr dazu erfolgt bei einem Kältebedarf die Regenerierung des Erdbodens durch Energiezufuhr. Die Speicherkapazität, die Wärmetransporteigenschaften und die thermische Regeneration des Untergrunds sowie die Geometrie und Betriebsweise des Kollektors bestimmen die maximale Entzugsleistung und die Jahresentzugsenergie. Weiterhin beeinflusst der Wassergehalt des Bodens maßgeblich dessen Wärmeleitfähigkeit sowie die Wärmekapazität. Die Klassifizierung erfolgt anhand der Bodenart und der somit verbundenen Korngrößenverteilung. Durch die Korngröße wird die Versickerung des Regenwassers und damit der verbundene Wassergehalt beeinflusst. [172]

Demnach erweisen sich sehr trockene Böden im Vergleich zu schweren, feuchten Böden als nachteilig [22]. Aufgrund des enormen Platzbedarfs erfolgt die Integration von großflächigen Kollektoren im Erdboden oftmals zweischichtig. Dabei muss auf einen ausreichenden Abstand zwischen den beiden Flächenkollektoren geachtet werden. Dieser beträgt meist 2 m, sodass die Kollektoren circa in einer Tiefe von 1,5 m und 3,5 m verlegt werden. Des Weiteren müssen bei der Verlegung gewisse Aspekte berücksichtigt werden. Diese beinhalten einen bestimmten Abstand der einzelnen Rohre zueinander. Außerdem müssen Sicherheitsabstände zu Wasserleitungen, Gebäuden und Kanälen eingehalten werden. [22]

In Abhängigkeit des vorliegenden Wasserrechts sind die Anlagen gegebenenfalls genehmigungspflichtig [172]. Zur Lösung des Flächenproblems werden Großflächenkollektoren beispielsweise in Äcker oder Fußballfelder gelegt. Demnach bietet eine bereits verwendete Fläche eine weitere Nutzung für die Verlegung der Kollektoren.

Tabelle 3.9: Eigenschaften der vier verschiedenen Bodenarten aus [172]

	Sand	Lehm	Schluff	Sandiger Ton
Wassergehalt in Vol-%	< 10	25-31	35-40	35-40
Wärmeleitfähigkeit in W/(m·K)	1,2	1,5	1,5	1,8

Richtlinie VDI 4640 [172] führt Möglichkeiten zur thermischen Nutzung des Untergrunds in Zusammenhang mit erdgekoppelten Wärmepumpenanlagen auf. Darin wird unter anderem ein Verfahren zur Auslegung von Erdwärmekollektoren erläutert. Dieses basiert auf den 15 Klimazonen Deutschlands nach DIN 4710 [38] sowie den vier verschiedenen Bodenarten. Tabelle 3.9 führt die Bodenarten mit deren Eigenschaften auf. In Abhängigkeit der Klimazone und Bodenart weist die Richtlinie Orientierungswerte zur Auslegung für Entzugsleistung, Entzugsenergie, Volllaststunden sowie Rohrabstand aus. Gemäß dieser Daten zuzüglich dem jährlichen Wärmebedarf, der Verdampferleistung der Wärmepumpe und deren *JAZ* resultiert die benötigte Mindestfläche an Kollektoren. [172]

Die Auslegung gemäß der Richtlinie VDI 4640 beschreibt Kollektoranlagen die ein Gebäude direkt versorgen. Für großtechnische Erdwärmekollektoren besteht aktuell keine andere Auslegungsmöglichkeit. Aus diesem Grund wird auf das Verfahren der Richtlinie zurückgegriffen. Für ein kaltes Wärmenetz erfolgt daher die Auslegung durch die Leistung und den Wärmebedarf an der Energiezentrale. Dabei muss darauf geachtet werden, dass die Volllaststunden eingehalten werden.

Derzeit laufen im Rahmen des Förderprogramms *EnEff:Wärme:KNW-Opt* zwei Teilvorhaben, welche sich anhand des kalten Wärmenetzes in Bad Nauheim mit der Erarbeitung von praxistauglichen Auslegungswerkzeugen beschäftigen. Im Hinblick auf diese Forschungen sind bereits erste Erkenntnisse publiziert worden. Daher kann nach Zeh et. al [183, S. 54] und Hirsch et al. [80, S. 656 ff.] bei der Auslegung von großtechnischen Flächenkollektoren mit der Richtlinie VDI 4640 die Fläche um bis zu 25 %, ohne Leistungseinbußen, reduziert werden. Deshalb wird im Rahmen dieser Arbeit auf diese Erkenntnis zurückgegriffen. Demnach wird die anhand der VDI 4640 ermittelte Fläche um ein Viertel verringert.

Die Investitionen von Großkollektoranlagen aus Boden-Klima-Tauschern betragen bei der Firma *Steinhäuser* [143] ca. 86 €/m². Der Preis beinhaltet das Kollektorfeld inklusive Verteilerschächte (Material, Montage, Druckprüfung, usw.). Die Verteilerschächte dienen zur Lenkung und Regulierung des Soledurchflusses im Erdkollektorsystem. Die Systemgrenze liegt dabei nach den Verteilerschächten, sodass lediglich die Anbindung zur Technikzentrale in diesem Preis nicht enthalten ist. Die Dimensionen der Anbindeleitungen sind abhängig vom Volumenstrom. Da es sich jedoch um PE-Leitungen in Kombination mit Elektroschweißmuffen handelt, haben diese meist einen sehr geringen Einfluss auf den Preis. [143]

Des Weiteren müssen die Kosten für die Tiefbauarbeiten berücksichtigt werden. Diese sind ab-

hängig von der Bodenklasse des vorliegenden Untergrunds. Die Bodenklasse steht stellvertretend für die Lösbarkeit des Untergrunds. Bei guter bis mäßiger Lösbarkeit liegen die Kosten in der Regel zwischen 6 und 18 €/m³ [99]. Ein Kostenvorschlag von [143], welcher bei 10,6 €/m³ liegt, bestätigt diesen Wert. Daher wird im Folgenden der Wert 10,6 €/m³ für die Kalkulation verwendet. Bei schwerer löslichen Bodenklassen wird der Tiefbau deutlich erschwert. Daraus resultieren höhere Kosten, welche bis zu 100 €/m³ betragen können. Daher kann es von Vorteil sein, vorab durch ein Bodengutachten die Bodenklasse zu ermitteln, um damit die Tiefbaukosten besser abschätzen zu können. Da nach Montage der Erdwärmekollektoren eine Wiederverfüllung des Aushubs erfolgt, müssen keine Entsorgungskosten berücksichtigt werden. Weiterhin wird vorausgesetzt, dass keine Grundstückskosten für die Fläche des Kollektorfelds anfallen.

3.4.2 Zentrale Luft-Wärmepumpe

Im zweiten Energiesystem wird neben den Geothermiekollektoren eine zentrale Luft-Wasser-Wärmepumpe eingebunden. In dieser Leistungsklasse werden solche Maschinen mit einem zuvor geschalteten Luft-Wasser-Wärmeübertrager und anschließender Sole-Wärmepumpe realisiert. Daher basiert die Datenerhebung auf luftgekühlten Kaltwassererzeugern mit Wärmepumpe. Diese Maschinen arbeiten nur bei Temperaturen oberhalb ihrer Betriebsgrenze $\vartheta_{WP, Grenze}$, welche sich auf die Sole-Temperatur der Wärmepumpe bezieht. Diese Temperatur liegt aufgrund der Grädigkeit des Wärmeübertragers und einer möglichen Vereisung deutlich über der Außenlufttemperatur. Erfahrungsgemäß ergibt sich zwischen der angesaugten Außenluft und der Sole-Temperatur mindestens eine Temperaturdifferenz von $\Delta T = 5K$. Die Arbeitsweise der Wärmepumpe ist definiert durch das in Anhang D abgebildete Kennfeld der *COPs* in Abhängigkeit der Quellen- und Senktemperatur.

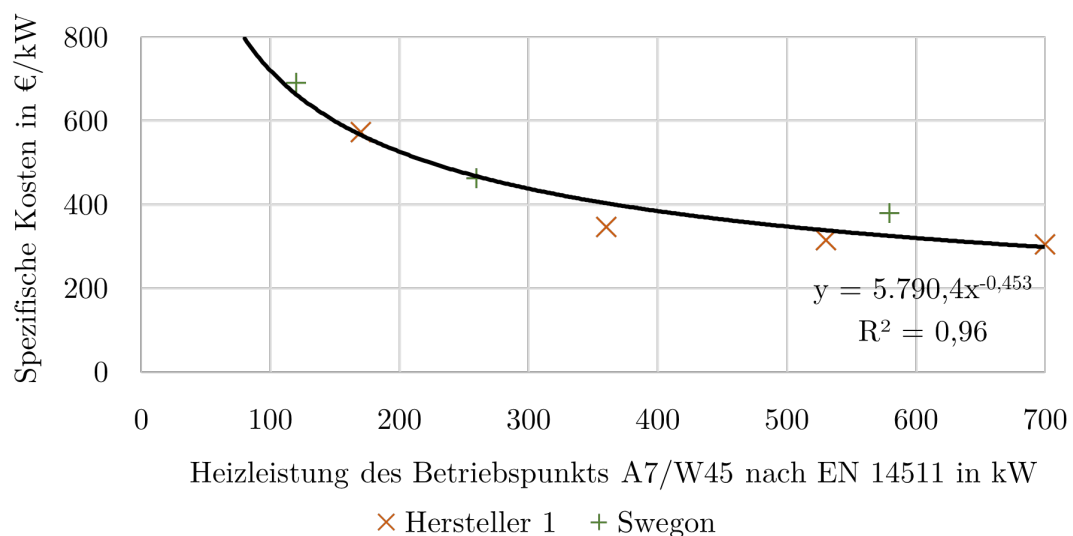


Abbildung 3.6: Kostenfunktion für großtechnische Luft-Wärmepumpen in Abhängigkeit der Nennwärmeleistung nach EN 14511

In Abbildung 3.6 sind die spezifischen Anschaffungskosten dargestellt. Eine Firmennennung von Hersteller 1 ist aufgrund des Datenschutzes nicht gestattet. Daneben sind die Daten der *BlueBox Tetris Sky R7 HP* der Firma *Swegon* abgebildet [136, 166].

Zur Bestimmung der Investitionen von Luft-Wasser-Wärmepumpen kann die abgeleitete Kostenfunktion im dargestellten Leistungsbereich herangezogen werden. Erfolgt die Einbindung einer großtechnischen Wärmepumpe in ein Wärmenetz, setzt sich die Gesamtinvestition aus den Posten Wärmepumpenaggregat, Erschließung und Anbindung der Quelle, Anbindung an das Netz, elektrische Anbindung, Baukosten sowie Kosten für Planung und Genehmigungen zusammen. Dabei nimmt die Wärmepumpe an sich einen Anteil von circa 50 % der Gesamtinvestition ein. [32, S. 16 f.]

3.4.3 Zentraler Elektroheizkessel

Die Deckung der Spitzenlast in Energiesystem 2 erfolgt durch einen Elektroheizkessel, welcher 1 kWh Strom in 1 kWh Wärme überführt. Die spezifischen Anschaffungskosten des Unternehmens *Mobiheat* sind in Abbildung 3.7 aufgeführt [113].

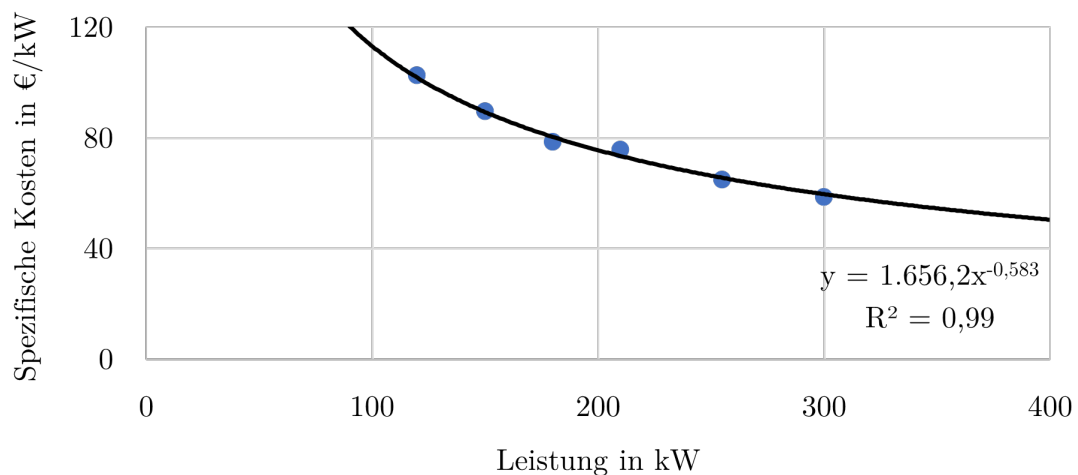


Abbildung 3.7: Kostenfunktion für Elektroheizkessel in Abhängigkeit der Leistung

Die integrierte Kostenkurve kann für die Kalkulation der Investition eines Elektroheizkessels verwendet werden. Die Ermittlung der Gesamtkosten zur Einbindung der Komponente in ein Wärmenetzsystem basiert auf der Annahme, dass sich diese durch gleiche Teile anhand der Komponentenkosten und Einbindungskosten zusammensetzen. Da diese Komponente allerdings eine sehr geringe Investition aufweist, hat die getroffene Annahme kaum einen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

3.4.4 Energiezentrale

Die Energiezentrale (oder auch Technikzentrale) wird meist in einem separaten Gebäude integriert. Die Aufgaben umfassen Überwachung und Steuerung des Energiesystems sowie die Filterung, Entgasung, Nachspeisung, Druckhaltung und Umwälzung des Versorgungsnetzes. Die dafür benötigten Komponenten und deren Kosten werden nachfolgend dargestellt.

Gebäudekosten

Die Energiezentrale benötigt eine Einfassung. Da die betrachteten Versorgungsgebiete als Neubauquartiere berücksichtigt werden, wird davon ausgegangen, dass die Einhausung als festes, freistehendes Gebäude realisiert wird. Das Baukosteninformationszentrum (BKI) für Architekten weist statische Kostenkennwerte für verschiedene Gebäudetypen im Neubau aus. Die Einhausung von technischen Anlagen ist jedoch nicht gelistet. Daher wird der Kostenkennwert für Lagergebäude (ohne Mischnutzung) des mittleren Standards herangezogen, wofür das BKI im Mittel 1.025 €/m² angibt. [6, S. 836 ff.]

Umwälzpumpen

Zum Ausgleich von Druckunterschieden innerhalb eines Rohrsystems mit einem zirkulierenden flüssigen Medium ist die Einbindung einer aktiven Förderung zwingend erforderlich. Um den in Folge von Strömungs- und Reibungsverlusten resultierenden Druckverlust auszugleichen, werden Pumpen eingesetzt. Dabei müssen diese über eine ausreichende Leistungsfähigkeit verfügen. Zudem werden durch die Eigenschaften (Art, Temperatur und Druck des Mediums) des Kreislaufmediums Anforderungen vorgegeben. [78, S. 98]

Um bei einem Ausfall einer Pumpe dennoch eine vollumfängliche Betriebssicherheit zu gewähren, werden die Pumpen redundant betrieben. Dabei sind folgende Redundanzstellungen gebräuchlich [4, S. 54]:

- 2 x 100 % der Nominalleistung
- 3 x 50 % der Nominalleistung
- 4 x 33 % der Nominalleistung

Bei den vorliegenden Netzen wird auf 3 redundante Pumpen zurückgegriffen.

Die Betriebsgrenzen von Pumpen werden durch deren charakteristische Kennfelder festgelegt. Dabei ergibt sich für die entsprechende Pumpe ein Arbeitsbereich, welcher in Abhängigkeit des geförderten Volumenstroms und der Förderhöhe resultiert. Ein Druckverlust von 1 bar kann näherungsweise mit einer Förderhöhe von 10 m überwunden werden.

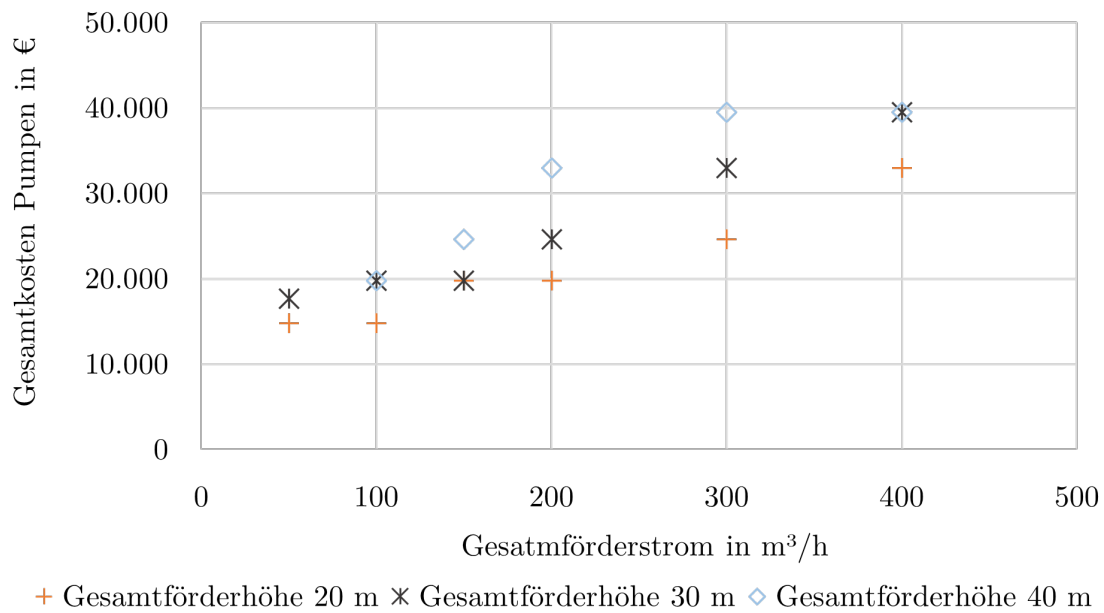


Abbildung 3.8: Gesamtkosten von 3 Pumpen der Serie *Etaline PumpDrive* in Abhängigkeit des Gesamtfördervolumens und der Gesamtförderhöhe

Die Firma *KSB* bietet ein Auslegungstool für Pumpen anhand erwähnter Daten [103]. Im Rahmen dieser Arbeit wurde auf das Tool zurückgegriffen. Mit den entsprechenden Daten (maximaler Gesamtfördervolumenstrom, maximale Gesamtförderhöhe, Stoffeigenschaften des Fluids, Redundanzart sowie Eintrittsdurchmesser in die Pumpe) kann anhand des Tools die Pumpenserie *Etaline PumpDrive 065-065-160* ermittelt werden.

In Abbildung 3.8 sind die resultierenden Gesamtkosten für die entsprechenden grundlegenden Ausgangsbedingungen anhand von Betriebspunkten in Abhängigkeit des Gesamtvolumenförderstroms und der Gesamtförderhöhe dargestellt. Gemäß den benötigten Bedingungen des jeweiligen Energiesystems wird auf die Kosten des entsprechenden Betriebspunktes zurückgegriffen.

Entgasung, Filterung, Nachspeisung und Druckausgleichsbehälter

Für die Positionen Entgasung, Filterung, Nachspeisung und Druckausgleichsbehälter konnten keine Daten erhoben werden. Da diese nur einen geringen Anteil der Gesamtinvestition entsprechen, erfolgt die Kalkulation mit Pauschalpreisen auf Basis von Vergleichsprojekten der Firma *heatbeat*. Diese sind in Tabelle 3.10 aufgeführt.

Tabelle 3.10: Kosten eines Projektes von *heatbeat* für Entgasung, Filterung, Nachspeisung und Druckausgleichsbehälter

	Kosten in €
Entgasung, Entlüftung	5.000
Filterung	15.000
Druckausdehnungsgefäß	500
Nachspeiseeinrichtung	500
Summe	21.000

3.4.5 Trassen

Anhand der Netzsimulation (siehe Kapitel 3.1) werden für alle Netzabschnitte die erforderlichen Rohrdurchmesser sowie deren Längen ermittelt. Durch diese Daten wird die Bestimmung der Trassenkosten ermöglicht.

Abbildung 3.9 führt Orientierungswerte der Kosten für Kunststoffmantelrohre (KMR) auf, welche in Abhängigkeit des Nenndurchmessers abgebildet sind. Diese beziehen sich auf konventionelle Wärmenetze in Neubaugebieten. Dabei ist die Bandbreite durch einen Minimal- (KMR-Min) und Maximalwert (KMR-Max) dargestellt. Die Kosten umfassen sowohl die Materialkosten als auch die Verlegekosten (Tiefbau und Montage) und können als Anhaltswerte genutzt werden, wobei circa 40 % bis 50 % auf den Tiefbau entfallen. Da die Tiefbaukosten stark von der Bodenbeschaffenheit abhängen, sollten diese Kosten kritisch betrachtet werden. Daher wird für eine genauere Planung der Kosten, die Einholung von Richtpreisangeboten bei Baufirmen und Herstellern empfohlen. [97, S. 151 ff.]

Weiterhin enthält das Diagramm den gebildeten Mittelwert (KMR-Mittelwert) der Orientierungswerte. Anhand dessen erfolgt die Ableitung der Kosten von Kunststoffmediumrohren (PMR) für Material und Tiefbau.

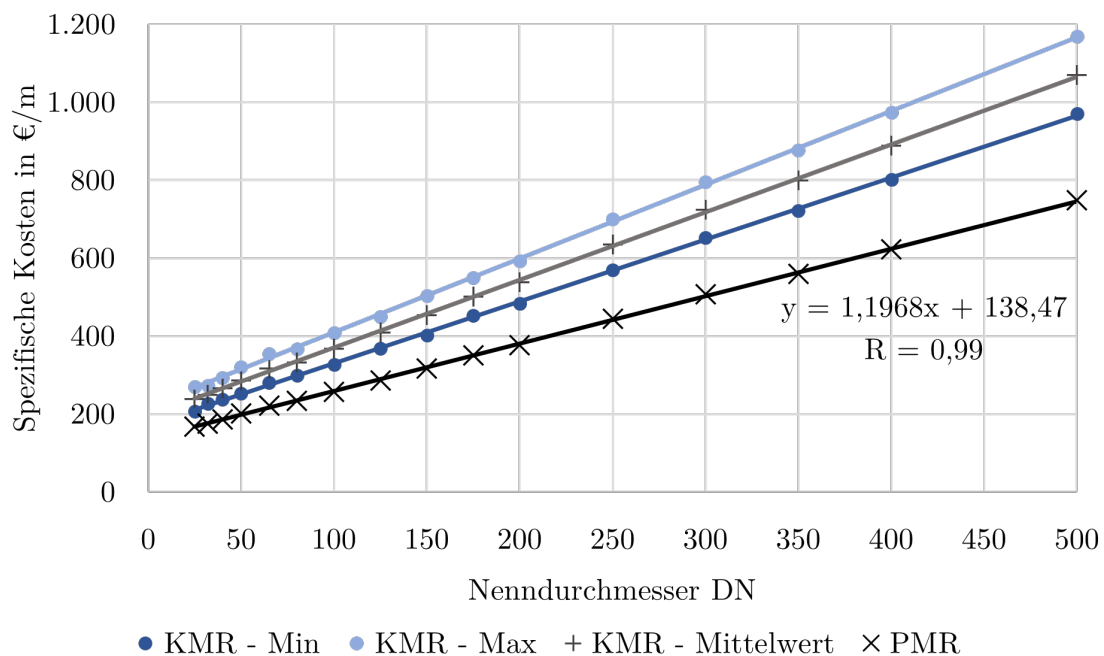


Abbildung 3.9: Kostenfunktionen von Kunststoffmantelrohren (KMR) für Trassen und Tiefbau für Fernwärme- und Fernkälteversorgung in deutschen Neubaugebieten nach [97] sowie eine abgeleitete Kostenfunktion für Kunststoffmediumrohre (PMR) in Abhängigkeit der Nenndurchmesser

In konventionellen Wärmenetzen werden am häufigsten starre Kunststoffverbundmantelrohre verwendet. Sie bestehen aus einem Stahlmediumrohr, welches mit einer Polyurethan-Hartschaum-Schicht gedämmt ist. Kunststoffmediumrohre sind aufgrund ihrer eingeschränkten Temperatur-

und Druckbelastung nur bedingt nutzbar. [116, S. 68 ff.]

Aufgrund der geringen Netztemperatur in kalten Wärmenetzen kommen PMR-Druckrohre aus PE 100 ohne Wärmedämmung zum Einsatz. PMR können bis zu einem Durchmesser von DN 200 als Ringbundware von bis zu 100 m verlegt werden. KMR hingegen werden grundsätzlich als starres System mit einer Rohrlänge von bis zu 16 m verlegt [131, S. 105]. Neben den Materialvorteilen von PMR ergibt sich durch die flexiblere Verlegung und den Verzicht auf Dämmmaterial eine effizientere Bauweise sowie dünnere Grabenbreiten. [116, S. 68 ff.] Weitere Kostenvorteile von PMR gegenüber KMR ergeben sich durch die Einsparung von Formstücken und Muffen sowie die selbstkompensierende Wärmeausdehnung (siehe Kapitel 2.2.3).

Somit zieht die Verlegung von flexibler Verbundware gegenüber der Verlegung von starren Rohren in unbefestigten Gelände eine Kosteneinsparung von circa 33 % nach sich. Aufgrund der nicht benötigten Wärmedämmung sowie dem günstigeren Material von PMR, sinken die Materialkosten von PMR gegenüber derer von KMR um über 50 % [131, S. 105]. Durch die fehlenden Erfahrungen des Ausbaus kalter Wärmenetze, muss vor allem bei der Planung, dem Netzausbau und der Endmontage von Mehrkosten ausgegangen werden [131, S. 105 f.]. Zusammenfassend kann die Einsparung der Trassenkosten kalter Wärmenetze, im Vergleich zu den Trassenkosten herkömmlicher Wärmenetze, nach [131, S. 105 f.] mit 30 % angenommen werden.

Demnach führt Abbildung 3.9 die resultierende Kostenkurve, welche in Abhängigkeit des Rohrdurchmessers stellvertretend für die Material- und Tiefbaukosten steht, auf.

3.4.6 Dezentrale Hausstationen

Die dezentralen Hausstationen umfassen die Wärmepumpe, den Speicher sowie den Wärmeübertrager zur passiven Kühlung. Die Integration erfolgt durch das Prinzip der direkten Einbindung (siehe Kapitel 2.2.4). Im Folgenden werden die berücksichtigten Kostenkurven für diese Komponenten aufgeführt. Ferner wird für die Montage und Installation ein Pauschalanteil von 50 %, der Summe der Kosten, für die Komponenten der dezentralen Technik angesetzt.

Dezentrale Sole-Wasser-Wärmepumpen

In jedem Gebäude wird eine dezentrale Sole-Wasser-Wärmepumpe integriert, welche anhand der Gebäudesimulation dimensioniert wird. In Abbildung 3.10 sind die spezifischen Anschaffungskosten für die Wärmepumpenserie *Terra* der Firma *Ochsner* [117], *Supraeco-T* der Firma *Bosch* [12], *WPS* der Firma *Buderus* [11], *Atherma 3 GEO* der Firma *Daikin* [30] sowie *Vitocal 350-G* der Firma *Viessmann* [176] aufgeführt. Die Daten stammen aus frei zugänglichen Quellen [77]. Es ist zu erkennen, dass bei der Serie *Vitocal 350-G* Preisfluktuationen auftreten, wodurch eine leistungsmäßig größere Wärmepumpe kostengünstiger ist als eine kleinere. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Serie sowohl 1-stufige als auch 2-stufige Wärmepumpen beinhaltet.

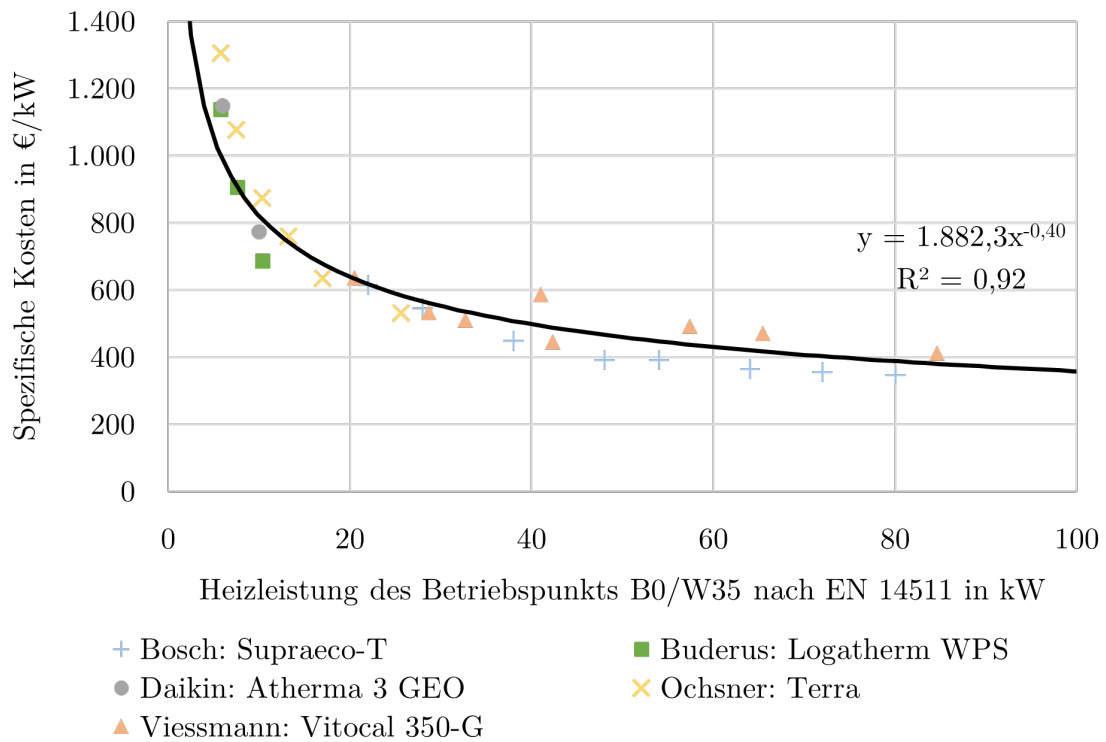


Abbildung 3.10: Kostenfunktion für Sole-Wasser-Wärmepumpen in Abhängigkeit der Nennwärmeleistung nach EN 14511 basierend auf frei zugänglichen Quellen

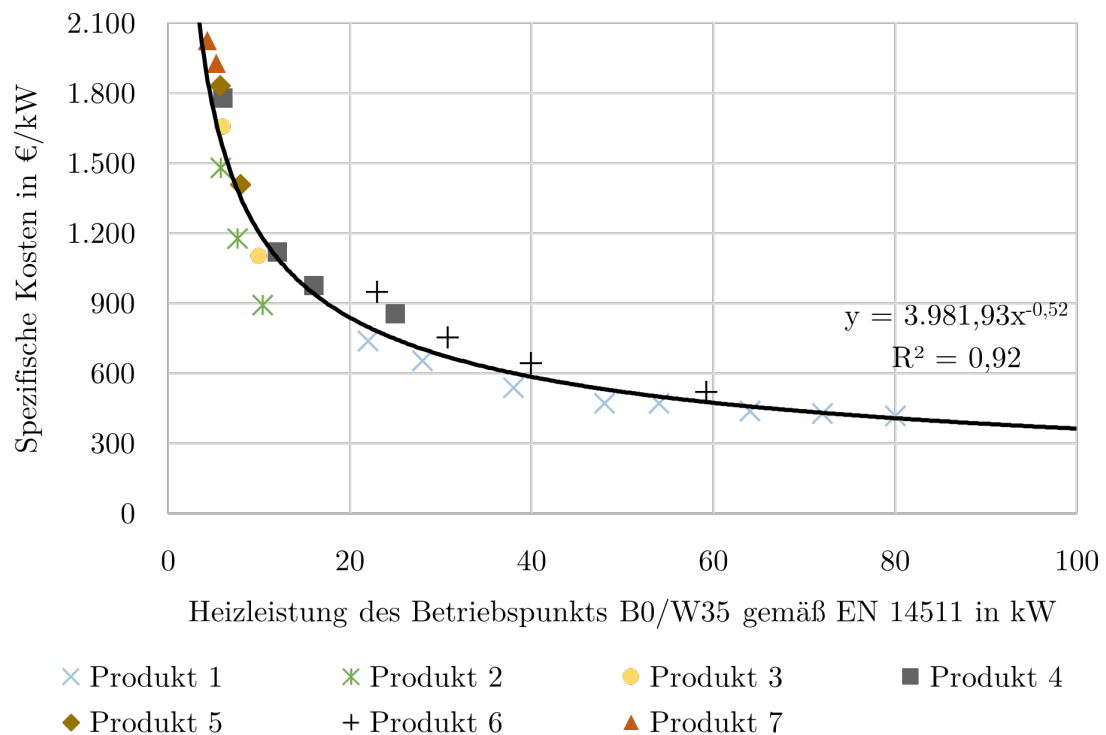


Abbildung 3.11: Kostenfunktion für Sole-Wasser-Wärmepumpen in Abhängigkeit der Nennwärmeleistung nach EN 14511 basierend auf unverbindlichen Preisempfehlungen der Hersteller

Weiterhin sind in Abbildung 3.11 die spezifischen Anschaffungskosten für unterschiedliche Modelle verschiedener Hersteller, basierend auf deren unverbindlichen Preisempfehlungen (UVP), abgebildet. Aus Datenschutzgründen wurde eine namentliche Nennung der Hersteller sowie deren Modellen nicht gestattet.

Eine einzelne Betrachtung des jeweiligen Diagramms zeigt, dass die Kostenkurven die jeweilig erhobenen Daten in guter Näherung abbilden. Werden jedoch beide Diagramme miteinander verglichen, wird deutlich, dass vor allem im geringen Leistungsbereich beide Kostenfunktionen einen Preisunterschied aufweisen. Dieser könnte auf eine Kooperation als Vertriebspartner oder auf eine hohe Anzahl abgenommener Produkte zurückgeführt werden. In dieser Arbeit erfolgt die Ermittlung der Investition von Sole-Wasser-Wärmepumpen anhand der Kostenkurve der Vertriebspartner (Abbildung 3.10).

Dezentrale Kombispeicher

Ein zusätzlicher Kombispeicher, in jedem der Gebäude, verbindet das Zusammenspiel eines Puffer- und Warmwasserspeichers in einer Komponente. Durch die Einbindung des Kombispeichers wird eine gleichmäßige Wärmeversorgung realisiert. Zudem wird die Lebensdauer der Wärmepumpe verlängert, da die Einschaltzyklen deutlich reduziert werden können. Die recherchierten Kombispeicher verfügen über ein Schichtladesystem, womit die Durchmischungseffekte verringert werden. Dies erfolgt durch die Einspeisung in verschiedene Speicherhöhen, abhängig von der Temperatur.

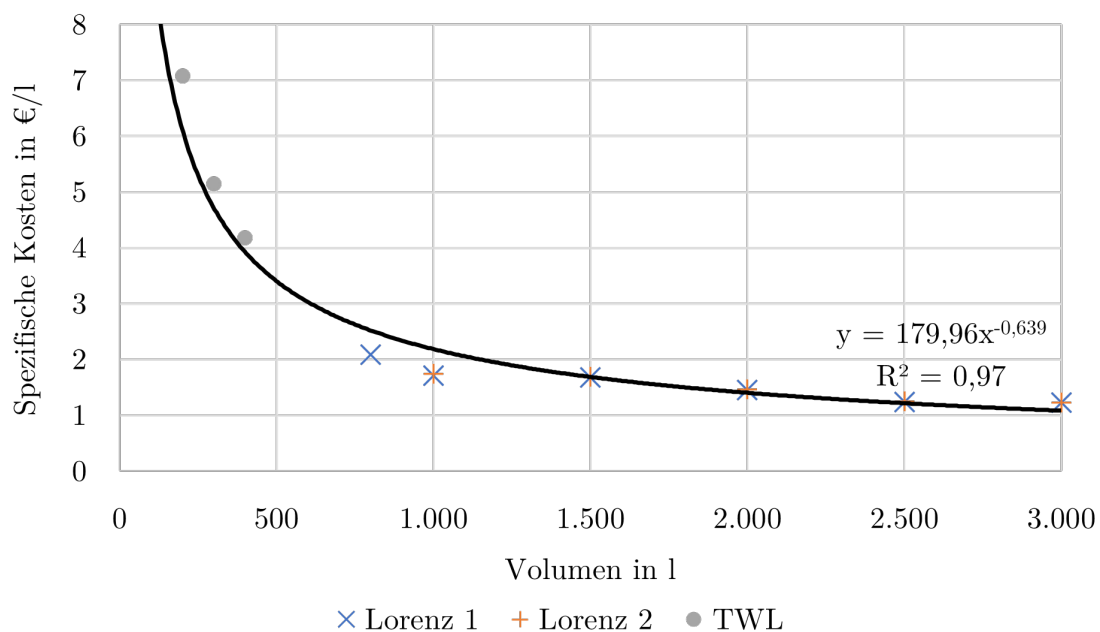


Abbildung 3.12: Kostenfunktion für Kombispeicher in Abhängigkeit des Fassungsvermögens

Zur Entlastung des Wärmeerzeugers, durch einen Kombispeicher, muss dessen Volumen an die Heizleistung angepasst werden. Allerdings resultieren durch einen größeren Speicher auch höhere

Wärmeverluste. Daher muss ein passendes Verhältnis zwischen Wärmeerzeuger und Kombispeicher gewählt werden. Dabei haben sich etwa 65 Liter Fassungsvermögen, pro Kilowatt installierter Heizleistung, bewährt. [92]

In Abbildung 3.12 sind die spezifischen Kosten von Kombispeichern der Firmen *Lorenz Behälterbau* [108] und *TWL Technologie* [168] in Abhängigkeit des Volumens des Pufferspeichers aufgeführt. Weiterhin enthält das Diagramm eine Ausgleichsgerade, anhand welcher die Kosten von Kombispeicher bis zu einem Fassungsvermögen von 3.000 l bestimmt werden können.

Dezentrale Wärmeübertrager

Für die passive Kühlung wird ein zusätzlicher Wärmeübertrager integriert (siehe Kapitel 2.2.4). Um die gewünschte Wärmeübertragung zu realisieren, muss ein Wärmeübertrager über eine ausreichende Übertragungsfläche verfügen. Für die Auslegung von Wärmeübertragern wird häufig das Prinzip der mittleren Temperaturdifferenz herangezogen. Grundlegend basiert die Dimensionierung eines Wärmeübertragers auf dem in Gleichung 3.5 dargestellten Zusammenhang der Wärmeübertragung. [174, S. 37 ff.]

$$\dot{Q} = k \cdot A \cdot \Delta T_{\log} \quad (3.5)$$

Dabei beschreibt \dot{Q} die thermische Leistung, k den Wärmeübergangskoeffizienten, A die Übertragungsfläche und ΔT_{\log} die logarithmische mittlere Temperaturdifferenz des Wärmeübergangs. Letztere ist abhängig von der Stromführung des Wärmeübertragers.

$$\Delta T_{\log} = \frac{\Delta T_{\text{groß}} - \Delta T_{\text{klein}}}{\ln\left(\frac{\Delta T_{\text{groß}}}{\Delta T_{\text{klein}}}\right)} \quad (3.6)$$

Im Rahmen dieser Arbeit wird von einer Gegenstromführung ausgegangen, weshalb ΔT_{\log} mit der großen sowie kleinen Temperaturdifferenz $\Delta T_{\text{groß}}$ bzw. ΔT_{klein} anhand Gleichung 3.6 ermittelt werden kann. [174, S. 37 ff.]

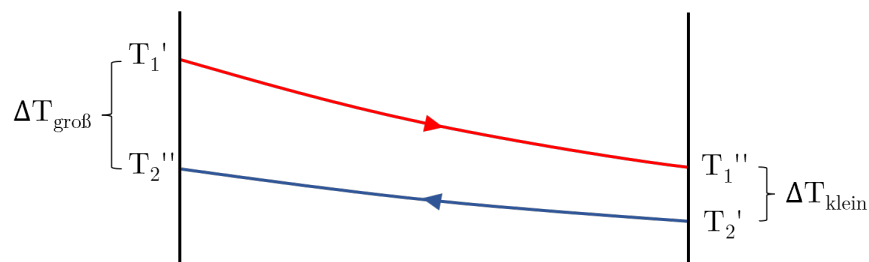


Abbildung 3.13: Temperaturverlauf von zwei Strömen in einem Gegenstrom-Wärmeübertrager nach [105]

Bei einem Gegenstrom-Wärmeübertrager findet das in Abbildung 3.13 dargestellte Schema Anwendung. Demnach wird $\Delta T_{\text{groß}}$ aus der Differenz von der Eintrittstemperatur des warmen

Mediums T_1' und der Austrittstemperatur des kalten Mediums T_2'' ermittelt. Analog dazu bestimmt die Austrittstemperatur T_1'' des warmen Fluids sowie die Eintrittstemperatur des kalten Fluids T_2' die kleine logarithmische Temperaturdifferenz. [105, 174]

Der Wärmedurchgang zwischen zwei Medien, welche durch eine Wand getrennt sind, kann mittels dem Wärmedurchgangskoeffizienten k beschrieben werden. Um eine aufwändige Berechnung von diesem zu vermeiden wird auf typische Werte für den Wärmedurchgangskoeffizienten von Plattenwärmeübertrager zurückgegriffen [174, S. 87]. Für den Übergang von Flüssigkeit zu Profilplatte zu Flüssigkeit kann für $k = (1000 - 4000) \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$ angesetzt werden.

Bei bekannter Leistung und vorliegenden Medientemperaturen kann somit die benötigte Wärmeübertragungsfläche bestimmt werden. Die Berechnung erfolgte mit der Untergrenze des Wärmedurchgangskoeffizienten $k = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$. Die erforderliche Wärmeübertragungsfläche kann daher durch die maximale Fläche, welche im entsprechenden Simulationsschritt erforderlich ist, bestimmt werden.

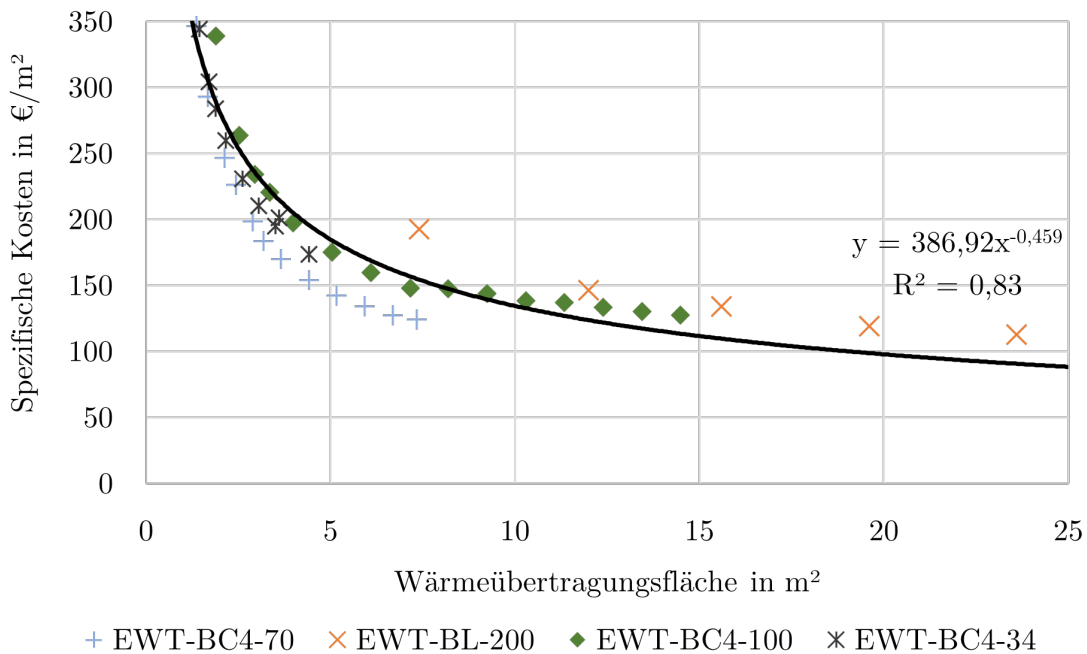


Abbildung 3.14: Kostenfunktion für gelötete Plattenwärmeübertrager in Abhängigkeit der Wärmeübertragungsfläche

In Abbildung 3.14 sind spezifische Investitionen für gelötete Plattenwärmeübertrager in Abhängigkeit der Wärmeübertragungsfläche dargestellt [55]. Ferner beinhaltet das Diagramm eine Kostenfunktion, mit welcher die Anschaffungskosten von Plattenwärmeübertragern berechnet werden können.

3.4.7 Leistungsabrechnung und sonstige Kosten

Eine Möglichkeit zur Abrechnung der Planungskosten bietet die Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI). Diese gliedert die Grundleistungen bei der Realisierung eines Bauvorhabens in neun Leistungsphasen, welchen jeweils ein bestimmter Prozentsatz des Gesamthonorars zugewiesen wird. Das Gesamthonorar wird in Abhängigkeit der anrechenbaren Kosten in verschiedene Honorarzonen eingeteilt. Die Honorarzonen stehen stellvertretend für die Schwierigkeit des Bauvorhabens. Im Folgenden wird auf die Honorarzone III - durchschnittliche Anforderungen zurückgegriffen. Die anteiligen Honorare für Grundleistungen bei Ingenieurbauwerken der Honorarzone III gemäß § 44 sind in Abhängigkeit der anrechenbaren Kosten in Abbildung 3.15 dargestellt. [79]

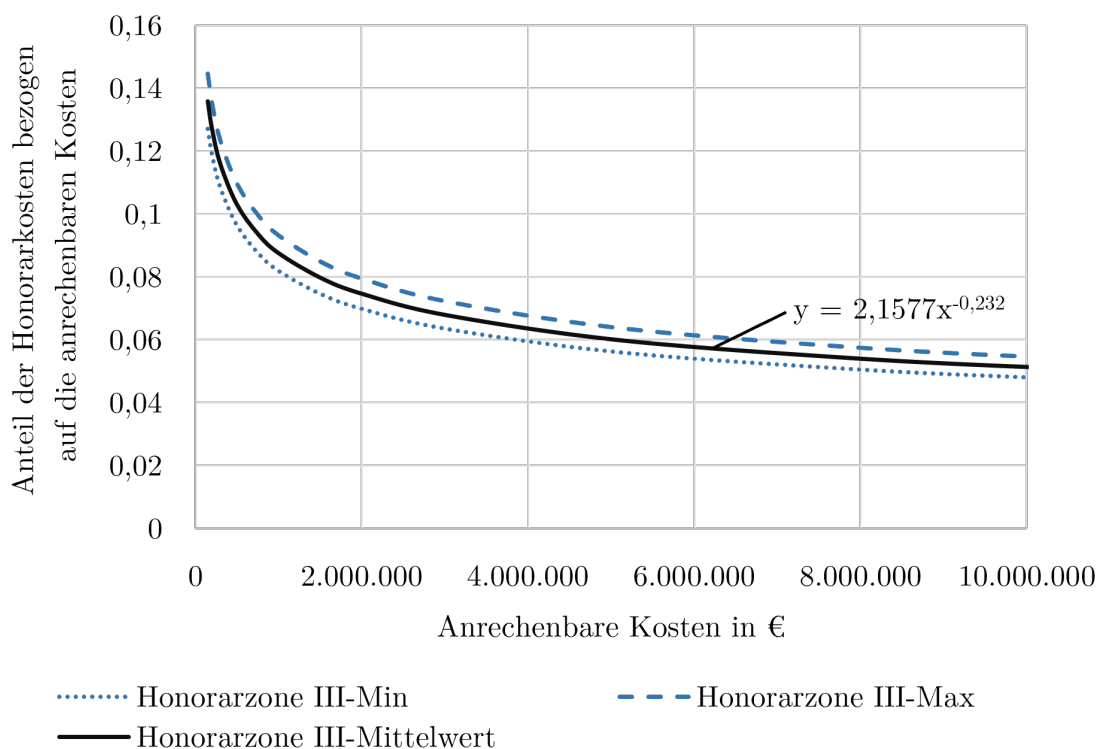


Abbildung 3.15: Anteil des Gesamthonorars bezogen auf die anrechenbaren Kosten für Ingenieurbauwerke gemäß Honorarzone III

Es wird ein Bereich ausgewiesen, welcher im Diagramm durch Honorarzone III-Min und Honorarzone III-Max dargestellt ist. Des Weiteren ist eine Kostenfunktion anhand des Mittelwertes aufgeführt. Anhand dessen wird im Rahmen der Arbeit das Gesamthonorar ermittelt. Im vorliegenden Fall kann die Gesamtinvestition des Energiesystems für die anrechenbaren Kosten angesetzt werden.

Neben den Planungskosten werden unabhängig von der HOAI sonstige Kosten mit einkalkuliert. Diese werden durch einen weiteren pauschalen Prozentsatz von 10% der anrechenbaren Kosten ermittelt. Sie decken die Kosten für Armaturen und Ventile sowie unvorhersehbare Ausgaben.

3.4.8 Validierung der angesetzten Kostenkurven anhand realer Projekte

Die Verifizierung der ermittelten Kostenfunktionen erfolgt durch die Anwendung an zwei Projekten mit bekannten Gesamtinvestitionen, welche über dieselben Rahmenbedingungen verfügen. Da allerdings nicht alle benötigten Daten vorliegen, sind die getroffenen Annahmen nachfolgend erläutert. Die Netzwerke Neustadt [93] und Rottenburg [81] verfügen über ein Geothermiekollektorfeld sowie eine bidirektionale, aktive Arbeitsweise. Darüber hinaus ist die Gesamtinvestition bekannt. Da jedoch keine genauen Daten zu den Durchmessern der Trassen, den Leistungen der dezentralen Wärmepumpen, den dezentralen Speichergrößen sowie den Wärmeübertragungsflächen der dezentralen Wärmeübertrager vorliegen, werden die getroffenen Annahmen kurz dargestellt.

Tabelle 3.11: Vergleich der realen Gesamtinvestition der Netzwerke Neustadt und Rottenburg mit den resultierenden Gesamtinvestitionen anhand der erarbeiteten Kostenfunktionen (Schätzwerte sind mit einem Sternchen* versehen)

Komponente	Auslegungsdaten	Kalkulation	Ergebnis	Real
Neustadt				
EZ.: Gebäude	50 m ² *	1.025 €/m ² · x	51.250 €	
EZ.: Pumpe	Pauschale*	Maximal*	39.487 €	
EZ.: Sonstiges	Pauschale*		21.000 €	
Geothermiekollektorfeld	15.400 m ²	86 €/m ² · x	1.324.400 €	
Tiefbau Geothermie	53.900 m ³	10,6 €/m ³ · x	571.340 €	
Trassenkosten	9.000 m	270,5 €/m*	2.434.500 €	
Dez. Wärmepumpen	∅11 kW/Gebäude*	1.882,3 · x ^{-0,4}	1.491.703 €	
Dez. Kombispeicher	65 l/kW _{Heizleistung} *	179,96 · x ^{-0,639}	362.859 €	
Dez. Wärmeübertrager	∅1,03 m ² /Gebäude*	386,92 · x ^{-0,459}	73.914 €	
Installation dez. Technik	∑Dezentrale Kosten	50 %*	964.238 €	
Anrechenbare Kosten	∑Kosten bisher		7.334.691 €	
Planungskosten	Anrechenbare Kosten	2,1577 · x ^{-0,232}	404.207 €	
Sonstiges	Anrechenbare Kosten	10 %*	733.469 €	
Summe			8.472.367 €	8.740.000 €
Rottenburg				
EZ.: Gebäude	50 m ² *	1.025 €/m ² · x	51.250 €	
EZ.: Pumpe	Pauschale*	Maximal*	39.487 €	
EZ.: Sonstiges	Pauschale*		21.000 €	
Geothermiekollektorfeld	9.000 m ²	86 €/m ² · x	774.000 €	
Tiefbau Geothermie	13.500 m ³	10,6 €/m ³	143.100 €	
Trassenkosten	1.000 m	270,5 €/m*	270.500 €	
Dez. Wärmepumpen	∅11 kW/Gebäude*	1.882,3 · x ^{-0,4}	436.402 €	
Dez. Kombispeicher	65 l/kW _{Heizleistung} *	179,96 · x ^{-0,639}	106.156 €	
Dez. Wärmeübertrager	∅1,03 m ² /Gebäude*	386,92 · x ^{-0,459}	21.624 €	
Installation dez. Technik	∑Dezentrale Kosten	50 %*	282.091 €	
Anrechenbare Kosten	∑Kosten bisher		2.145.610 €	
Planungskosten	Anrechenbare Kosten	2,1577 · x ^{-0,232}	157.261 €	
Sonstiges	Anrechenbare Kosten	10 %*	214.561 €	
Summe			2.517.432 €	2.500.000 €

Da die Netze in Neustadt und Rottenburg hauptsächlich Ein- und Mehrfamilienhäuser versorgen, werden die spezifischen Daten des entwickelten Wohngebäudequartiers herangezogen. Demnach wird als spezifischer Trassenpreis der Wert 270,50 €/m herangezogen. Anhand der installierten Leistungen der dezentralen Wärmepumpen resultiert der Mittelwert von 11 kW pro Gebäude. Weiterhin kann der Mittelwert von 1,03 m² Wärmeübertragungsfläche pro Gebäude kalkuliert werden. Am Wärmnetz in Neustadt sind hauptsächlich Mehrfamilienhäuser angeschlossen (62%). Das entwickelte Wohngebäudequartier hingegen verfügt weitestgehend über Einfamilienhäuser (76%). Daher ist der spezifische Mittelwert der Wärmepumpenleistungen in diesem Fall vermutlich zu gering. Um dem entgegenzuwirken, wird mit einer künstlichen Abnehmerzahl von 188 kalkuliert. Diese ergibt sich aus dem Gesamtwärmebedarf (≈ 3.000 MWh/a) in Neustadt sowie dem Wärmebedarf pro Gebäude des entwickelten Wohnquartiers (≈ 16.000 kWh/a).

Tabelle 3.11 bietet eine Übersicht der Zusammensetzung der Gesamtinvestition anhand der ermittelten Kostenfunktionen. Weiterhin erfolgt der Vergleich der kalkulierten Gesamtinvestition mit den tatsächlichen Nettoinvestitionen ohne einer Förderung. Es treten Abweichungen von -3,1% (Neustadt) und 0,7% (Rottenburg) auf. Somit kann evaluiert werden, dass die Kostenfunktionen belastbare Ergebnisse für eine erste Kostenabschätzung liefern. Da jedoch einige Annahmen getroffen wurden und gewisse Kostenfunktionen nur auf einer geringen Datenzahl basieren, können bei der Kalkulation mittels der Kostenkurven und Schätzwerte diverse Abweichungen auftreten. Daher müssen die ermittelten Kosten anhand der Funktionen stets kritisch betrachtet werden.

3.5 Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

Mit dem Inkrafttreten der Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) am 15.09.2022 verfolgt die Bundesregierung das Ziel einen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität von Energie- und Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 zu leisten und somit Investitionen anzuregen. Weiterhin unterstützt die Richtlinie den nationalen Energie- und Klimaplan der Bundesrepublik Deutschland, welcher auf einer Verstärkung des Ausbaus erneuerbarer Energien und Abwärme in Wärme- und Kältenetzen beruht. Demnach reizt die BEW die Transformation von bestehenden Wärmenetzen, die hauptsächlich fossil gespeist werden, hin zu erneuerbaren Energien und Abwärme an. Zudem fördert die Richtlinie den Neubau von Wärmenetzen, welche mindestens einen Anteil von 75% an erneuerbaren Energien und/oder Abwärme aufweisen. Dabei wird ein systematischer Ansatz verfolgt, wodurch das Wärmenetz als System betrachtet wird und somit auf der Basis von Netztransformationsplänen die Umstellung sowie den Neubau von Wärmenetzen planbar und zuverlässig unterstützt. [20]

Um die bestehende und voraussichtlich zukünftig anhaltende Wirtschaftslücke zwischen konventioneller und erneuerbar gespeister Wärmenetze zu schließen, soll bis zum Jahr 2030 die Integration von durchschnittlich bis zu 681 MW/a erneuerbarer Erzeugungsleistung mit einem Volumen von circa 1.174.000.000 €/a gefördert werden. [20]

Die Richtlinie unterteilt die Förderung in drei Module. Förderfähig sind dabei Wärmenetzsysteme zur Wärmeversorgung von mehr als 16 Gebäuden oder von mehr als 100 Wohneinheiten. Im Folgenden werden die grundlegenden Inhalte der drei möglichen Module zur Förderung von neuerrichteten Wärmenetzen erläutert. [20]

3.5.1 Modul 1: Machbarkeitsstudien

Machbarkeitsstudien zielen auf die Untersuchung der Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Konzepts eines Wärmenetzsystems mit überwiegend erneuerbarer Wärmeerzeugung ab. Weiterhin bedarf es einer Darstellung des Zielbildes des treibhausgasneutralen Wärmenetzes und des Transformationspfads. Die Mindestinhalte sind nachfolgend aufgeführt. [20]

- Analyse der Wärmebedarfe des zu versorgenden Gebiets
- Potenzialermittlung erneuerbarer Energien und Abwärme im Untersuchungsgebiet
- Analyse des Wärmeerzeugerportfolios, ggf. eine Variantenbetrachtung der verschiedenen Möglichkeiten
- Maximaler jährlicher Biomassenanteil von 25 % (25 km < Netzlänge < 50 km) sowie 15 % (Netzlänge > 50 km) im Jahr 2045
- Untersuchung der Phase-out-Optionen für etwaige fossile gekoppelte und insbesondere ungekoppelte Wärmeerzeugung im Untersuchungsgebiet bis spätestens 2045
- Analyse der notwendigen Wärmenetzparameter (Temperatur, Druck, Volumenströme etc.) und Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen zur Netzausgestaltung
- Erstellung eines Zeit- und Ressourcenplans für den Bau des Wärmenetzes und ggf. Durchführung der erforderlichen Planungsleistung in Anlehnung an die HOAI
- Kurze Beschreibung der Maßnahmen zur Bürgereinbindung (inklusive Planung) um eine schnelle Umsetzung zu realisieren

Machbarkeitsstudien werden mit bis zu 50 % der förderfähigen Kosten, maximal jedoch mit 2.000.000 €, gefördert. [20]

3.5.2 Modul 2: Systematische Förderung (Investitions- und Betriebskostenförderung)

Die Investitions- und Betriebskostenförderung umfasst den Neubau von Wärmenetzen, welche mindestens einen Einspeiseanteil von 75 % erneuerbaren Energien und/oder Abwärme aufwei-

sen. Dabei wird die Erstellung und Vorlage einer Machbarkeitsstudie, welche zur Prüfung der Förderfähigkeit zu Grunde gelegt wird, vorausgesetzt. Entwurfs- und Genehmigungsplanungen sollten bei Antragstellung überwiegend abgeschlossen sein. [20]

Die Umsetzungsförderung erfolgt systematisch. Daher beinhaltet sie alle Maßnahmen von Erzeugung über Verteilung bis einschließlich Übergabe der Wärme, sofern ein Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung des Wärmenetzes geleistet wird. Die daraus resultierenden Fördergegenstände sind im Folgenden dargestellt. [20]

1. Förderfähige Wärmequellen:

- Anlagen zur Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien
 - i. Solarthermieranlagen und photovoltaisch-thermische Kollektoren
 - ii. Wärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme
 - iii. Tiefe Geothermie
 - iv. Kleine und mittlere Feuerungsanlagen gemäß 1. BImSchV (< 1 MW) bzw. Anhang 1 BEW (≥ 1 MW) sowie Anlagen zum Einsatz gasförmiger Biomasse, sofern Anforderung bezüglich Nachhaltigkeit und Verfügung erfüllt werden
- Industrielle, gewerbliche oder sonstige Abwärme

2. Förderfähige Infrastruktur

- Wärmeverteilung
 - i. Rohrleitungen inklusive Verlegung und Dämmung
 - ii. Armaturen
 - iii. Leckageüberwachung
 - iv. Übergabestationen und Wärmepumpen im Eigentum des Wärmenetzbetreibers
- Maßnahmen zur Optimierung des Netzbetriebs
 - i. Wärmespeicher
 - ii. Hocheffiziente Pumpen
 - iii. Anlagen zur Druckerhöhung und Druckhaltung
 - iv. Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
 - v. Digitalisierungskomponenten
 - vi. Wärmetauscher
 - vii. Wärmepumpen im Netz

3. Förderfähige Umfeldmaßnahmen

4. Förderfähige Planungsleistungen

Die systematische Förderung für Neubaunetze ist auf einen Fördersatz von maximal 40 % der förderfähigen Ausgaben begrenzt. Dabei muss jedoch die Förderhöchstgrenze von 100.000.000 € pro Antrag eingehalten werden. [20]

Weiterhin ist eine Betriebskostenförderung von Solarthermieranlagen und strombetriebenen Groß-

wärmepumpen, welche eine Jahresarbeitszahl von mindestens 2,5 erreichen, für die ersten zehn Jahre des Betriebs, möglich. Dabei beträgt die Förderung für Solarthermieanlagen, welche in Wärmenetze einspeisen, 0,01 €/kWh_{th}. Die Betriebskostenförderung von Wärmepumpen gestaltet sich etwas komplexer. Hierbei wird anhand der Art der Stromerzeugung die Betriebskostenförderung unterteilt. Wärmepumpen die in Wärmenetze einspeisen, erhalten einen Betriebskostenzuschuss $c_{B,WP,Netzstrom}$, für den Anteil der Umgebungs- oder Abwärme, der mit Hilfe von Netzstrom der allgemeinen Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz nutzbar gemacht wird, gemäß Gleichung 3.7. Der Maximalbetrag beträgt jedoch 9,2 Cent pro Kilowattstunde Umwelt- oder Abwärme. [20]

$$c_{B,WP,Netzstrom} = \left[5,5 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}_{\text{Umwelt-/Abwärme}}} - \left(6,8 - \frac{17}{\text{SCOP}} \right) \cdot 0,75 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}_{\text{Umwelt-/Abwärme}}} \right] \cdot \left(\frac{\text{SCOP}}{\text{SCOP} - 1} \right) \quad (3.7)$$

$$c_{B,WP,EE-Strom} = 3 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}_{\text{th}}} - \left(\frac{8}{2,5} - \frac{8}{\text{SCOP}} \right) \cdot 0,75 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}_{\text{th}}} \quad (3.8)$$

Die Betriebskostenförderung $c_{B,WP,EE-Strom}$ für den Anteil der Wärme, welche mit Strom aus erneuerbaren Energieanlagen ohne Netzdurchleitung erzeugt wird, kann anhand von Gleichung 3.8 ermittelt werden. Dabei beträgt die maximale Betriebskostenförderung 3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Wärme. [20]

Dabei ist besonders zu beachten, dass für den Anteil, welcher mit Netzstrom erzeugt wird, die Quellwärme der Wärmepumpe und für den erneuerbaren Anteil die erzeugte Wärme der Senke ausschlaggebend ist.

Die Gesamtförderung der Betriebskostenförderung kann maximal 90 % der nachgewiesenen Stromkosten betragen. Dadurch wird eine Überförderung vermieden. Weiterhin gilt die Betriebskostenförderung nur für zentrale Wärmepumpen, welche in das Wärmenetz einspeisen. Dezentral integrierte Wärmepumpe (bei kalten Wärmenetzen) sind von einer Betriebskostenförderung ausgeschlossen. [20]

3.5.3 Modul 3: Einzelmaßnahmen

Neben dem Neubau von Wärmenetzen können nachfolgende, schnell umsetzbare Maßnahmen als sogenannte Einzelmaßnahmen (Easy Access) gefördert werden. [20]

- Solarthermieanlagen
- Wärmepumpen
- Biomassekessel
- Wärmespeicher

- Rohrleitungen für den Anschluss von EE-Erzeugern und die Integration von Abwärme sowie für die Erweiterung von Wärmenetzen
- Wärmeübergabestationen

Die Einzelmaßnahmen werden mit einem Anteil von 40 % gefördert. Die Maximalförderung beträgt 100.000.000 € pro Antrag. Weiterhin ist Modul 3 zunächst auf einen Zeitraum von 36 Monaten ab Inkrafttreten der Richtlinie begrenzt. [20]

3.6 Vorgehensweise der Untersuchungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt zunächst anhand einer "Basis", welche die Randbedingungen der Berechnung festlegt. Demnach wird auf folgende Grundlagen zurückgegriffen.

- Betrachtungszeitraum: 20 Jahre
- Zinsfaktor: 5 %
- Strompreis: 0,3 €/kWh
- Anschlusszwang für alle Abnehmer
- Erschließung: Vollausbau von Beginn
- Anfangsinvestitionen fallen alle im Jahr 0 an
- Förderung wird im Jahr 1 ausgeschüttet
- Keine Preisänderung

Auf Basis der recherchierten Geschäftsmodelle (siehe Kapitel 2.2.7) werden im weiteren Verlauf zwei Modelle genauer untersucht. Geschäftsmodell 1 (GM1) bildet eine Abrechnungsgrenze vor der dezentrale Wärmepumpen ab, weswegen sich die Abrechnung auf die abgenommene Wärmemenge der Sole bezieht. Die Eigentumsgrenze des Betreibers liegt hierbei ebenfalls vor den dezentralen Komponenten.

Geschäftsmodell 2 (GM2) bildet den Fall ab, dass die Abrechnungsgrenze hinter der Wärmepumpe liegt und somit eine Berechnung der tatsächlich abgenommenen Wärmemenge erfolgt. Zudem liegt die Eigentumsgrenze in diesem Fall nach den dezentralen Komponenten.

In beiden Geschäftsmodellen werden der Baukostenzuschuss und die Anschlusskosten zu einem einmaligen Kapazitätspreis zusammengefasst. Die laufenden Kosten setzen sich in beiden Geschäftsmodellen aus einem Grundpreis, welcher ebenfalls als Kapazitätspreis realisiert wird, und einem Arbeitspreis zusammen. In Geschäftsmodell 1 bezieht sich dieser auf die Wärmemenge der Sole ($\text{€/kWh}_{\text{Sole}}$), in Geschäftsmodell 2 hingegen ist die abgenommene Wärmemenge der Senke der Wärmepumpe ($\text{€/kWh}_{\text{Heiz}}$) ausschlaggebend.

Zur Ermittlung des optimalen Verhältnisses der drei anfallenden Preise wird ein Versuchsplan aufgestellt. Die Entwicklung der Varianten basiert auf den recherchierten Kosten der verschiedenen Geschäftsmodelle. Demnach wird zunächst für jedes Energiesystem der einmalige Fixpreis

und der jährliche Kapazitätspreis variiert (siehe Tabelle 3.12). Der Arbeitspreis bleibt variabel. Durch diese Variable besteht die Möglichkeit, für jede Variante den Arbeitspreis zu ermitteln, für welchen die Annuität 0 beträgt. Somit ergeben sich für den Versuchsplan zwei Faktoren mit jeweils 5 Stufen, woraus insgesamt 25 Varianten pro Geschäftsmodell resultieren. Durch die Darstellung der Wärmegestehungskosten für den Abnehmer können die Varianten miteinander verglichen werden.

Tabelle 3.12: Varianten der Versuchspläne für Geschäftsmodell 1 und Geschäftsmodell 2

Variante	Geschäftsmodell 1		Geschäftsmodell 2	
	Fixpreis in €/kW	Grundpreis in €/kW	Fixpreis in €/kW	Grundpreis in €/kW
1	0	0	0	0
2	0	25	0	50
3	0	50	0	100
4	0	75	0	150
5	0	100	0	200
6	375	0	500	0
7	375	25	500	50
8	375	50	500	100
9	375	75	500	150
10	375	100	500	200
11	750	0	1.000	0
12	750	25	1.000	50
13	750	50	1.000	100
14	750	75	1.000	150
15	750	100	1.000	200
16	1.125	0	1.500	0
17	1.125	25	1.500	50
18	1.125	50	1.500	100
19	1.125	75	1.500	150
20	1.125	100	1.500	200
21	1.500	0	2.000	0
22	1.500	25	2.000	50
23	1.500	50	2.000	100
24	1.500	75	2.000	150
25	1.500	100	2.000	200

Weiterhin besteht die Möglichkeit die Variante zu ermitteln, welche einen realistischen Arbeitspreis beinhaltet. Die Versuchspläne sind in Tabelle 3.12 für beide Geschäftsmodelle aufgeführt. So kann anhand der Auswertung des Versuchsplans die benötigte Höhe des einmaligen Fix- sowie des laufenden Grundpreises im Bereich eines realistischen Arbeitspreises festgelegt werden, ab welchem für den Betreiber das Modell nicht nur wirtschaftlich arbeitet, sondern auch eine gewisse Rendite erzielt. Es muss jedoch beachtet werden, dass dies nur für die Bedingungen des Basis-Falls gilt.

Die Rendite stellt den Ertrag einer Geldanlage innerhalb eines Jahres, in Bezug auf den Kapitaleinsatz, dar. In der vorliegenden Arbeit wird eine Art „Renten-Rendite“ anhand der Annuität

ermittelt. Diese ist eben dann gültig, wenn der Betrag der Annuität jährlich ausgezahlt wird.

$$V = \frac{A_N}{I_0} \quad (3.9)$$

Gleichung 3.9 beschreibt die jährliche Rendite V in Abhängigkeit der Annuität A_N und der Gesamtinvestition I_0 . Eine Bewertung bzw. ein Vergleich der Varianten anhand der Rendite kann gegebenenfalls zu Fehlinvestitionen führen, da sich diese auf den Betrag der Anfangsinvestition bezieht. Es besteht die Möglichkeit, dass Projekte mit einem höheren Anfangsinvestment niedrigere Renditen abwerfen als Projekte mit einer geringeren Anfangsausgabe, obwohl der Kapitalwert bzw. die Annuität höher ist. Die Bewertung eines Projektes anhand der Rendite ist nur in dem Fall sinnvoll, dass der gesamte Kapitaleinsatz auch mit genau der gleichen Höhe am freien Kapitalmarkt angelegt werden könnte. Die Ergebnisdarstellung erfolgt sowohl anhand der Annuität als auch Rendite.

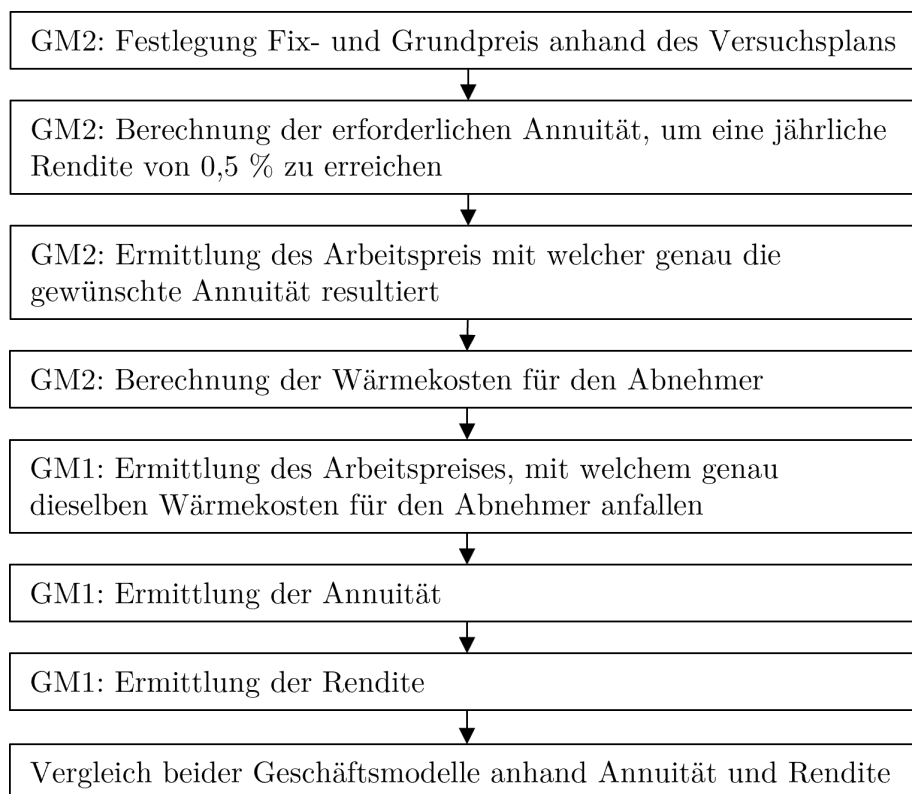


Abbildung 3.16: Herangehensweise für eine sinnvolle Vergleichbarkeit der Geschäftsmodelle

Um einen Vergleich der Geschäftsmodelle zu ermöglichen, wird zunächst für Geschäftsmodell 2 der Arbeitspreis ermittelt, bei welchem die Annuität genau so groß ist, dass das Projekt eine jährliche Rendite von 0,5 % aufweist. Die dabei entstehenden Wärmegestehungskosten für den Abnehmer sind im weiteren Verlauf entscheidend. Anhand dieser kann der Arbeitspreis von Geschäftsmodell 1 ermittelt werden, um identisch hohe Wärmegestehungskosten für den Abnehmer zu erreichen. Anschließend können Annuität und Rendite von Geschäftsmodell 1 bestimmt werden. Ferner ist nun ein Vergleich für exakt diese Bedingungen möglich. Die Vorgehensweise ist

in Abbildung 3.16 schematisch dargestellt.

Weiterhin wird ausgehend von diesem Basis-Fall der Einfluss des Strompreises sowie des Zinsfaktors untersucht. Es ist davon auszugehen, dass der Betreiber in der Realität niedrigere Stromkosten als auch Investitionen der dezentralen Komponenten (aufgrund der Abnahme einer großen Menge) als der Verbraucher aufbringen muss. Daher wird der Einfluss einer prozentualen Einsparung des Betreibers gegenüber dem Verbraucher untersucht. Zur Realisierung des Vergleichs von Energiesystem 1 und 2 werden die gleichen Preise zur Abrechnung angesetzt. Ferner werden für Energiesystem 2 der Einfluss der Dimensionierung des Geothermiefelds, des Elektroheizkessels und der zentralen Luft-Wärmepumpe dargestellt. Daneben wird der Einfluss des Strompreises sowie der Effizienz aufgeführt. Der Ablauf der Untersuchungen ist schematisch in Abbildung 3.17 aufgeführt.

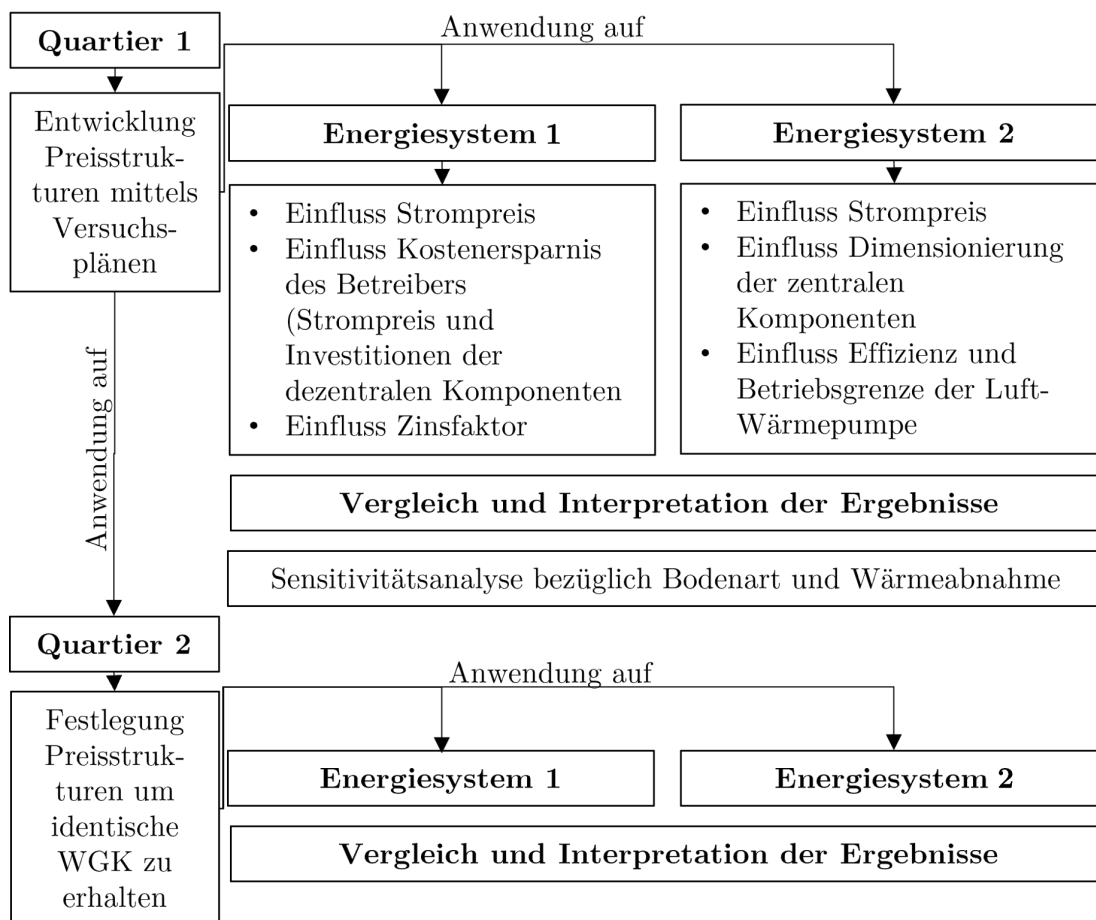


Abbildung 3.17: Ablauf der Untersuchungen der Energiesysteme und Quartiere

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel erfolgt die Darstellung der Ergebnisse für beide Quartiere (Q1, Q2) sowie Energiesysteme (ES1, ES2). Zunächst werden die Ergebnisse der Gebäude- und Netzsimulation für beide Quartiere dargestellt. Durch die Bedarfe resultieren die Leistungsklassen der Komponenten der Energiesysteme. Anschließend erfolgen die Untersuchungen (siehe Kapitel 3.6) zur Ermittlung grundlegender Zusammenhänge in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Geschäftsmodelle, wobei die wesentlichen Erkenntnisse dargestellt werden. Ferner erfolgt eine Darstellung der aus den entwickelten Kostenkurven resultierenden Investitionen der Systeme.

4.1 Gebäude- und Netzsimulation

In Abbildung 4.1 sind die Wärme- und Kältebedarfe der dezentralen Abnehmer sowie der Energiezentrale von Quartier 1 dargestellt. Dabei ist der Wärmebedarf in Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarf gegliedert.

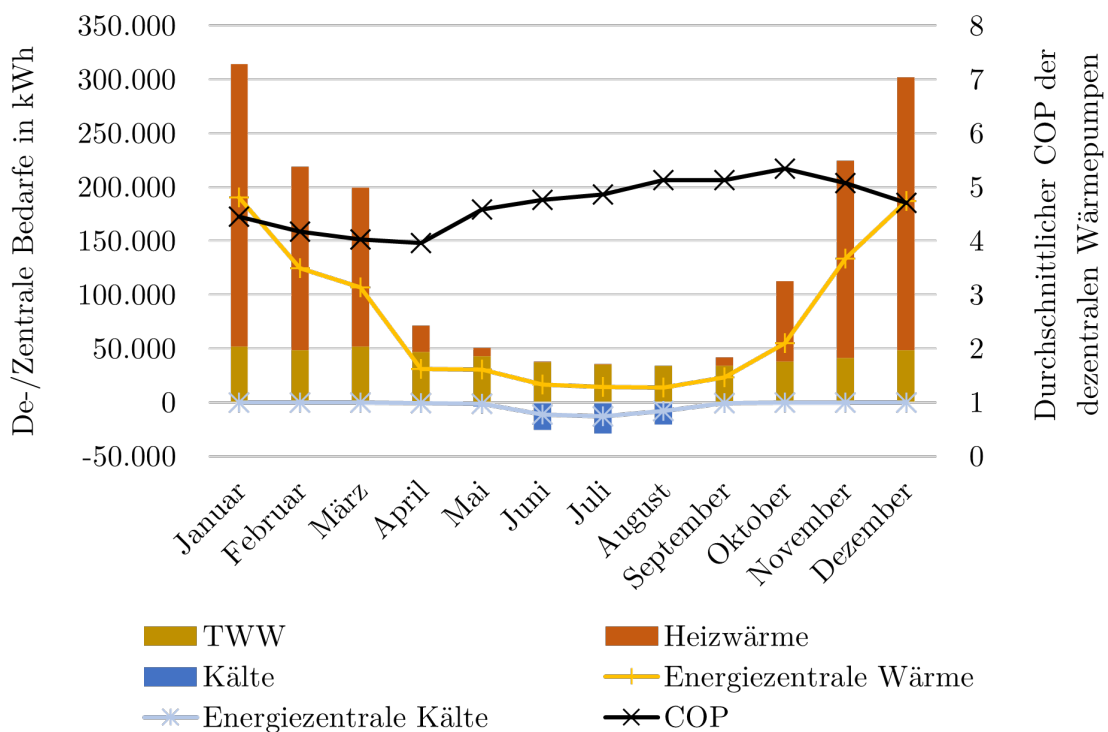


Abbildung 4.1: Wärme- und Kältebedarfe der Abnehmer und daraus resultierende Wärme- und Kältebedarfe der Energiezentrale sowie durchschnittliche Arbeitszahlen der Wärmepumpen von Quartier 1

Der Trinkwarmwasserbedarf fällt ganzjährig an. Allerdings weist dieser in Abhängigkeit der Heizperiode eine geringe Schwankung auf. An der Heizwärme ist die Heizperiode deutlich erkennbar. Demnach wird in kalten Wintermonaten ein hoher Wärmebedarf benötigt, im Sommer

hingegen besteht nahezu kein Bedarf an Wärme. Stattdessen wird Kälte zur Kühlung benötigt, was sich auf die fortschrittlichen Effizienzstandards im Neubau zurückführen lässt.

Weiterhin führt das Diagramm die durchschnittlichen monatlichen Arbeitszahlen der dezentralen Wärmepumpen auf. Dabei wird deutlich, dass aufgrund der höheren Vorlauftemperatur des Trinkwarmwassers im Vergleich zu der Vorlauftemperatur der Heizwärme, die Wärmepumpen im Sommer teilweise etwas ineffizienter arbeiten als im Winter. Ein Vergleich mit den Jahresarbeitszahlen der recherchierten Netze (Tabelle A.4) zeigt, dass diese großenteils in guter Näherung übereinstimmen.

Die resultierenden, spezifischen Jahreswerte sind in Tabelle 4.1 abgebildet. Dabei ist zu erkennen, dass diese mit typischen Kennwerten im Neubau gut verifiziert werden können [3].

Tabelle 4.1: Durchschnittliche, spezifische Jahreswerte von Heizwärme, Trinkwarmwasser und Kälte beider Quartiere

	Spezifischer Bedarf in kWh/(m ² a)	
	Quartier 1	Quartier 2
Heizwärme	49,18	41,26
Trinkwarmwasser	19,47	10,07
Kälte	4,14	16,00

Zudem beträgt die durchschnittliche, spezifische installierte Leistung der dezentralen Wärmepumpen 0,043 kW/m². Dies deckt den Orientierungswert von 0,04 kW/m² in einem Neubau nach GEG in guter Näherung [28]. Aufgrund der geringen Netztemperaturen erfolgt durch das ungedämmte Verteilernetz ein zusätzlicher Wärmeeintrag. Infolgedessen fallen an der Energiezentrale nicht die dezentralen Bedarfe an. Durch Netzgewinne von circa 20 % resultieren die, ebenfalls in Abbildung 4.1 dargestellten, zentralen Wärme- bzw. Kältebedarfe der Energiezentrale.

Abbildung 4.2 führt in analoger Weise die Ergebnisse für das zweite Quartier auf. Die Abbildung zeigt, dass Quartier 2 deutlich höhere Bedarfe aufweist. Aufgrund des geringeren Verhältnisses von Trinkwarmwasser zu Heizwärme ergeben sich für Quartier 2, im Vergleich zu Quartier 1, teilweise etwas höhere Arbeitszahlen. Quartier 2 weist einen deutlich erhöhten Kältebedarf auf. Die spezifischen Jahreswerte führt Tabelle 4.1 auf. Im Vergleich zu Quartier 1 weisen Heizwärme- sowie Trinkwarmwasserbedarf etwas niedrigere Werte auf. Die Erklärung hierfür liefert der 50 %-ige Anteil der Gebäudetypen Büro- und Verwaltungsgebäude, welche höhere Fensterflächenanteile und andere Nutzungsarten aufweisen. Demzufolge resultiert ebenfalls ein deutlich erhöhter Kältebedarf. Die spezifische installierte Leistung der dezentralen Wärmepumpen mit 0,047 kW/m² deckt den Orientierungswert im Neubau.

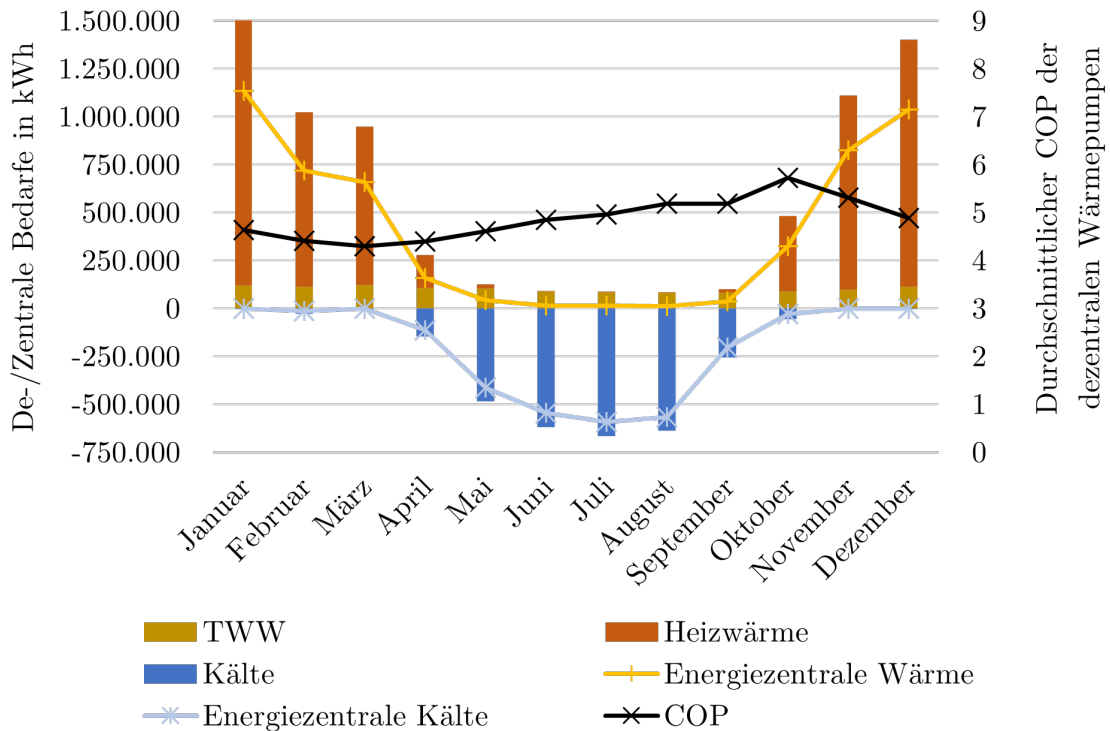


Abbildung 4.2: Wärme- und Kältebedarfe der Abnehmer und daraus resultierende Wärme- und Kältebedarfe der Energiezentrale sowie durchschnittliche Arbeitszahlen der Wärmepumpen von Quartier 2

Weiterhin führt das Diagramm die Wärme- und Kältebedarfe der Energiezentrale auf. Analog zu Quartier 1 resultieren Wärmegewinne von circa 20%. In Anhang E bzw. F sind die Rohrdurchmesser der beiden Netze sowie weitere spezifische Ergebnisse dargestellt.

4.2 Energiesystem 1: Geothermiekollektorfeld - Quartier 1

Im Folgenden werden die Investitionen, unter Anwendung der entwickelten Kostenkurven, sowie die anfallenden Kosten im Projektverlauf von Quartier 1, durch die Versorgung mit dem ersten Energiesystem, dargestellt. Ferner erfolgt die Aufführung der Ergebnisse der Untersuchungen gemäß Kapitel 3.6.

4.2.1 Darstellung der Kosten

In Abbildung 4.3 sind die Anfangsinvestitionen für den Betreiber des ersten Energiesystems abgebildet. Diese resultieren aus den Kostenkurven gemäß Kapitel 3.4. Die Kosten des Geothermiefelds basieren auf den Ergebnissen der Netzsimulation und der Bodenart Schluff, wonach es einer Kollektorfläche von 20.470 m^2 bedarf. Abzüglich 25% (siehe Kapitel 3.4.1) resultiert die benötigte Kollektorfläche $A_{\text{Koll}} = 15.352,5 \text{ m}^2$. Es wird deutlich, dass für beide Geschäftsmodelle identische Kostenblöcke für Geothermiefeld und Energiezentrale fällig werden. Da bei

Geschäftsmodell 2 für den Betreiber zusätzlich die dezentralen Komponenten anfallen, ergeben sich folglich auch höhere Planungskosten sowie sonstige Kosten. Weiterhin fällt die Förderung bei Geschäftsmodell 2 höher aus als bei Geschäftsmodell 1. Das Diagramm veranschaulicht die Anteile der jeweiligen Komponentenkosten an den Gesamtkosten. Demnach haben die Kosten für das Geothermiefeld wie auch die Trassenkosten einen großen Anteil an der Gesamtinvestition. Im Gegensatz dazu ist der Einfluss der Energiezentrale gering.

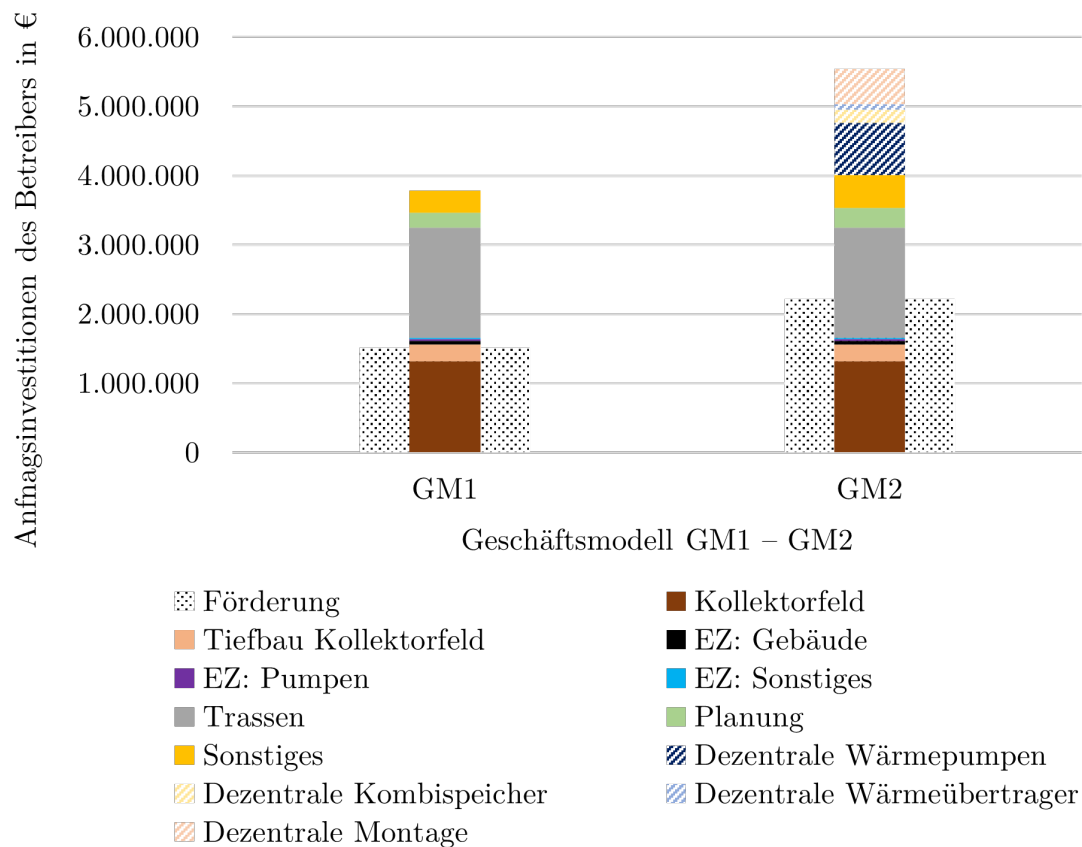


Abbildung 4.3: Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit des Geschäftsmodells (GM1: Leistungsgrenze vor WP; GM2: Leistungsgrenze nach WP)

Um im späteren Verlauf einen Vergleich der Wärmegestehungskosten für den Abnehmer zu ermöglichen, werden zunächst für die Investitionen der dezentralen Komponenten für den Verbraucher (im Fall von GM1) dieselben Kosten wie für den Abnehmer angesetzt. Da es sich beim Verbraucher jedoch bei den dezentralen Komponenten nicht um eine Geldanlage handelt, wird für diese Investitionen kein Zins berücksichtigt. Weiterhin erfolgt in diesem Fall die Förderung beim Abnehmer gemäß BEG und beträgt somit 35 % für eine innovative Heizungstechnik, 30 % für eine Wärmeübergabestation und 35 % für die Wärmepumpe [19].

Die laufenden Kosten der Geschäftsmodelle setzen sich in Abhängigkeit der Komponenten aus den anteiligen betriebsgebundenen Kosten (siehe Tabelle 3.1) zusammen. Die bedarfsgebundenen Kosten von GM2 umfassen den Strom der zentralen Förderpumpen sowie der dezentralen Wärmepumpen. Bei GM1 beinhalten diese lediglich den Strom der zentralen Förderpumpen.

4.2.2 Auswertung des Versuchsplans

Im Anschluss werden die Ergebnisse der Auswertung der Versuchspläne aus Kapitel 3.6 des ersten Energiesystems für Quartier 1 und Quartier 2 dargestellt. In Abbildung 4.4 sind die für GM1 resultierenden Arbeitspreise wie auch Wärmegestehungskosten für den Abnehmer in Abhängigkeit der Preisstrukturen des Versuchsplans (vgl. Tabelle 3.12) aufgeführt. Ferner ist zur Kontrolle die Annuität dargestellt. Ergibt sich diese zu einem Wert größer Null, so sind Fix- und Grundpreis zu hoch angesetzt. Dies ist beispielsweise bei Variante 25 der Fall. Trotz eines Arbeitspreises von 0 €/kWh resultiert die Annuität zu einem Wert größer Null. Demzufolge treten bei Variante 25 höhere WGK auf.

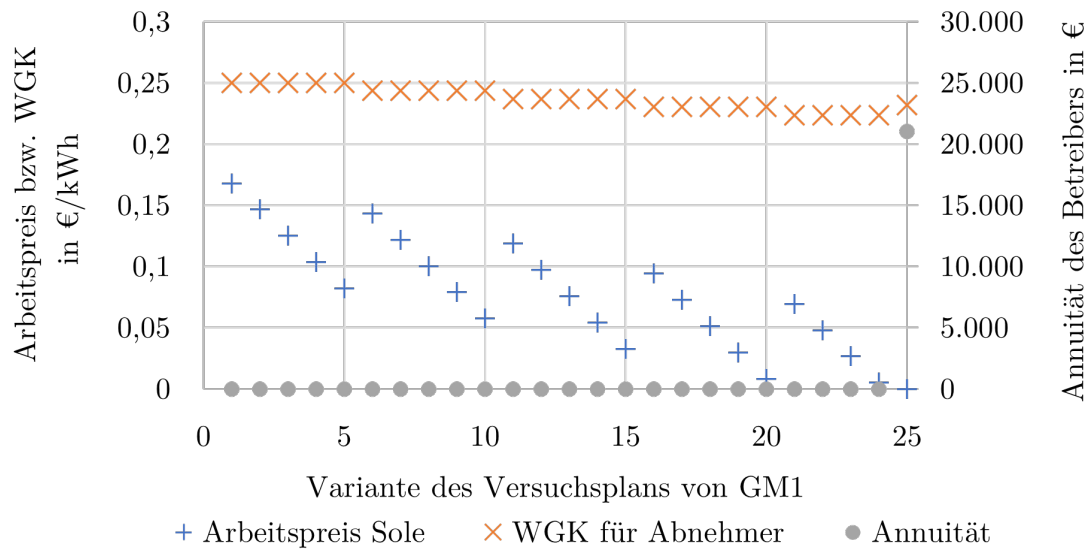


Abbildung 4.4: Ergebnisse des Versuchsplans von Energiesystem 1 und Quartier 1 und Geschäftsmodell 1

Die Abbildung verdeutlicht, dass für die angewandte Berechnungsmethodik die geringsten Wärmegestehungskosten für den Verbraucher entstehen, wenn ein möglichst hoher Betrag bereits über den einmaligen Kapazitätspreis abgerechnet wird. Da sich realistische Arbeitspreise im Bereich zwischen $0,01 \text{ €/kWh}_{\text{Sole}}$ und $0,04 \text{ €/kWh}_{\text{Sole}}$ bewegen, wird im Folgenden auf die Preisstruktur von Variante 24 zurückgegriffen. Demnach wird ein einmaliger Kapazitätspreis von 1.500 €/kW und ein Grundpreis von 75 €/kW angesetzt. Die gleiche Folgerung kann für GM2 anhand von Abbildung 4.5 gezogen werden. Erfolgt die Abrechnung nach der Wärmepumpe, bewegen sich die Arbeitspreise üblicherweise in einem Bereich zwischen $0,05 \text{ €/kWh}_{\text{Heizwärme}}$ und $0,1 \text{ €/kWh}_{\text{Heizwärme}}$. Demnach wird gemäß Variante 24 für GM2 ein einmaliger Kapazitätspreis von 2.000 €/kW und ein Grundpreis von 150 €/kW angesetzt. Der Vergleich der Versuchspläne beider Geschäftsmodelle zeigt, dass für den Verbraucher bei GM1, trotz einer etwas geringeren Förderung der dezentralen Komponenten, geringere Wärmegestehungskosten anfallen als bei GM2. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass im Fall von GM1 die Anfangsinvestitionen des Betreibers geringer ausfallen, wodurch weniger Kapital verzinst werden muss.

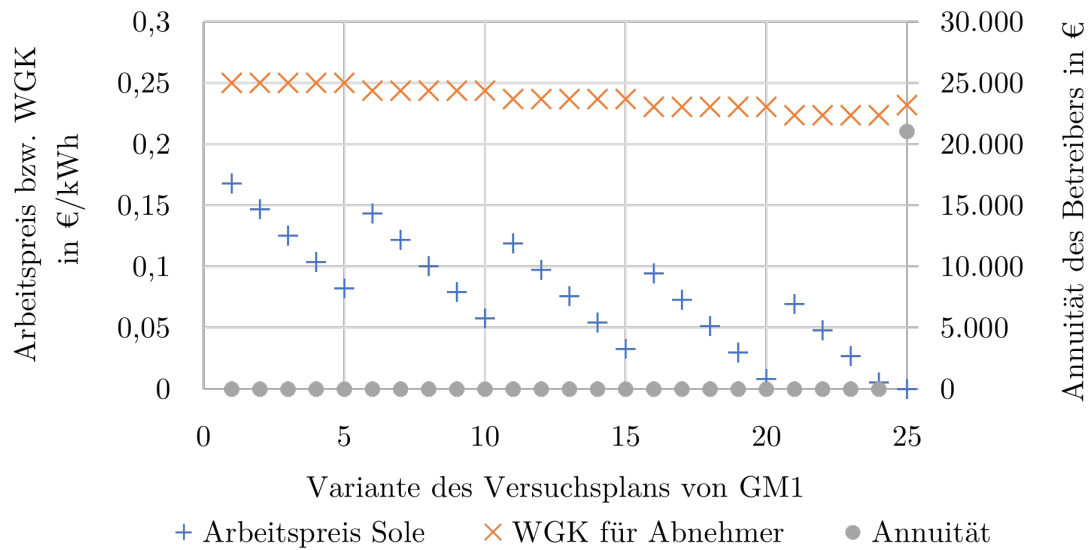


Abbildung 4.5: Ergebnisse des Versuchsplans von Energiesystem 1 und Quartier 1 und Geschäftsmodell 2

4.2.3 Einfluss des Strompreises

Die Energiekrise des Jahres 2022 verdeutlicht, dass starke Strompreisschwankungen innerhalb kürzester Zeit auftreten können. Daher wird im Folgenden der Einfluss des Strompreises untersucht. In Abbildung 4.6 sind die jährlichen Annuitäten des Betreibers sowie die Wärmegestehungskosten für den Abnehmer in Abhängigkeit des Strompreises dargestellt.

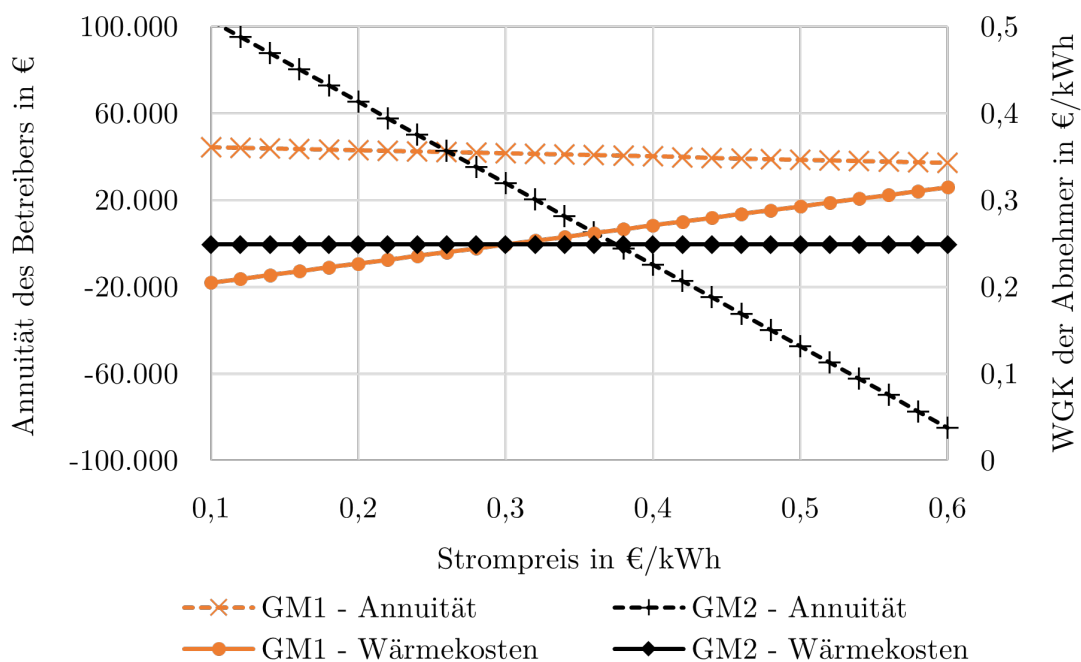


Abbildung 4.6: Einfluss des Strompreises auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle aus Sicht des Betreibers von Energiesystem 1 und Quartier 1

Die Ergebnisse basieren auf der Vorgehensweise aus Abbildung 3.16, ausgehend von den Randbedingungen des Basis-Falls. Demnach ergibt sich für das zweite Geschäftsmodell ein Arbeitspreis von $0,081 \text{ €/kWh}_{\text{Heizwärme}}$, um die Annuität zu erreichen, welche eine jährliche Rendite von $0,5\%$ abwirft. Die Wärmegestellungskosten des Abnehmers belaufen sich auf rund $0,249 \text{ €/kWh}$. Der Wert bildet die recherchierten Kosten realer Netze in guter Näherung ab.

Um mit GM1 dieselben Wärmegestellungskosten für den Verbraucher zu erhalten, resultiert ein Arbeitspreis von $0,037 \text{ €/kWh}_{\text{sole}}$. Dabei ergibt sich eine höhere Annuität, wodurch auch eine bessere Rendite folgt (siehe Abbildung 4.7). Durch eine Variation des Strompreises wird deutlich, wie dieser die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle beeinflusst. Da bei GM1 lediglich ein geringer Anteil an Stromkosten anfällt, verhält sich die Annuität relativ stabil. Das Risiko liegt somit beim Verbraucher, was die aufgeführten Wärmegestellungskosten verdeutlichen. Konträr dazu verhält sich GM2, bei welchem der Betreiber ein höheres Risiko trägt.

Da der Betreiber bei diesem Geschäftsmodell für alle Stromkosten aufkommt, werden die WGK des Abnehmers nicht beeinflusst. Im Hinblick auf die Annuität wird deutlich, dass bereits geringe Schwankungen des Strompreises einen erheblichen Einfluss nach sich ziehen.

Die Rendite verhält sich bei Variation des Strompreises äquivalent zur Annuität (siehe Abbildung 4.7). Im Basispunkt (Strompreis = $0,3 \text{ €/kWh}$) weist GM2 die geforderte Rendite auf. GM1 wirft in diesem Punkt eine höhere Rendite ab.

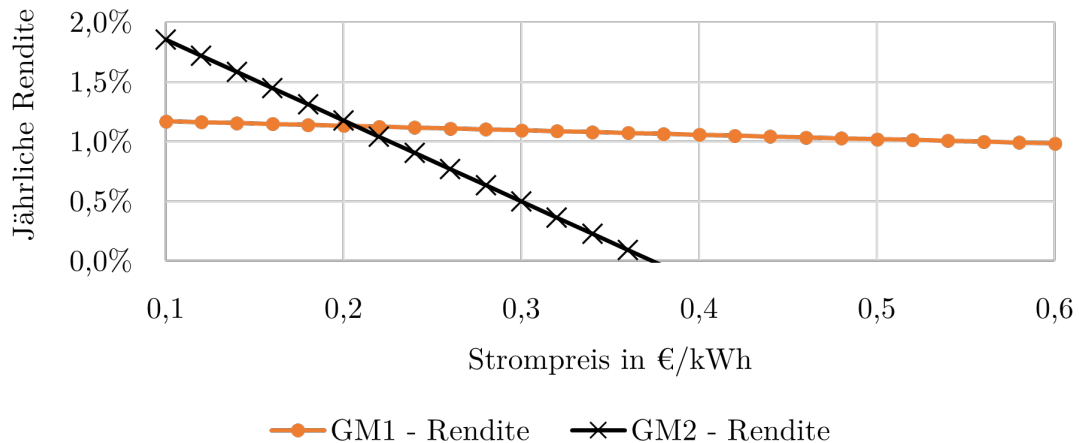


Abbildung 4.7: Einfluss des Strompreises auf die Rendite von Energiesystem 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit der Geschäftsmodelle

Die höhere Wirtschaftlichkeit von GM1 lässt sich auf die nicht verzinsten Investitionen der dezentralen Komponenten, da diese beim Verbraucher anfallen, zurückführen. Weiterhin resultiert ein Einfluss durch das Ansetzen von sowohl identischen Strom- als auch dezentralen Komponentenpreisen für Betreiber und Verbraucher. Aufgrund der hohen Abnahmemenge ist davon auszugehen, dass der Betreiber in beiden Fällen einen Preisvorteil gegenüber dem Verbraucher erhalten würde.

4.2.4 Einfluss möglicher Kostenersparnisse des Betreibers gegenüber dem Verbraucher

Kosten- beziehungsweise Investitionersparnisse des Betreibers gegenüber dem Verbraucher können möglicherweise beim Strompreis als auch bei den Investitionen der dezentralen Komponenten auftreten. Der Einfluss einer Kostenersparnis beim Strompreis ist für die Randbedingungen des Basis-Falls in Abbildung 4.8 aufgeführt. Analog dazu veranschaulicht Abbildung 4.9 den Einfluss von Investitionersparnissen bei den dezentralen Komponenten. Die Abbildungen zeigen, dass die Ersparnisse die Wirtschaftlichkeit von GM1 kaum beeinflussen. Da die Leistungsgrenze bei GM1 vor der Wärmepumpe liegt, weisen Annuität und Rendite von GM1 lediglich bei einer Kostenersparnis beim Strompreis minimale Veränderungen auf, was sich auf die zentralen Pumpenkosten zurückführen lässt. Eine Investitionersparnis bei den dezentralen Komponenten hat auf die Wirtschaftlichkeit von GM1 keine Wirkung.

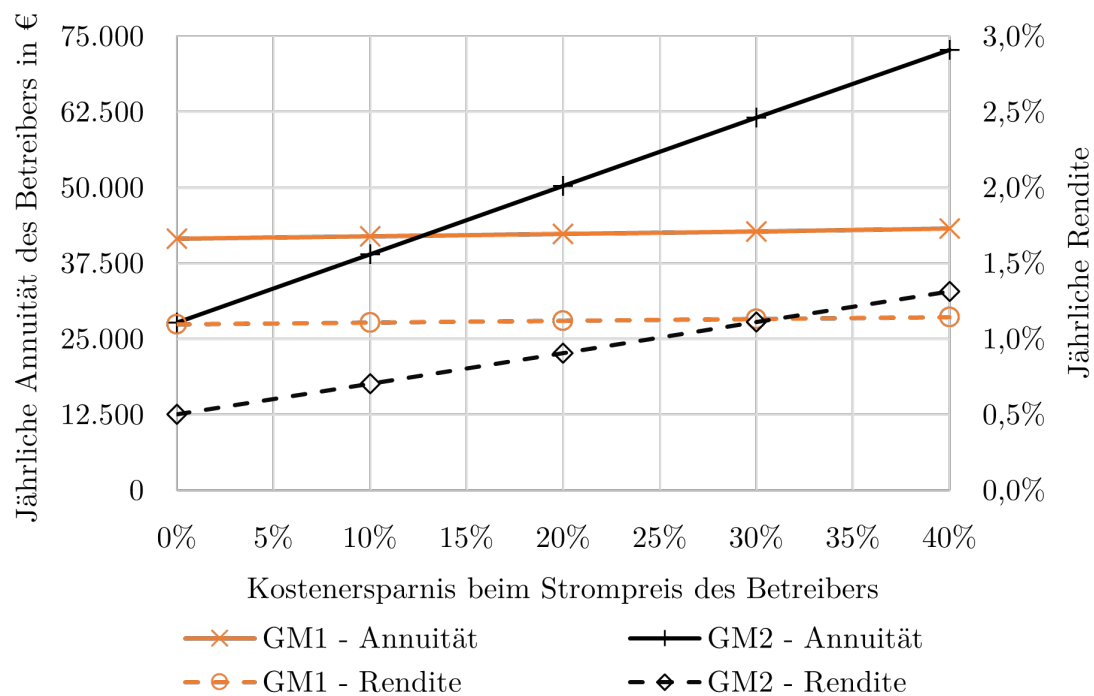


Abbildung 4.8: Einfluss einer Kostenersparnis des Betreibers gegenüber dem Verbraucher beim Strompreis in Abhängigkeit des Geschäftsmodells von Energiesystem 1 und Quartier 1

Einen deutlich größeren Einfluss haben mögliche Kostenersparnisse des Betreibers gegenüber dem Verbraucher im Fall von GM2. Ausgehend von einer jährlichen Rendite von 0,5 % mit der dazugehörigen Annuität sind in dem Diagramm die prozentualen Einsparungen dargestellt, welche benötigt werden, um die Annuität bzw. die Rendite von GM1 zu erreichen. Dies ist genau am Schnittpunkt der jeweiligen Geraden der Fall. Für die Randbedingungen des Basis-Falls sind die benötigten prozentualen Einsparungen für eine gleiche Rendite und Annuität in Tabelle 4.2 dargestellt.

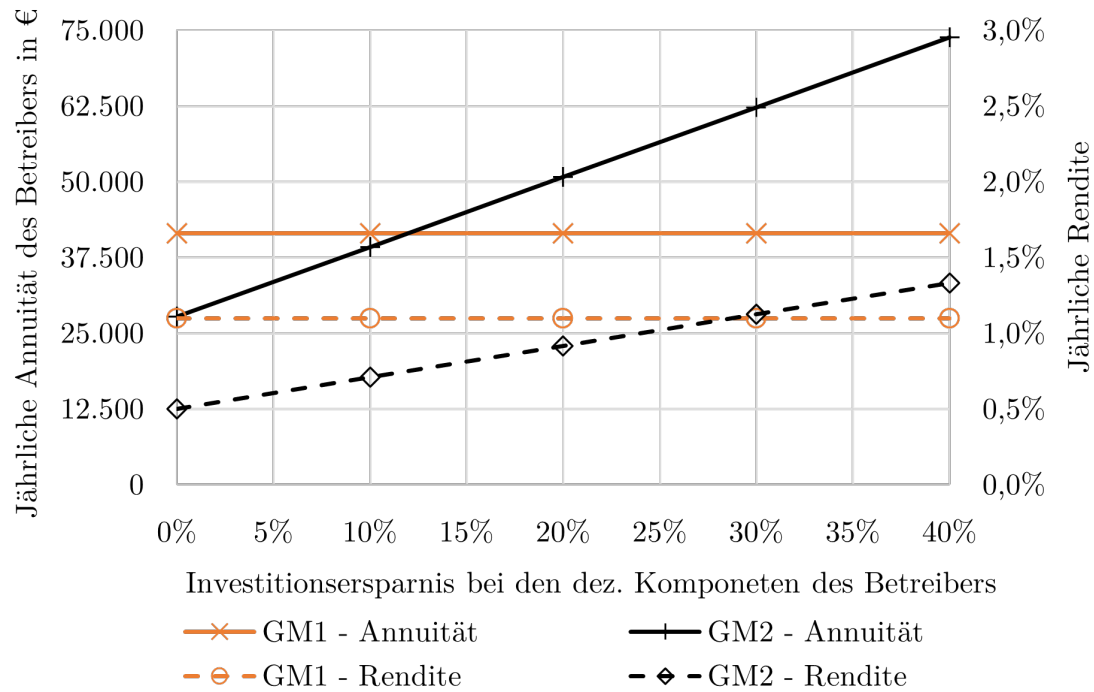


Abbildung 4.9: Einfluss einer Investitionersparnis des Betreibers gegenüber dem Verbraucher bei den dezentralen Komponenten in Abhängigkeit des Geschäftsmodells von Energiesystem 1 und Quartier 1

In der Praxis ist es sehr wahrscheinlich, dass der Betreiber gegenüber dem Verbraucher eine Kostenersparnis beim Strompreis sowie eine Investitionersparnis bei den dezentralen Komponenten erhält. Daher würden sich beide Effekte multiplizieren, wodurch die Möglichkeit besteht, dass der Betreiber bereits mit geringeren prozentualen Ersparnissen, verglichen mit denen aus Tabelle 4.2, eine höhere Annuität und Rendite bei GM2 im Vergleich zu denen von GM1 erreicht.

Tabelle 4.2: Benötigte Kostenersparnisse des Betreibers gegenüber dem Verbraucher von Energiesystem 1 und Quartier 1, um gleiche Annuitäten bzw. Renditen bei beiden Geschäftsmodellen zu erreichen

	Annuität	Rendite
Einsparung Strompreis	13 %	31 %
Einsparung dez. Komponenten	12 %	28 %

Die dargestellten, prozentualen Anteile sind nur für die exakten Daten des Basis-Falls gültig. Daher kann keine verallgemeinerte Aussage getroffen werden, ab welchen Einsparungen GM2 eine höhere Annuität bzw. Rendite gegenüber GM1 abwirft. Es ist jedoch ersichtlich, dass ab einer bestimmten Einsparung GM2 eine höhere Wirtschaftlichkeit aufweist als GM1. Demzufolge ist es nötig, diesen Schnittpunkt individuell für die entsprechenden Randbedingungen zu bestimmen.

4.2.5 Einfluss des Zinsfaktors

Die Festlegung des Kalkulationszinssatzes für ein Projekt ist häufig schwierig. Oftmals wird daher ein Spannwert angegeben. In Abbildung 4.10 sind die prozentualen Änderungen der Annuität der Geschäftsmodelle für variierende Zinssätze abgebildet. Dabei wird auf den Basis-Fall Bezug genommen. Es wird deutlich, dass der Zinssatz die Annuität von GM2 im Vergleich zu GM1 stärker beeinflusst. Die Erklärung hierfür liefern die Höhe des Anfangsinvestments sowie die laufenden Zahlungsströme. Da diese bei GM2 deutlich höher sind als bei GM1, zieht der angesetzte Zinssatz einen größeren Einfluss nach sich.

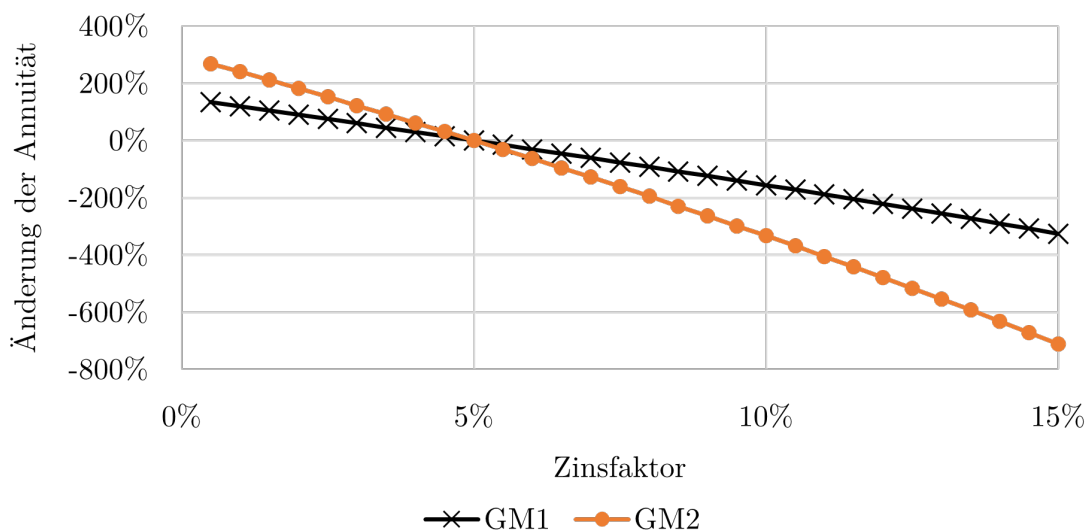


Abbildung 4.10: Einfluss des Zinsfaktors auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle aus Sicht des Betreibers von Energiesystem 1 und Quartier 1

4.3 Energiesystem 1: Geothermiekollektorfeld - Quartier 2

Nachstehend erfolgt die Darstellung der Anfangsinvestitionen für die Komponenten des ersten Energiesystems zur Versorgung von Quartier 2. Weiterhin werden die Ergebnisse beider Quartiere verglichen.

4.3.1 Darstellung der Kosten

In Abbildung 4.11 sind die anfänglichen Investitionen des Energiesystems 1 für Quartier 2 dargestellt. In Abhängigkeit des Geschäftsmodells unterscheiden sich diese für den Betreiber anhand der dezentralen Komponenten.

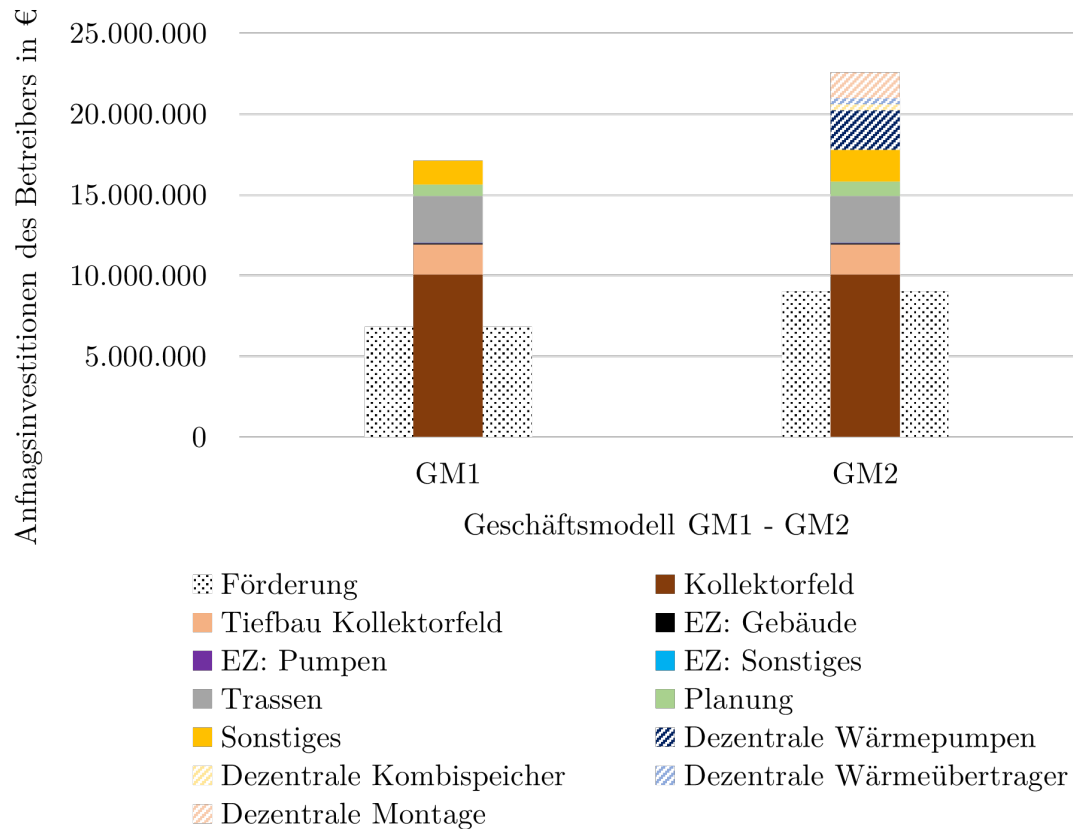


Abbildung 4.11: Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 1 und Quartier 2 in Abhängigkeit des Geschäftsmodells (GM1: Leistungsgrenze vor WP; GM2: Leistungsgrenze nach WP)

Aufgrund des deutlich erhöhten Energiebedarfs des Quartiers resultieren größere Leistungsklassen und schließlich höhere Kosten der Komponenten. Entsprechend dem Wärmebedarf des zweiten Quartiers ergibt sich, analog zu den Rahmenbedingungen des Kollektorfelds von Quartier 1, eine Kollektorfläche von $A_{\text{Koll}} = 117.150 \text{ m}^2$ (inkl. 25% Reduzierung). Der Flächenbedarf für dieses Kollektorfeld ist enorm hoch, sodass eine praktische Umsetzung vermutlich nicht realisierbar wäre. Um einen Vergleich der Quartiere zu ermöglichen, wird dennoch zunächst mit der benötigten Fläche kalkuliert. Die Bestimmung der laufenden Kosten erfolgt in gleicher Weise wie die von Quartier 1 (siehe Kapitel 4.2.1)

4.3.2 Ergebnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit

Gemäß den Rahmenbedingungen des Basis-Falls und den für Quartier 1 entwickelten Abrechnungspreisen (Grund-, Arbeits- und Fixpreis) resultieren die in Tabelle 4.3 abgebildeten wirtschaftlichen Daten.

Analoge Preisstrukturen liefern eine höhere Annuität für den Betreiber sowie erhöhte Abnehmer-Wärmegestehungskosten. Daher führt Tabelle 4.4 mögliche Preisstrukturen auf, welche identische Wärmegestehungskosten wie bei Quartier 1 nach sich ziehen. Zusätzlich sind die Daten sowie Ergebnisse von Quartier 1 aufgeführt.

Tabelle 4.3: Wirtschaftlichkeit von Energiesystem 1 und Quartier 2 mit den Preisstrukturen von Quartier 1

	GM1	GM2
Annuität Betreiber in €	588.621	1.069.241
Wärmegestehungskosten Abnehmer in €/kWh	0,282	0,346

Im Vergleich zu Quartier 1 resultiert für Quartier 2 eine deutlich höhere Annuität bei beiden Geschäftsmodellen. Jedoch muss dabei auch beachtet werden, dass Quartier 2 weitaus höhere Investitionen erfordert. Daher ist der Unterschied bei den Renditen nicht derart zu erkennen. Quartier 2 verfügt im Vergleich zu Quartier 1 über eine erhöhte Wärmedichte, da die Abnehmer größere Energiemengen abnehmen. Annuität und Rendite zeigen, dass eine erhöhte Wärmedichte wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt. Diese Folgerung kann anhand herkömmlicher Netze bestätigt werden [57, 88]

Die Umsetzung des Energiesystems 1 für Quartier 2 ist aufgrund des enormen Flächenbedarfs jedoch nicht realistisch. Daher wird von einer detaillierten Untersuchung des Energiesystems abgesehen.

Tabelle 4.4: Vergleich der Wirtschaftlichkeit beider Quartiere mit Energiesystem 1

	Quartier 1		Quartier 2	
	GM1	GM2	GM1	GM2
Fixpreis in €	1.500	2.000	1.000	1.000
Grundpreis in €/(kW·a)	75	150	75	100
Arbeitspreis in €/kWh	0,037	0,081	0,020	0,090
Annuität Betreiber in €	41.500	27.718	241.701	153.653
Wärmegestehungskosten Abnehmer in €/kWh	0,249	0,249	0,249	0,249
Rendite in %	1,10	0,50	1,41	0,68

4.4 Energiesystem 2: Geothermiekollektorfeld in Kombination mit elektrischen Wärmeerzeugern - Quartier 1

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Versorgung von Quartier 1 mit dem zweiten Energiesystem dargestellt. Die zentralen Erzeuger des Energiesystems entsprechen einem Geothermiekollektorfeld, einer Luft-Wärmepumpe sowie einem Elektroheizkessel. Dabei spielt die Dimensionierung der Komponenten eine entscheidende Rolle.

Das Kapitel stellt zunächst den Einfluss der Dimensionierung der Komponenten dar. Dies erfolgt unter der Berücksichtigung verschiedener Betriebsgrenzen $\vartheta_{WP,Grenze}$ der Luft-Wärmepumpe. Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die hinterlegte Regellogik des Systems. Oberhalb einer Lufttemperatur von $\vartheta = 5^\circ\text{C}$ wird aufgrund der effizienten Arbeitsweise die Wärmebereitstel-

lung durch die Wärmepumpe realisiert. Liegt die Temperatur darunter erfolgt zunächst die Wärmebereitstellung durch die maximal mögliche Einspeisung des Geothermiefelds. Kann der Wärmebedarf damit nicht gedeckt werden, arbeitet bis zur Betriebsgrenze $\vartheta_{WP,Grenze}$ die Wärmepumpe. Bei Unterschreitung der Grenztemperatur wird die Wärmebereitstellung durch den Elektroheizkessel sichergestellt.

Anhand der Ergebnisse der Komponentendimensionierung und unter Berücksichtigung der Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe erfolgt die Darstellung der Kosten sowie eine Analyse in Bezug auf den Strompreis und die Effizienz der Luft-Wärmepumpe. Da die grundlegenden Unterschiede der Geschäftsmodelle bereits für das erste Energiesystem aufgeführt sind, werden die Untersuchungen lediglich für Geschäftsmodell 1 dargestellt.

4.4.1 Einfluss der Dimensionierung der Komponenten

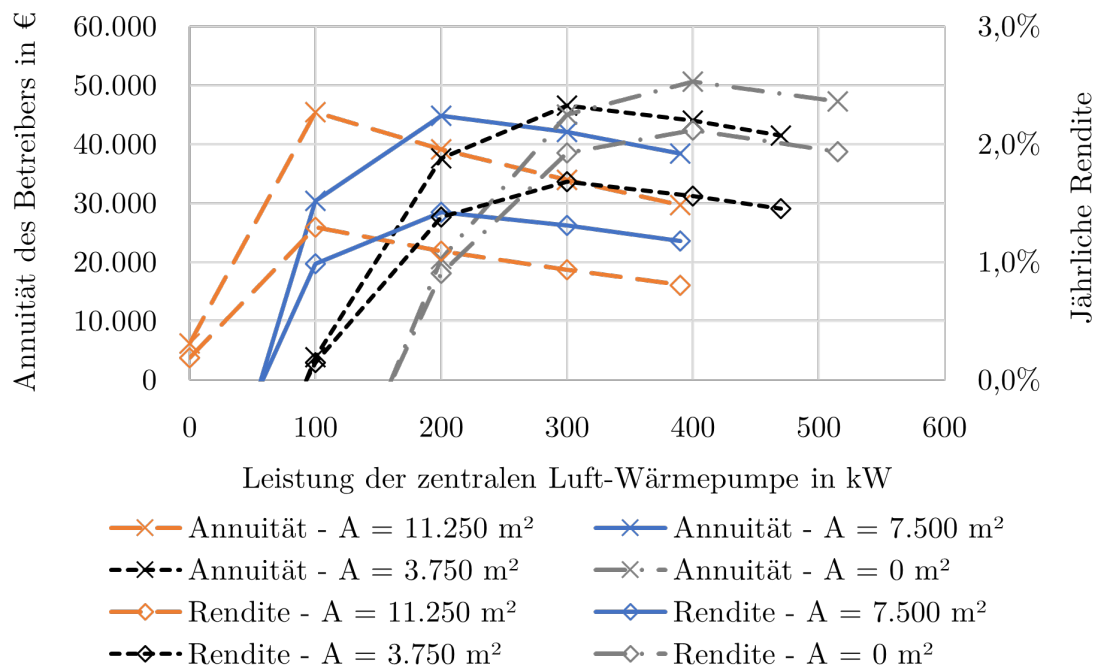


Abbildung 4.12: Einfluss der Dimensionierung der Systemkomponenten auf die Wirtschaftlichkeit bei einer Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe von $\vartheta_{WP,Grenze} = -5^\circ\text{C}$ von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1

Im Folgenden werden die Ergebnisse, bei einer Flächenreduktion des Geothermiefelds und der damit verbundenen Vergrößerung der elektrischen Wärmeerzeuger, in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit dargestellt. Die Verringerung der Fläche erfolgt in den willkürlich gewählten Schritten $A_{Koll,1} = 11.250\text{ m}^2$, $A_{Koll,2} = 7.500\text{ m}^2$, $A_{Koll,3} = 3.750\text{ m}^2$ sowie $A_{Koll,4} = 0\text{ m}^2$. Einen entscheidenden Einfluss ergibt dabei die Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe $\vartheta_{WP,Grenze}$, welche gemäß Kapitel 3.4.2 auf der Quelltemperatur der Sole basiert. Abbildung 4.12 führt den Fall $\vartheta_{WP,Grenze} = -5^\circ\text{C}$ auf. Eine Betriebsgrenze von $\vartheta_{WP,Grenze} = -2,5^\circ\text{C}$ ist in Abbildung 4.13 dargestellt und $\vartheta_{WP,Grenze} = 0^\circ\text{C}$ zieht Abbildung 4.14 nach sich.

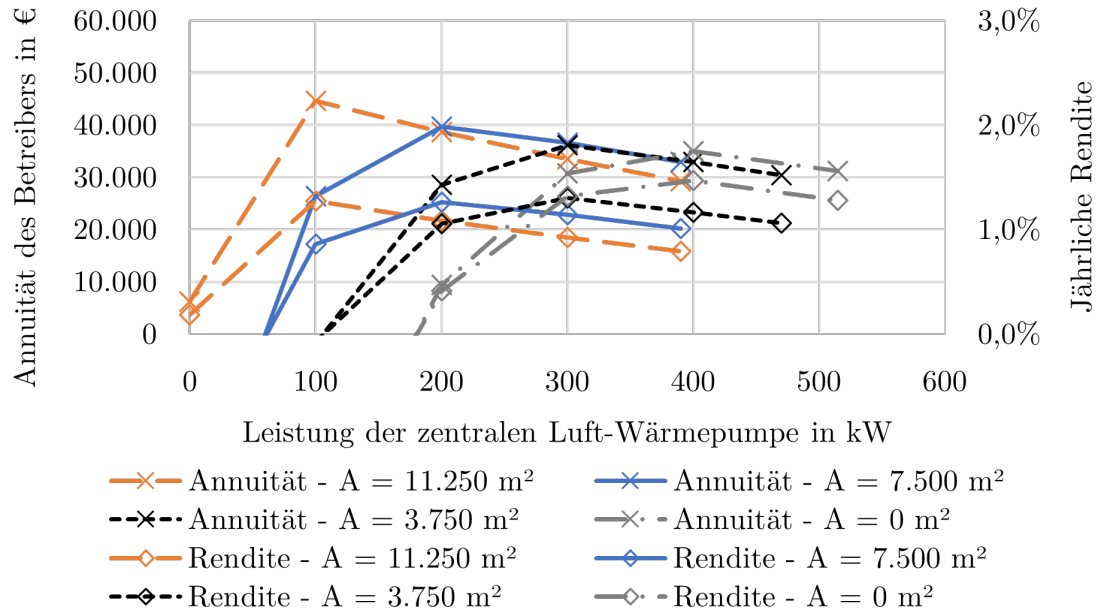


Abbildung 4.13: Einfluss der Dimensionierung der Systemkomponenten auf die Wirtschaftlichkeit bei einer Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe von $\vartheta_{WP, Grenze} = -2, 5^{\circ}\text{C}$ von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1

Der Endpunkt der jeweiligen dargestellten Kurven ergibt sich durch die maximal sinnvolle Wärmepumpenleistung, d. h. oberhalb dieser Leistung erfolgt für die entsprechende Kombination keine weitere Energiebereitstellung durch die Wärmepumpe. Unabhängig von der Variation der Betriebsgrenze der Wärmepumpe weisen alle Kombinationen bei einer bestimmten Dimensionierung der Erzeuger einen Maximalwert auf. Die Erzeugergrößen stellt Tabelle 4.5 dar.

Tabelle 4.5: Optimale Kombination der Erzeuger (EK) von Energiesystem 2 und Quartier 1

	Kombinationsmöglichkeit			
	EK1	EK2	EK3	EK4
Kollektorfläche in m^2	11.250	7.500	3.750	0
Leistung Luft-Wärmepumpe in kW	100	200	300	400
Leistung Elektroheizkessel in kW	196	395	472	553

In Abhängigkeit der Betriebsgrenze resultieren unterschiedliche Annuitäten. Je größer die Dimensionierung der Wärmepumpe erfolgt, desto stärker wird die Wirtschaftlichkeit beeinflusst. Demnach wird bei der Betriebsgrenze $\vartheta_{WP, Grenze} = -5^{\circ}\text{C}$ mit der entsprechenden Dimensionierung der Wärmepumpe von $P_{WP} = 400\text{ kW}$ die höchste Annuität und Rendite erreicht. Jedoch weisen die optimalen Konfigurationen, mit der entsprechenden Kollektorfläche, Annuitäten in einem ähnlichen Bereich auf (EK1 - EK3: $\approx 45.000\text{ €}$, EK4: $\approx 50.000\text{ €}$). Lediglich bei der Rendite erfolgt eine gewisse Abweichung, was auf die höheren Investitionen zurückzuführen ist (EK1: $\approx 1,3\%$, EK2: $\approx 1,4\%$, EK3: $\approx 1,6\%$, EK4: $\approx 2,1\%$). Bei einer Erhöhung der Betriebsgrenze erfolgt eine Verringerung der Annuität sowie Rendite. Dabei wird die Wirtschaftlichkeit mit abnehmender Kollektorfläche stärker beeinflusst.

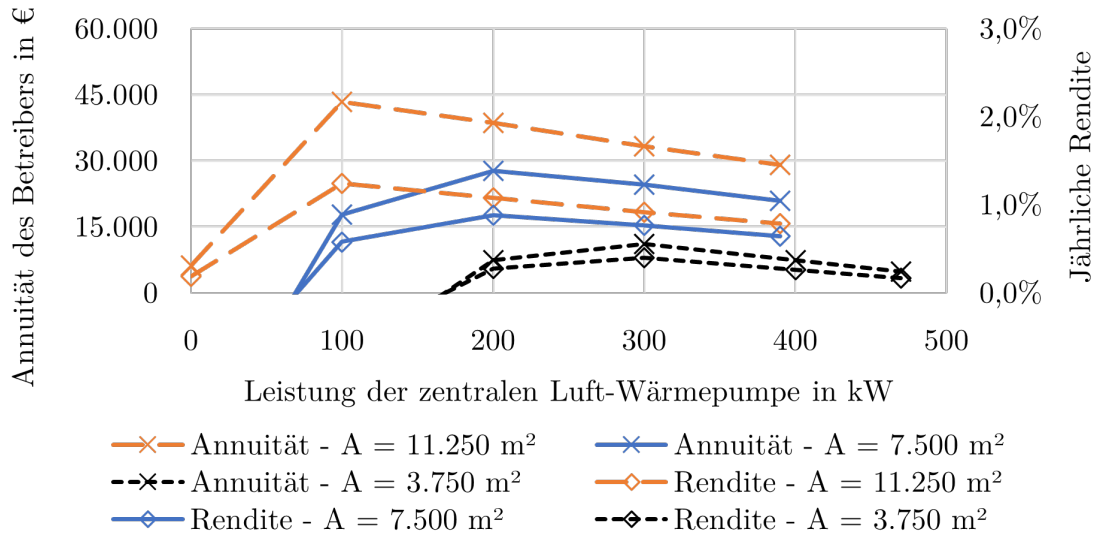


Abbildung 4.14: Einfluss der Dimensionierung der Systemkomponenten auf die Wirtschaftlichkeit bei einer Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe von $\vartheta_{WP, Grenze} = 0^\circ\text{C}$ von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1

Bei der Betriebsgrenze von $\vartheta_{WP, Grenze} = 0^\circ\text{C}$ ergibt sich für die Kollektorfläche $A = 0\text{ m}^2$ bereits für alle Dimensionierungen eine negative Annuität. Ein Vergleich der drei Abbildungen verdeutlicht, dass die Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe einen enormen Einfluss auf die Ergebnisse mit sich bringt. Dieser verringert sich jedoch mit zunehmender Kollektorfläche. Da die Nachhaltigkeit von Energiesystemen zunehmend an Bedeutung gewinnt, ist neben der Wirtschaftlichkeit auch die Ökologie ein wesentliches Bewertungskriterium. Daher erfolgt für die optimalen Erzeugerkombinationen eine genauere Analyse bezüglich primär-/energetischen Aspekten.

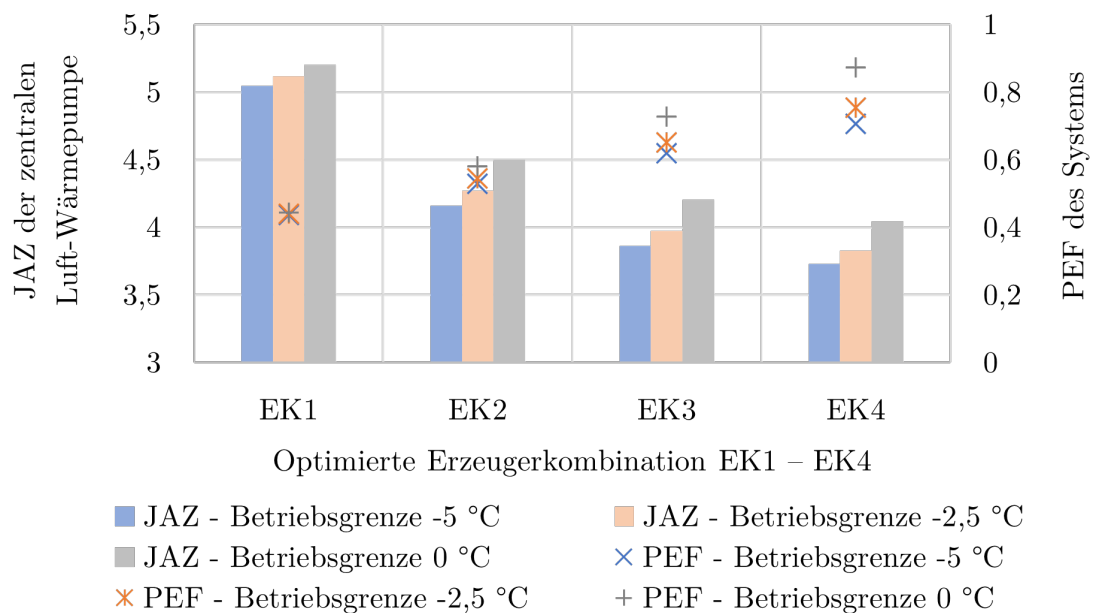


Abbildung 4.15: Darstellung der JAZ und des PEF s von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit der Erzeugerkonfiguration (EK1: $A_{Koll,1} = 11.250\text{ m}^2$; EK2: $A_{Koll,2} = 7.500\text{ m}^2$; EK3: $A_{Koll,3} = 3.750\text{ m}^2$; EK4: $A_{Koll,4} = 0\text{ m}^2$)

In Abbildung 4.15 sind die Jahresarbeitszahlen der Luft-Wärmepumpe sowie die Primärenergiefaktoren der Systeme in Abhängigkeit der Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe aufgeführt. Grundsätzlich ist dabei zu erkennen, dass durch eine große Geothermiefeldfläche die besten Arbeitszahlen der Luft-Wärmepumpe erreicht werden. Ferner wird durch den folglich geringen Strombedarf der Primärenergiefaktor, im Vergleich zu Energiesystem 1, nur minimal erhöht. Wird jedoch die Fläche der Erdwärmekollektoren verringert, resultieren Leistungseinbußen der Wärmepumpe sowie eine deutliche Erhöhung des PEFs.

Da EK1 die höchsten Jahresarbeitszahlen, die geringsten Primärenergiefaktoren sowie die geringste Beeinflussung durch die Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe aufweist, wird im späteren Vergleich der Energiesysteme auf die Erzeugerkombination von EK1 (Kollektorfläche von $A = 11.250 \text{ m}^2$) zurückgegriffen.

4.4.2 Darstellung der Kosten

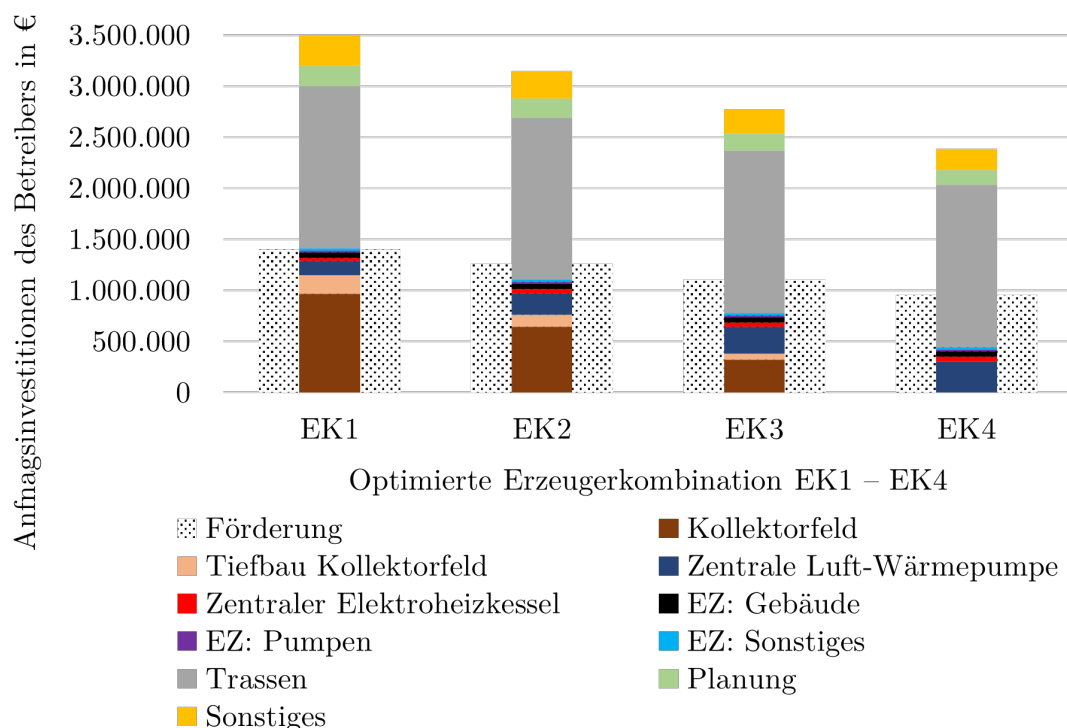


Abbildung 4.16: Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1 in Abhängigkeit der Erzeugerkonfiguration (EK1: $A_{\text{Koll},1} = 11.250 \text{ m}^2$; EK2: $A_{\text{Koll},2} = 7.500 \text{ m}^2$; EK3: $A_{\text{Koll},3} = 3.750 \text{ m}^2$; EK4: $A_{\text{Koll},4} = 0 \text{ m}^2$)

In Abbildung 4.16 sind die Investitionen der optimalen Erzeugerkombinationen gemäß Tabelle 4.5 aufgeführt. Aufgrund der hohen Anschaffungskosten eines Geothermiefeldes, im Vergleich zu den elektrischen Wärmeerzeugern, kann bei einer Verringerung der Geothermiekollektorfläche auch dementsprechend eine Kosteneinsparung bei der Anfangsinvestition erzielt werden. Jedoch muss dabei beachtet werden, dass aus primär-/energetischer Sicht schlechtere Ergebnisse erzielt

werden. Ferner resultieren aus dem benötigten Strom der elektrischen Komponenten höhere laufende Kosten. Erzeugerkombination 4 erfordert den höchsten Strombedarf. Die betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten ergeben sich analog zu denen von Energiesystem 1, zusätzlich der Bedarfe sowie den prozentualen Anteilen für die betriebsgebundenen Kosten der elektrischen Erzeuger.

Bei GM2 würden zusätzlich die Kosten der dezentralen Komponenten dazukommen. Dabei würde keine Beeinflussung durch die Erzeugerkombination erfolgen. Die Investitionen wären genauso hoch wie die des ersten Energiesystems (vgl. Abbildung 4.3). Daher wird von einer Darstellung abgesehen.

4.4.3 Einfluss des Strompreises

Analog zu Kapitel 4.2.3 wird der Einfluss des Strompreises für Energiesystem 2 nachfolgend dargestellt. Durch die Variation des Strompreises ergeben sich die in Abbildung 4.17 aufgeführten Annuitäten in Abhängigkeit der verwendeten optimalen Erzeugerkombination. Je größer die Wärmepumpe und kleiner das Geothermiefeld dimensioniert wird, desto stärker wird ebenfalls die Annuität bei einer Veränderung des Strompreises beeinflusst. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die Dimensionierung der Erzeuger auch maßgeblich der Strombedarf der elektrischen Komponenten bestimmt wird. Im Vergleich zu Energiesystem 1 resultiert aufgrund der elektrischen Komponenten ein höherer Einfluss des Strompreises. Demnach würde der Einfluss bei GM2 noch größer sein, da zusätzlich der dezentrale Strombedarf benötigt wird.

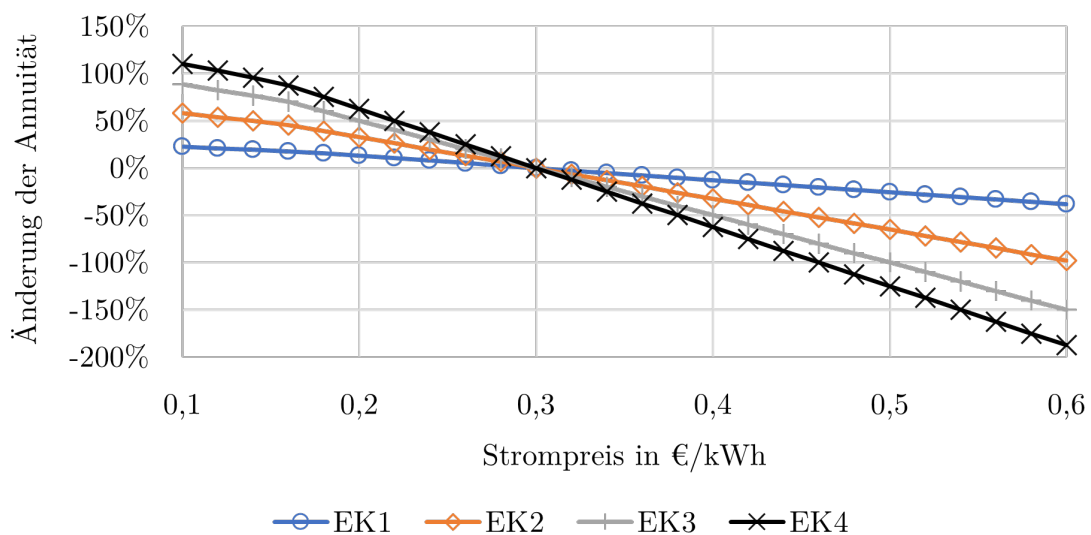


Abbildung 4.17: Einfluss des Strompreises auf die Annuität in Abhängigkeit der optimalen Erzeugerkombinationen von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell 1 und Quartier 1 (EK1: $A_{\text{Koll},1} = 11.250 \text{ m}^2$; EK2: $A_{\text{Koll},2} = 7.500 \text{ m}^2$; EK3: $A_{\text{Koll},3} = 3.750 \text{ m}^2$; EK4: $A_{\text{Koll},4} = 0 \text{ m}^2$)

4.4.4 Einfluss der Effizienz der zentralen Luft-Wärmepumpe

Die Untersuchungen basieren auf den für die Luft-Wärmepumpe verwendeten Kennfelddaten (siehe Anhang D). Da Abweichungen von diesen Daten auftreten können wird im Anschluss der Einfluss der Effizienz der Luft-Wärmepumpe aufgeführt. In Abbildung 4.18 sind die prozentualen Änderungen der Annuität und des PEFs, bei Leistungseinbußen der Arbeitszahl der Wärmepumpe in den Schritten -10% und -20% in Abhängigkeit der optimalen Erzeugerkombinationen, dargestellt.

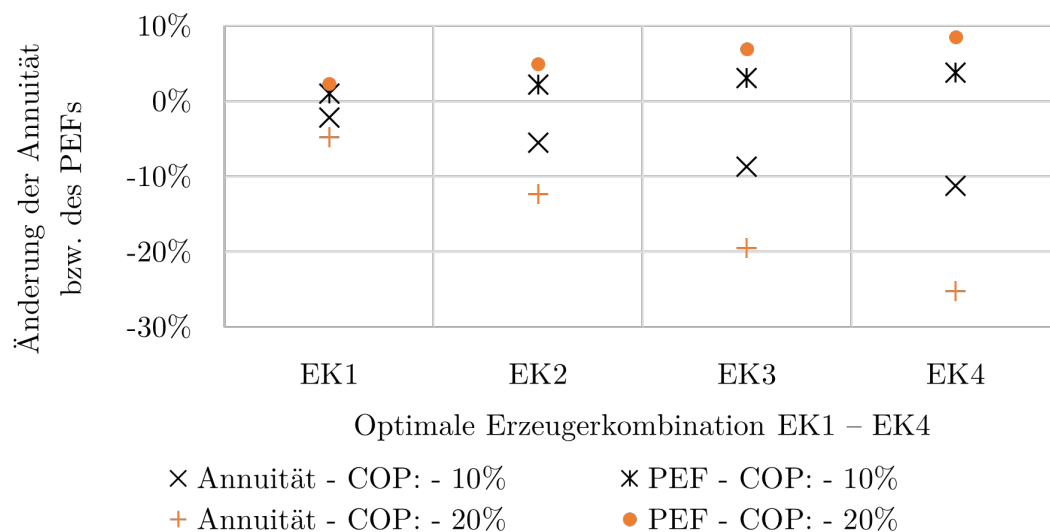


Abbildung 4.18: Einfluss der Effizienz der Luft-Wärmepumpe auf die Annuität und den PEF in Abhängigkeit der optimalen Erzeugerkombinationen von Energiesystem 2 bei Geschäftsmodell1 und Quartier 1 (EK1: $A_{Koll,1} = 11.250 \text{ m}^2$; EK2: $A_{Koll,2} = 7.500 \text{ m}^2$; EK3: $A_{Koll,3} = 3.750 \text{ m}^2$; EK4: $A_{Koll,4} = 0 \text{ m}^2$)

Entsprechend dem Verhalten bei einer Veränderung des Strompreises können für die Effizienz analoge Schlüsse gezogen werden. Je größer die Luft-Wärmepumpe, desto stärker beeinflusst diese die Annuität und den PEF des entsprechenden Systems. Bei einer geringen Wärmepumpenleistung (EK1) sind die Änderungen nur gering und daher in einem vertretbaren Rahmen. Im Vergleich dazu weisen Systeme mit größerer Wärmepumpenleistung bereits deutliche Abweichungen auf.

4.5 Energiesystem 2: Geothermiekollektorfeld in Kombination mit elektrischen Wärmeerzeugern - Quartier 2

In der Praxis umgesetzte Geothermiefelder weisen eine Maximalfläche von rund 30.000 m^2 auf. Dementsprechend wird das zweite Energiesystem für Quartier 2 mit dieser Fläche betrachtet. Die höchste Wirtschaftlichkeit wird analog zur Dimensionierung der Erzeuger für Quartier 1 (siehe

Kapitel 4.4.1) mit einer bestimmten Erzeugerkombination erreicht. Auf eine detaillierte Darstellung dieser Ermittlung wird im Folgenden verzichtet. Bei der optimalen Erzeugerkombination beträgt die Wärmepumpenleistung $P_{WP} = 2.100 \text{ kW}$. Dieser Leistungswert liegt außerhalb der entwickelten Kostenfunktion, daher wird auf eine Kaskadierung von drei Wärmepumpen mit einer Leistung von $P_{WP} = 700 \text{ kW}$ zurückgegriffen. Die Leistung des Elektroheizkessels resultiert zu $P_{EHK} = 3.800 \text{ kW}$. Da dieser Wert deutlich außerhalb der recherchierten Daten liegt, werden in diesem Fall pauschale Investitionen von 30 €/kW angesetzt. Im Anschluss erfolgt die Darstellung der Kosten sowie der Wirtschaftlichkeit durch den Vergleich mit Energiesystem 1.

4.5.1 Darstellung der Kosten

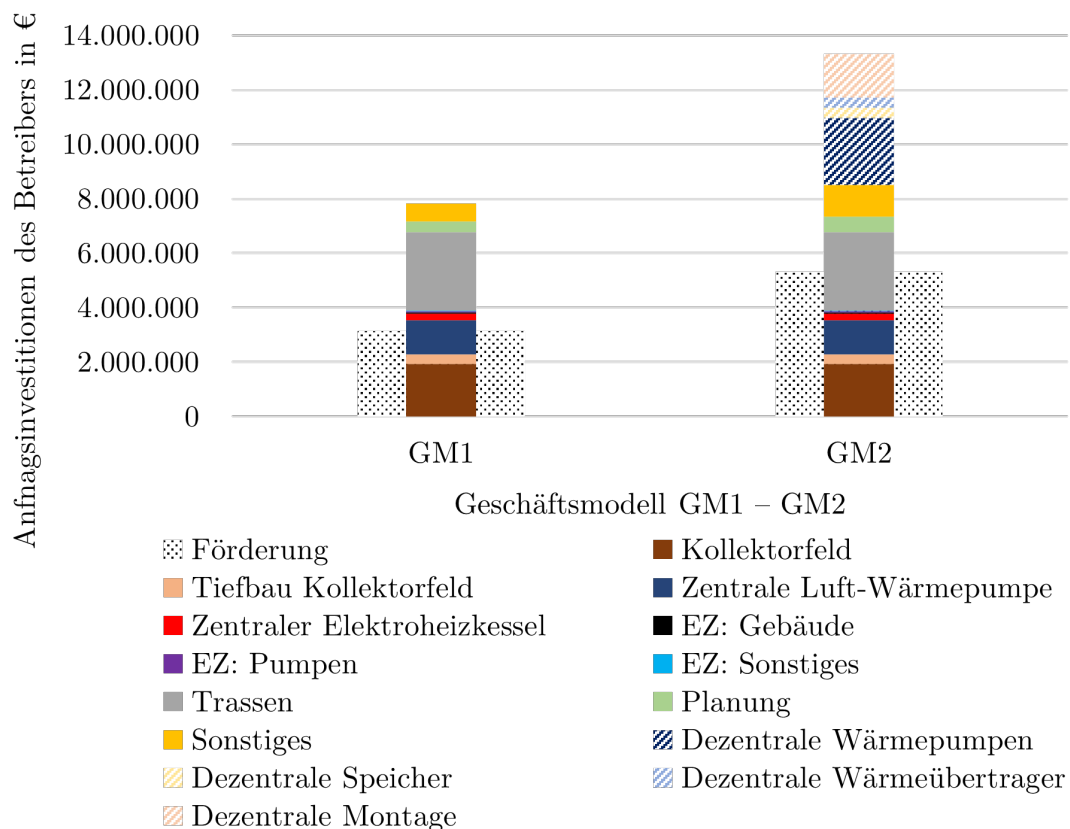


Abbildung 4.19: Darstellung der Anfangsinvestitionen für den Betreiber von Energiesystem 2 und Quartier 2 in Abhängigkeit des Geschäftsmodells (GM1: Leistungsgrenze vor WP; GM2: Leistungsgrenze nach WP)

Analog zu den vorherigen Kostendarstellungen sind in Abbildung 4.19 die Erstinvestitionen des betrachteten Energiesystems für Quartier 2 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass durch das Hinzuziehen einer Wärmepumpe sowie eines Elektroheizkessels die Anfangsinvestitionen deutlich reduziert werden können. Die Bestimmung der laufenden Kosten erfolgt gleichartig zu der Vorgehensweise wie bei Quartier 1.

4.5.2 Ergebnisse in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit

Die Kennzahlen der Wirtschaftlichkeit sind für Energiesystem 1 und 2 zur Versorgung von Quartier 2 in Tabelle 4.6 dargestellt. Die Ergebnisse basieren auf den Randbedingungen des Basis-Falls sowie den für ES1-Q2 ermittelten Preisstrukturen (vgl. Tabelle 4.4).

Tabelle 4.6: Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme bei Quartier 2

	ES1		ES2	
	GM1	GM2	GM1	GM2
Baukostenzuschuss in €	1.000	1.000	1.000	1.000
Grundpreis in €/(kW·a)	75	100	75	100
Arbeitspreis in €/kWh	0,020	0,090	0,020	0,090
Annuität Betreiber in €	241.701	153.653	500.038	337.044
Wärmegestehungskosten Abnehmer in €/kWh	0,2488	0,2488	0,2488	0,2488
Rendite in %	1,41	0,68	6,38	2,53

Bei identischen Wärmegestehungskosten des Abnehmers wird deutlich, dass die Annuität und Rendite für ES2 höhere Werte aufweist. Bei einer erhöhten Wärmedichte der Abnehmer weist ES2 gegenüber ES1 wirtschaftliche Vorteile auf. Analog zu den Untersuchungen aus Kapitel 4.4 muss für Energiesystem 2 beachtet werden, dass dieses von bestimmten Faktoren, wie beispielsweise dem Strompreis, der Effizienz und Betriebsgrenze der zentralen Luft-Wärmepumpe stark beeinflusst wird. Tritt bei einem Faktor eine Änderung auf, besteht die Möglichkeit, dass die Wirtschaftlichkeit starke Abweichungen aufweist.

Für Abnehmer mit größeren Energiemengen (Quartier 2) wird bei Energiesystem 1 eine praktisch kaum realisierbare Kollektorfläche benötigt. Daher muss in diesem Fall die Versorgung vermutlich ohnehin durch die Einbindung weiterer Erzeuger erfolgen.

4.6 Sensitivitätsanalyse

Um Unsicherheiten beim abgenommenen Wärmebedarf und einer abweichenden Bodenart darzustellen, werden im Folgenden die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse aufgeführt. Dabei wird von einer Verringerung des Wärmebedarfs sowie einer Änderung der Bodenart ausgegangen. Die Betrachtung des Wärmebedarfs wird ausgehend von den Basis-Daten in den Schritten -10% und -20% durchgeführt. Der Einfluss der Bodenart wird durch den Vergleich der Basis Schluff mit Sand bzw. sandigem Ton veranschaulicht. Die Ergebnisdarstellung erfolgt für Quartier 1. In Abbildung 4.20 sind die prozentualen Änderungen der Annuitäten des Betreibers in Abhängigkeit des Energiesystems und Geschäftsmodells aufgeführt. Dabei sind zwei Zusammenhänge zu erkennen. Die Wirtschaftlichkeit des zweiten Geschäftsmodells wird durch eine Bedarfsreduzierung nicht so stark beeinflusst wie die von Geschäftsmodell 1.

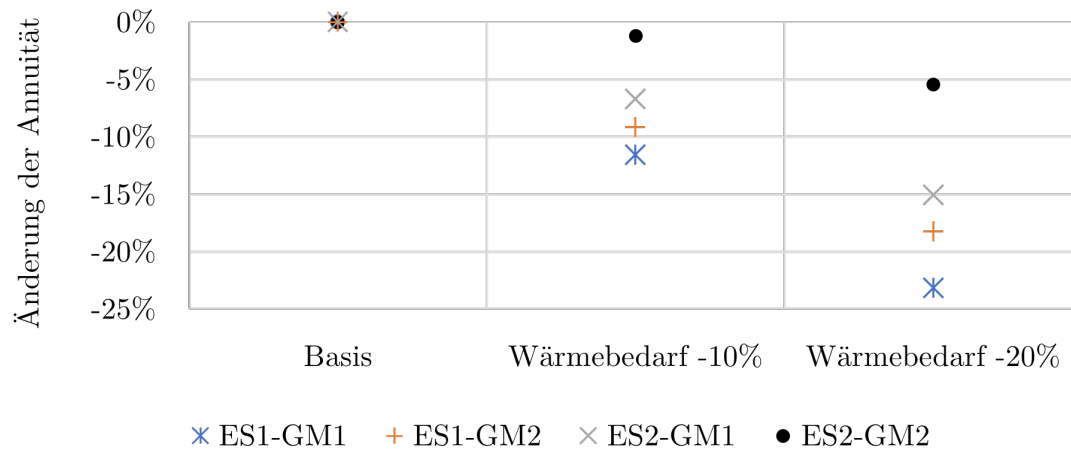


Abbildung 4.20: Sensitivität der Annuität bei Verringerung des Wärmebedarfs bei Quartier 1

Zudem gilt analoges für das zweite Energiesystem, denn sowohl ES2-GM1 als auch ES2-GM2 weisen eine kleinere Beeinflussung auf, als beide Geschäftsmodelle des ersten Energiesystems. Die Erklärung hierfür liefern die dezentralen Strombedarfe, denn bei einer Wärmebedarfsreduzierung erfolgt ebenfalls eine Reduktion des Strombedarfs. GM2 wird trotz eines höheren Arbeitspreises geringer beeinflusst.

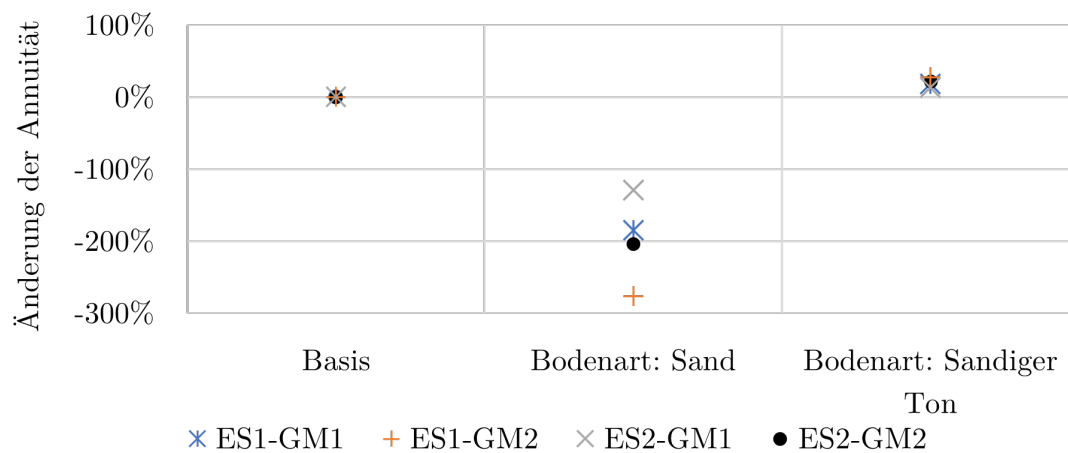


Abbildung 4.21: Sensitivität der Annuität bei Änderung der Bodeneigenschaften bei Quartier 1

Weiterhin führt Abbildung 4.21 den Einfluss der Bodenart auf. Diese impliziert die Fläche sowie die Entzugsleistung und somit die Kosten des Geothermiekollektorfelds. Dabei wird zunächst deutlich, dass diese eine enorme Änderung der Annuität nach sich ziehen kann. Daher ist es für eine belastbare Kalkulation essentiell, mit den korrekten Daten zu arbeiten.

Im Hinblick auf die Energiesysteme sowie Geschäftsmodelle können keine belegbaren Erkenntnisse abgeleitet werden, da die Annuität bei der Bodenart Sand einen Vorzeichenwechsel aufweist und daher im Negativen liegt.

4.7 Diskussion

Tabelle 4.7 führt die wichtigsten Ergebnisse für das erste Quartier auf. Dabei wird zwischen den Energiesystemen und Geschäftsmodellen unterschieden. Analog dazu sind die Ergebnisse für das zweite Quartier in Tabelle 4.8 dargestellt.

Tabelle 4.7: Kenndaten sowie Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme bei Quartier 1

	ES1		ES2	
	GM1	GM2	GM1	GM2
Baukostenzuschuss in €	1.500	2.000	1.500	2.000
Grundpreis in €/(kW·a)	75	150	75	150
Arbeitspreis in €/kWh	0,037	0,081	0,037	0,081
Annuität Betreiber in €	41.500	27.719	45.442	28.707
Wärmegehaltungskosten Abnehmer in €/kWh	0,249	0,249	0,249	0,249
Rendite in %	1,10	0,50	1,30	0,57
PEF	0,39	0,39	0,44	0,44
CO ₂ -Äquivalente in g/kWh	121,73	121,73	135,91	135,91

Ein Vergleich der Annuität bzw. Rendite beider Quartiere (vgl. Tabelle 4.7 mit Tabelle 4.8) zeigt, dass für Quartier 2 eine bessere Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann. Denn in diesem Fall sind viele Abnehmer mit einem hohen Wärmebedarf an dem Netz angeschlossen, wodurch ebenfalls ein höhere Wärmedichte resultiert. Allerdings ist in diesem Fall die Realisierung von Energiesystem 1 aufgrund des hohen Kollektorflächenbedarfs nicht praktikabel. Demnach muss die Einbindung weiterer Erzeuger erfolgen.

Im Hinblick auf die beiden Energiesysteme wird deutlich, dass durch eine angepasste Dimensionierung der Komponenten ein wirtschaftlicher Vorteil von ES2 gegenüber ES1 erzielt werden kann (siehe Kapitel 4.4.1). Jedoch muss dabei, im Rahmen der betrachteten Randbedingungen, eine Erhöhung des Primärenergiefaktors sowie der CO₂-Äquivalenten in Kauf genommen werden. Aufgrund der analogen Berechnungsweise des PEFs und der CO₂-Äquivalenten verhalten sich beide Faktoren auf kongruente Weise. Des Weiteren ist Energiesystem 2 deutlich abhängiger vom Strompreis, was vor allem mit Blick auf die aktuelle Energiekrise und die damit verbundene Strompreisentwicklung als nachteilig zu bewerten gilt. Zudem spielen die Effizienz und besonders die Betriebsgrenze der zentralen Wärmepumpe eine entscheidende Rolle hinsichtlich primär-/energetischen Aspekten.

Tabelle 4.8: Kenndaten sowie Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme bei Quartier 2

	ES1		ES2	
	GM1	GM2	GM1	GM2
Baukostenzuschuss in €	1.000	1.000	1.000	1.000
Grundpreis in €/(kW·a)	75	100	75	100
Arbeitspreis in €/kWh	0,020	0,090	0,020	0,090
Annuität Betreiber in €	241.701	153.653	500.038	337.044
Wärmegestehungskosten Abnehmer in €/kWh	0,249	0,249	0,249	0,249
Rendite in %	1,41	0,68	6,38	2,53
PEF	0,28	0,28	0,50	0,50
CO ₂ -Äquivalente in g/kWh	87,98	87,98	155,02	155,02

Bei beiden Energiesystemen zeigt sich, dass mit den gewählten Randbedingungen für den Betreiber bei einer Leistungsgrenze vor der Wärmepumpe (GM1) eine höhere Annuität und Rendite, im Vergleich zu einer Leistungsgrenze nach der Wärmepumpe (GM2), resultiert. Dies ist zum einen der Annahme geschuldet, dass die Investitionen der dezentralen Komponenten für den Verbraucher nicht mit einem Zinssatz berücksichtigt werden müssen. Außerdem folgt durch die Annahme, identische Strompreiskosten sowie Investitionen der dezentralen Komponenten für Betreiber und Verbraucher anzusetzen, ein weiterer Vorteil für GM1 gegenüber GM2. In der Praxis ist jedoch davon auszugehen, dass der Betreiber bei beiden anfallenden Kosten einen Preisvorteil gegenüber dem Verbraucher erhält. Dadurch wird ab einer gewissen Einsparung die Wirtschaftlichkeit von GM2 besser als von GM1 (siehe Kapitel 4.2.3).

Eine Veränderung des Strompreises beeinflusst GM2 wesentlich mehr als GM1. In Bezug auf die Energiekrise wird deutlich, dass extreme Schwankungen in kürzester Zeit auftreten können. Daher wird Geschäftsmodell 1 als das krisenfestere Modell bewertet. Gleiche Aussage kann für Energiesystem 1 getroffen werden.

Die Ergebnisse basieren auf Randbedingungen und einer Vielzahl von Daten, die gegebenenfalls unter anderen Umständen entsprechend neu zu bewerten sind. Daher kann keine eindeutige Aussage getroffen werden, dass ein Energiesystem (nur Geothermie oder Kombination aus Geothermie, Luft-Wärmepumpe und Elektroheizkessel) beziehungsweise Geschäftsmodell (Leistungsgrenze vor oder nach der Wärmepumpe) gegenüber dem anderen durchwegs als das bessere gesehen werden kann. Es wurde aufgezeigt, dass unter gewissen Bedingungen jeweils ein System und ein Geschäftsmodell gegenüber dem anderen wirtschaftliche und gegebenenfalls auch ökologische Vorteile aufweist. Weiterhin werden die Energiesysteme und Geschäftsmodelle durch verschiedene Faktoren unterschiedlich stark beeinflusst, weswegen bereits durch eine minimale Variation ein anderes Ergebnis resultieren kann. Infolgedessen ist es zwingend notwendig, anhand des jeweiligen Anwendungsfalls entsprechende Randbedingungen, nach bester Möglichkeit, zu ermitteln. Mittels derer müssen anschließend unter Durchführung aufgezeigter Änderungen sowohl die gewählten Energiesysteme als auch die möglichen Geschäftsmodelle neu bewertet werden, sodass das bessere Energiesystem und Geschäftsmodell bestimmt werden kann.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der Arbeit war es, grundlegende Zusammenhänge der Wirtschaftlichkeit kalter Wärmenetze in Abhängigkeit möglicher Geschäftsmodelle und Preisstrukturen zu ermitteln. Dies wurde anhand zweier entwickelter Wärmenetze sowie zweier fiktiv konzipierter Quartiere mit Hilfe dynamischer Simulationsmodelle durchgeführt.

Um den aktuellen Stand bei der Realisierung kalter Wärmenetze darzustellen, erfolgte zu Beginn der Arbeit eine Marktrecherche bestehender Projekte in Deutschland. Die Nachforschung umfasste 45 Projekte. Anhand deren Ausführungen und Betriebsweisen resultierten die Energiesysteme. Beide Systeme wurden als gerichtete, bidirektionale kalte Wärmenetze betrachtet. Die zentrale Einspeisung erfolgte beim ersten System durch ein Geothermiekollektorfeld. Für System 2 wurde die Kombination aus einem Geothermiekollektorfeld, einer Luft-Wärmepumpe sowie einem Elektroheizkessel gewählt.

Bei zehn Netzen konnten die Abrechnungsmodelle für den dezentralen Abnehmer ermittelt werden. Dabei wird zunächst zwischen einer Abrechnungs- und Leistungsgrenze vor der dezentralen Wärmepumpe und nach der Komponente unterschieden. Dementsprechend erfolgt die Erhebung des Arbeitspreises durch die abgenommene Wärme der Sole bzw. der Senke. Daneben werden meist die Anschlusskosten, ein Grundpreis sowie ein Baukostenzuschuss erhoben. Die in der vorliegenden Arbeit betrachteten Geschäftsmodelle geben diese beiden Abrechnungsmöglichkeiten wieder. Geschäftsmodell 1 bildet die Grenze vor der Wärmepumpe ab. Die Abrechnung nach dem Aggregat wird durch Geschäftsmodell 2 dargestellt. In der Praxis resultieren Wärmegeheimkosten für den Abnehmer in Abhängigkeit des Netzes zwischen 0,15 €/kWh und 0,29 €/kWh.

Zur Anwendung in einem Versorgungsgebiet erfolgte die Entwicklung zweier fiktiver Quartiere mit 100 Gebäuden. Dabei setzt sich Quartier 1 aus Wohngebäuden sowie einer Kindertagesstätte zusammen. Das zweite Quartier hingegen besteht zur einen Hälfte aus Mehrfamilienhäusern und zur anderen aus Büro- und Verwaltungsgebäuden. Die Gebäudegrößen sowie Gebäudedämmstandards der Gebäude wurden anhand realer Baustatistiken hergeleitet.

Die Wärme- und Kältebedarfe der zu versorgenden Gebäude sowie der Energieeinspeisung des Netzes und weitere spezifische Daten des Versorgungsnetzes wurden anhand dynamischer Netz- und Gebäudesimulationsmodelle bestimmt.

Weiterhin erfolgte eine Produktkostenrecherche der Komponenten eines kalten Wärmenetzes. Mit Hilfe dieser wurden Kostenkurven für die entsprechenden Komponenten hergeleitet. Die Validierung der Kostenkurve wurde anhand von Projektkosten zweier realer Netze durchgeführt. Die Abweichungen dabei betragen weniger als 5%. Demnach liefern die ermittelten Kostenkurven für eine erste Investitionsabschätzung belastbare Ergebnisse.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von gebäudetechnischen Anlagen wird häufig mittels der

Richtlinie VDI 2067 durchgeführt. Die dynamische Vorgehensweise wird dabei durch die Annuitätenmethode realisiert. Da die Berechnungsmethodik der Richtlinie allerdings gewissen Begrenzungen unterliegt, wurde im Rahmen der Arbeit ein Tool zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entwickelt. Dieses Tool basiert ebenfalls auf der Annuitätenmethode und dem grundlegenden Schema der Richtlinie. Dabei wurde die Herangehensweise, im Vergleich zur VDI 2067, abgewandelt. Demnach verfügt das Tool über Möglichkeiten, welche mittels der Richtlinie nicht berücksichtigt werden können. Darunter fällt die Betrachtung von variierenden Zahlungsströmen über den gesamten Betrachtungszeitraum. Weiterhin können die Zahlungsströme jährlich angepasst werden.

Unter Zuhilfenahme eines Versuchsplans, welcher die Abrechnungsmodalitäten in bestimmter Schrittweise variierte, wurden mögliche Preisstrukturen für die beiden Geschäftsmodelle ermittelt. Anschließend wurden diese auf die Energiesysteme sowie die Quartiere angewandt. Dabei wurde ein bestimmter Gewinn für den Betreiber mit einkalkuliert. Ausgehend von festgelegten Randbedingungen für die Berechnung wurden die Untersuchungen realisiert. Die Wärmegestehungskosten für den Abnehmer betragen im vorliegenden Fall 0,25 €/kWh.

Anhand der durchgeführten Untersuchungen sollten vor allem grundlegende Zusammenhänge der Energiesysteme, Quartiere und Geschäftsmodelle in Bezug auf die wirtschaftliche sowie ökologische Bewertung ermittelt werden. Aufgrund der benötigten Kollektorfläche kann die Versorgung mittels eines Geothermiekollektorfeldes (Energiesystem 1) lediglich bis zu einem gewissen Wärmebedarf realisiert werden. Daneben können durch eine Anpassung der Erzeugerstruktur, der Kombination eines Geothermiekollektorfeldes mit einer Luft-Wärmepumpe und eines Elektroheizkessels (Energiesystem 2) wirtschaftliche Vorteile erzielt werden. Jedoch resultieren daraus schlechtere ökologische Faktoren. Weiterhin wird das zweite Energiesystem insbesondere durch den Strompreis sehr stark beeinflusst. Die aktuelle Energiekrise zeigt, dass in einem sehr kurzen Zeitraum enorme Schwankungen auftreten können. Demnach kann Energiesystem 1, verglichen mit dem Zweiten, als das krisenfestere System eingestuft werden. Selbiges gilt für eine Leistungsgrenze vor der Wärmepumpe (Geschäftsmodell 1), denn die Beeinflussung durch eine Strompreisänderung fällt deutlich geringer aus als die des zweiten Geschäftsmodells (Leistungsgrenze nach der Wärmepumpe).

In der vorliegenden Arbeit wurde gezeigt, dass die Ergebnisse von einer Vielzahl von Faktoren abhängig sind. Darunter fallen insbesondere der Strompreis, der Kalkulationszinssatz, mögliche Kostenersparnisse des Betreibers gegenüber dem Verbraucher sowie die Effizienz und Betriebsgrenze der Luft-Wärmepumpe. Infolgedessen kann im Vorhinein keine Aussage getroffen werden, welche Erzeugerstruktur und Leistungsgrenze der Wärmepumpe wirtschaftliche oder ökologische Vorteile aufweist. Daher ist es notwendig, jeden Anwendungsfall mit den entsprechenden Randbedingungen individuell zu untersuchen. Dabei ist es von großer Bedeutung, zunächst die bestmöglichen Randbedingungen für den Anwendungsfall zu ermitteln. Analog zu den in dieser

Arbeit durchgeführten Untersuchungen, besteht die Möglichkeit, eine bestimmte Erzeugerstruktur sowie Leistungsgrenze für den entsprechenden Anwendungsfall festzulegen.

Auf Grundlage der in dieser Arbeit erzielten Erkenntnisse und Ergebnisse können weitere Untersuchungen durchgeführt werden. So besteht die Möglichkeit andere Faktoren zu untersuchen, welche die Ergebnisse beeinflussen. Darunter fällt unter anderem die Dauer einer Quartierserschließung. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit basieren auf der Annahme eines Vollausbau. In der Realität erfolgt allerdings oftmals der Anschluss der Gebäude des Quartiers in mehreren Bauabschnitten. Daher kann der Einfluss in Abhängigkeit des Zeitraums der Erschließung bestimmt werden. Des Weiteren sind Untersuchungen des Einflusses der Berechnungsmethodik integrierter Faktoren, worunter z. B. der Preisänderungsfaktor fällt, denkbar.

Die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Wärmegegestehungskosten basieren auf der Vereinfachung, für alle Abnehmer die gleichen Preisstrukturen anzusetzen. Aufgrund der fixen Kapazitätspreise treten höhere Wärmegegestehungskosten für Abnehmer mit einer größeren Leistung auf. D. h. für einen Abnehmer mit einer Wärmepumpenleistung von 20 kW resultieren höhere Wärmegegestehungskosten als für einen Abnehmer mit einer Wärmepumpenleistung von 10 kW. Dies verdeutlicht, dass fixe Preisstrukturen keine optimale Wahl darstellen. Somit besteht die Möglichkeit, eine Art Funktion bei den Kapazitätspreisen (Grundpreis sowie Baukostenzuschuss) in Abhängigkeit der dezentral installierten Leistung zu entwickeln. Infolgedessen könnten identische Wärmegegestehungskosten für Abnehmer mit verschiedenen Bedarfen realisiert werden.

Ferner kann die Wirtschaftlichkeit der Energiesysteme durch die Einbindung von Photovoltaik-Anlagen erhöht werden. Zum einen könnte beispielsweise die Fläche des Geothermiefelds, für den Fall, dass diese zur Verfügung steht, für einen Solarpark genutzt werden. In diesem Fall könnte der Betreiber die Anlage realisieren und den Strom sowohl für mögliche Erzeuger, Netzumwälzpumpen als auch für den dezentralen Strombedarf der Wärmepumpen (Geschäftsmodell 2) verwenden. Hierfür wäre jedoch aus regulatorischen Gründen ein eigenes Stromnetz nötig.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, dass auf den dezentralen Gebäuden Photovoltaik-Anlagen installiert werden. Es muss jedoch beachtet werden, dass diese der Gebäudeeigentümer realisieren würde. Die Umsetzung von Geschäftsmodell 2 gestaltet sich dabei schwierig, da der Abnehmer dann Eigentümer der Anlage und des Stroms ist und somit diesen an den Betreiber verkaufen könnte. Dies könnte jedoch mit Pachtmodellen ermöglicht werden. Dazu kann durch die Integration von Photovoltaik-Anlagen die ökologische Bewertung des Systems weiter verbessert werden.

Darüber hinaus ergeben sich durch die photovoltaische Einbindung weitere Möglichkeiten in Bezug auf die Regelstrategie. Demnach könnten Untersuchungen zu Optimierungen in der Regelung sowohl der dezentralen Wärmepumpen als auch der gegebenenfalls vorhandenen zentralen Wärmepumpe durchgeführt werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Agentur für erneuerbare Energien (AEE). *Endenergieverbrauch nach Strom, Wärme und Verkehr*. 2020. URL: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/endenergieverbrauch-strom-waerme-verkehr> (Abruf vom 13.10.2022).
- [2] AggerEnergie GmbH. *Kalte Nahwärme Neubaugebiet - Am Himmelchen, Engelskirchen*. URL: https://www.pareto-koeln.de/sites/default/files/infoblatt_kalte_nahwaerme.pdf (Abruf vom 08.11.2022).
- [3] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE). *Entwicklung des spezifischen Wärmebedarfs in Deutschland seit 1990*. URL: <https://asue.de/node/2416> (Abruf vom 28.05.2022).
- [4] Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme. *Planungshandbuch Fernwärme*. 3. Mai 2021. ISBN: 3-908705-30-4.
- [5] Averbalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U., Gong, M. und Werner, S. „Large heat pumps in Swedish district heating systems“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (2017), S. 1275–1284.
- [6] Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern GmbH. *Statistische Kostenkennwerte 2022 für 78 Gebäudearten - Neubau*. URL: <https://bki.de/index.php/neubau-2022.html> (Abruf vom 03.09.2022).
- [7] Becker, H. und Peppmeier, A. „Investition und Investitionsrechnung“. In: *Investition und Finanzierung*. Springer, 2022, S. 37 ff.
- [8] Boesten, S., Ivens, W., Dekker, S. C. und Eijndems, H. „5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply“. In: *Advances in Geosciences* 49 (2019), S. 129–136.
- [9] Böhmer, S. und Gössl, M. *Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen*. Umweltbundesamt, 2009.
- [10] Bonin, J. *Handbuch Wärmepumpen: Planung und Projektierung*. Beuth Verlag, 2017.
- [11] Bosch Thermotechnik GmbH. *Logatherm WPS*. URL: https://www.buderus.de/de/produkte/catalogue/alle-produkte/6658_logatherm-wps-6kw-bis-17kw (Abruf vom 04.11.2022).
- [12] Bosch Thermotechnik GmbH. *Supraeco T*. URL: <https://www.bosch-thermotechnology.com/de/de/ocs/wohngesbaeude/supraeco-t-2-22-48-kw--854518-p/> (Abruf vom 04.11.2022).

- [13] Buffa, S., Cozzini, M., D'antoni, M., Baratieri, M. und Fedrizzi, R. „5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), S. 504–522.
- [14] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze technische Anforderungen der Module 1 bis 4*. 15. Sep. 2022. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html (Abruf vom 10.10.2022).
- [15] BundesBauBlatt. *Kalte Nahwärme und Sonnenstrom*. URL: https://www.bundesbaublatt.de/artikel/bbb_Kalte_Nahwaerme_und_Sonnenstrom_3419391.html (Abruf vom 28.05.2022).
- [16] Bundesministerium der Justiz (BMJ). *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz GEG)*. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf> (Abruf vom 08.08.2020).
- [17] Bundesministerium der Justiz (BMJ). *Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (BauNVO)*. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/baunvo/> (Abruf vom 08.07.2022).
- [18] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. *Übereinkommen von Paris*. URL: <https://www.bmu.de/gesetz/uebereinkommen-von-paris/> (Abruf vom 15.07.2022).
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM)*. 16. Sep. 2021. URL: https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebaeude-einzelmassnahmen-20210916.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Abruf vom 10.10.2022).
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. *Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. 15. Aug. 2022. URL: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?4> (Abruf vom 10.10.2022).
- [21] Bundesregierung. *Klimaschutzgesetz 2021*. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (Abruf vom 16.07.2022).
- [22] Bundesverband Geothermie e.V. *Erdwärmekollektor*. URL: <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/e/erdwaermekollektor.html> (Abruf vom 25.10.2022).

- [23] Bundesverband Wärmepumpe e.V. *Wohnquartier Noorblick*. URL: https://www.waermepumpe.de/presse/referenzobjekte/bwp-datenbank/?tx_bwprefobjdb_house%5Baction%5D=show&tx_bwprefobjdb_house%5Bcontroller%5D=House&tx_bwprefobjdb_house%5Bdetailid%5D=210&cHash=c6ecf500a7d864793273160ad7ba0fb0#content (Abruf vom 25.04.2022).
- [24] Bünning, F., Wetter, M., Fuchs, M. und Müller, D. „Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization“. In: *Applied Energy* 209 (2018), S. 502–515.
- [25] Bürger-Energie Fischerbach. *bKWN-Eis-System Karl-May-Weg II/III*. URL: <https://www.buerger-energie-fischerbach.de/de/bKWN/Karl-May-Weg-II-III> (Abruf vom 04.04.2022).
- [26] Bürger-Energie-Genossenschaft Neuburg-Schrobenhausen-Aichach-Eichstätt eG. *6. Generalversammlung*. 16. Mai 2018. URL: <http://www.eb-ei.de/wp-content/uploads/2018/05/BEG-6.-Generalversammlung-16.05.2018-Final.pdf> (Abruf vom 26.04.2022).
- [27] Butters, I. *Effizienter Klimaschutz im Wohnquartier: Heizen mit kalter Nahwärme*. 17. Sep. 2020. URL: <https://www.energie.de/euroheatpower/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/effizienter-klimaschutz-im-wohnquartier-heizen-mit-kalter-nahwaerme/np/2> (Abruf vom 26.04.2022).
- [28] BWP Beste Wärmepumpe. *Wärmepumpe: Wieviel kW pro m*. URL: <https://waermepumpe-bwp.de/waermepumpe-wieviel-kw-pro-m2/> (Abruf vom 24.11.2022).
- [29] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N. e.V.) *Entscheidungskriterien für ein neues Heizsystem*. März 2022. URL: https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2022/03/Infoschrift_Heizkostenvergleich-2022-1.pdf (Abruf vom 05.01.2023).
- [30] DAIKIN Airconditioning Germany GmbH. *Luft-Wasser Wärmepumpe Daikin Atherma 3 H HT*. URL: https://www.daikin.de/de_de/produktfamilien/altherma-hochtemperatur-luft-wasser-waermepumpe/daikin-altherma-3h-ht.html (Abruf vom 04.11.2022).
- [31] Deckert. *Hausbau-mit-System*. URL: <http://www.hausbau-mit-system.de/> (Abruf vom 01.07.2022).
- [32] Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW). *Praxisleitfaden Großwärmepumpen*. 1. Juni 2020.

- [33] Deutsche Bundesstiftung Umwelt. *Abwasser erwärmt Fernwärmenetz*. URL: <https://www.dbu.de/phpTemplates/publikationen/pdf/0709100210358pps.pdf> (Abruf vom 06.04.2022).
- [34] Deutscher Wetter Dienst. *Klimaberatungstool - Produktbestellung*. 2022. URL: <https://kunden.dwd.de/obt/> (Abruf vom 10.11.2022).
- [35] Deutscher Wetterdienst (DWD). *Soil temperature - Nürnberg (Messstelle 3668)*. 2021. URL: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/soil_temperature/historical/ (Abruf vom 16.05.2022).
- [36] Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN). *Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger*. Version DIN V 18599-1:2018-09. Sep. 2018.
- [37] Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN). *Fernwärmanlagen - Teil 1: Sicherheitstechnische Ausrüstung von Unterstationen, Hausstationen und Hausanlagen zum Anschluss an Heizwasser-Fernwärmenetze*. Version DIN 4747-1-2003-11. Nov. 2003.
- [38] Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN). *Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumluftechnischen Anlagen in Deutschland*. Version DIN 4710:2003-01.
- [39] e.wa riss GmbH & Co. KG. *Kosteninformation für Ihr Einfamilienhaus im Neubaugebiet Hochvogelstraße*. 24. Feb. 2016. URL: https://www.bing.com/ck/a?!&&p=ef11e3d97208c1bfJmltdHM9MTY2Nzg2NTYwMCZpZ3VpZD0wNDZlOGQ4Mi02MzM2LTZjNzEtMDNjZC05ZDY0NjI1NTZkOGQmaW5zaWQ9NTE3Ng&ptn=3&hsh=3&fclid=046e8d82-6336-6c71-03cd-9d6462556d8d&psq=Kosteninformation+f%3%bcr+Ihr+Einfamilienhaus+im+Neubaugebiet+%e2%80%9eHochvogelstra%c3%9fe&u=a1aHR0cHM6Ly93d3cuYmF1cGlsb3QuY29tL0ZpbGVzLmFzaHg_RmlsZT02MGFkOGVkZi0wNDU4LTRmMzUtOWVlNi0yNmJhNDRiMTkzMmYucGRm&ntb=1 (Abruf vom 08.11.2022).
- [40] e.wa riss GmbH & Co. KG. *Technische Anschlussbedingungen*. 5. Nov. 2018. URL: <https://www.ewa-riss.de/de/Waerme/Waermeversorgung-in-Biberach/Waermeversorgung-in-Biberach/Technische-Anschlussbedingungen-Kalte-Nahwaerme.pdf> (Abruf vom 08.11.2022).
- [41] e.wa riss GmbH & Co. KG. *Wärmeversorgung in Biberach*. URL: <https://www.ewa-riss.de/de/Waerme/Waermeversorgung-in-Biberach/> (Abruf vom 17.04.2022).
- [42] Eltron, S. *Wärmepumpen*. URL: <https://www.baunetzwissen.de/gebaeudetechnik/fachwissen/erneuerbare-energien/waermepumpen-2446145> (Abruf vom 01.06.2022).

- [43] Energie Agentur Steiermarkt gGmbH. *Agrothermie Siedlung Wüstenrot (DE)*. URL: <https://www.ea-stmk.at/documents/20181/93873/Agrothermie-Siedlung+W%C3%BCstenrot+%28DE%29.pdf/5c479c9a-876d-4be8-bff2-4fa0becd151b> (Abruf vom 22.04.2022).
- [44] Energie Baden Württemberg AG (EnBW). *Kalte Nahwärme für Baugebiet in March*. Feb. 2009. URL: https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/komplus/komplus_2009_2-2.pdf (Abruf vom 28.04.2022).
- [45] Energie Baden-Württemberg AG (EnBW). *Klimaneutrales Quartier Am Berge*. URL: <https://www.enbw.com/infrastruktur/geschaeftskunden/produkte/quartierderzukunft/referenzen/schlier> (Abruf vom 27.04.2022).
- [46] Energieagentur NRW. *Kalte Nahwärme in Dorsten: Pionierprojekt mit Wärmepumpen läuft seit vier Jahrzehnten und bleibt weiter im Rennen*. 14. Nov. 2019. URL: <https://www.ee-news.ch/de/medien/fachartikel/article/42466/kalte-nahwarme-in-dorsten-pionierprojekt-mit-warmepumpen-lauft-seit-vier-jahrzehnten-und-bleibt-weiter-im-rennen> (Abruf vom 12.04.2022).
- [47] Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH. *Emissionsfreie und klimaneutrale Gebäude durch Kalte Nahwärme: Baustellenbegehung in Maikammer*. 30. März 2021. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=fRqJyAk1nEg> (Abruf vom 02.05.2022).
- [48] Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH. *Modellprojekt in Maikammer Kalte Nahwärme in Neubaugebiet Eulbusch III*. 20. Apr. 2021. URL: <https://vg-maikammer.de/news/modellprojekt-in-maikammer-kalte-nahwaerme-in-neubaugebiet-eulbusch-iii/> (Abruf vom 02.05.2022).
- [49] Energieagentur Rheinland-Pfalz. *Stadtwerke Schifferstadt setzen als erstes Stadtwerk in Rheinland-Pfalz auf Kalte Nahwärme*. 24. Nov. 2015. URL: https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/20151124_Kalte_Nahwaerme_Schifferstadt.pdf (Abruf vom 06.04.2022).
- [50] Energiedienst Holding AG. *Wichtiger Projektschritt für kalte Nahwärme geschafft: 500.000-Liter-Pufferspeicher erfolgreich installiert*. 15. Okt. 2020. URL: <https://www.energiesdienst.de/presse-detail/news/2240-wichtigerprojektschrittfalkaltenahwrmegeschafft500000-liter-pufferspeichererfolgreichinstalliert/#:~:text=Mit%20der%20abgeschlossenen%20Erschlie%C3%9Fung%20des%20Neubaugebiets%20Weiermatten%20werden,einer%20Durchschnittstemperatur%20von%2015%20Grad%20Celsius%20als%20W%C3%A4rmequelle.> (Abruf vom 02.05.2022).

- [51] Energieservice Westfalen Weser GmbH. *Wärmeversorgung Stiegeplotte*. 21. Sep. 2016. URL: https://www.spenge.de/PDF/Pr%C3%A4sentation_W%C3%A4rmeversorgung_Stiegelpotte.PDF?ObjSvrID=1492&ObjID=3531&ObjLa=1&Ext=PDF&WTR=1&_ts=1475131298 (Abruf vom 05.05.2022).
- [52] Energieversorgung Dormagen (evd). *Kalte Nahwärme Schulstraße*. URL: <https://www.evd-dormagen.de/KNW?ConsentReferrer=https%3A%2F%2Fwww.bing.com%2F> (Abruf vom 15.04.2022).
- [53] Energy in Buildings and Communities Programme (EBC). *IEA EBC Annex 60*. URL: <http://www.iea-annex60.org/final-report.html> (Abruf vom 15.10.2022).
- [54] ESWE Versorgungs AG. *Projekt - Kalte Nahwärme*. URL: https://www.eswe-versorgung.de/fileadmin/user_upload/dateien/energieberatung/ESWE-Energie-KONZEPTE-Kalte-Nahwaerme.pdf (Abruf vom 05.05.2022).
- [55] EWT Handel und Beratung. *Kupfer-, Nickel- und Edelstahl gelötete Plattenwärmetauscher*. URL: https://www.edelstahl-waermetauscher.de/plattenwaermetauscher_shop_de.htm (Abruf vom 11.11.2022).
- [56] Forschungsverband Erneuerbare Energien. *Solarsiedlung am Ohrberg*. URL: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th1997/th1997_02_03.pdf (Abruf vom 23.04.2022).
- [57] Forschungszentrum Jülich GmbH. *Wärmedichte*. URL: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d14082-2/*/*/W%c3%a4rmedichte.html?op=Wiki.getwiki (Abruf vom 20.12.2022).
- [58] Frank GmbH. *PE 100-RC Rohrsysteme*. URL: <https://www.frank-gmbh.de/de/produkte/industrie/pe-rohrsysteme.php> (Abruf vom 15.06.2022).
- [59] Gautschi, T. „Energiekonzept Anergienetz Hönggerberg“. In: *ETH Zürich, Infrastrukturbereich Immobilien: Zürich, Switzerland* (2015).
- [60] Gemeinde Schlier. *Quartier - Am Bergle*. 24. Juni 2020. URL: <https://quartier-am-bergle-schlier.de/> (Abruf vom 27.04.2022).
- [61] Genath, B. *Nahwärme für Noorblick*. 3. Dez. 2021. URL: https://www.heizungsjournal.de/nahwaerme-fuer-noorblick_17949 (Abruf vom 25.04.2022).
- [62] GeoAlto GmbH. *Gewerbegebiet in Blurado Radolfzell*. URL: <https://www.geoalto.de/de/case-studies/blurado> (Abruf vom 04.05.2022).
- [63] GeoAlto GmbH. *Kalte Nahwärme in Königsmoos*. URL: <https://www.geoalto.de/de/case-studies/koenigsmoos> (Abruf vom 19.04.2022).

- [64] GeoAlto GmbH. *Kastanienallee am Teich*. URL: <https://www.geoalto.de/de/case-studies/kastanienallee-am-teich> (Abruf vom 19.04.2022).
- [65] GeoAlto GmbH. *Ludwigshöhviertel Darmstadt*. URL: <https://www.geoalto.de/de/case-studies/ludwigshoehviertel> (Abruf vom 19.04.2022).
- [66] Giel, T. *Kalte Nahwärme ist kein Widerspruch sondern eine Chance*. URL: https://www.tsb-energie.de/fileadmin/Redakteure/Veranstaltungen/Gebaeudeenergie/2017/Vortraege/Hr._Prof._Giel__TSB.pdf (Abruf vom 24.04.2022).
- [67] GmbH, E. N. *Energie Agentur Nordrhein Westfalen: Kaltes Nahwärmenetz im Bundesland Nordrhein Westfalen*. 13. März 2017. URL: <https://www.ee-news.ch/de/erneuerbare/article/35594/energie-agentur-nordrhein-westfalen-kaltes-nahwarmenetz-im-bundesland-nordrhein-westfallen> (Abruf vom 15.04.2022).
- [68] Grassi, W. *Heat pumps: fundamentals and applications*. Springer, 2017.
- [69] Greenhouse Media GmbH. *Eckernförde: Wärmepumpen heizen Quartier Noorblick*. URL: <https://www.waermepumpe-regional.de/eckernfoerde/eckernfoerde-waermepumpen-heizen-quartier-noorblick> (Abruf vom 26.04.2022).
- [70] Greenhouse Media GmbH. *Gelting: Erdkollektor und Luftwärme versorgen Baugebiet mit kalter Nahwärme*. URL: <https://www.waermepumpe-regional.de/gelting/gelting-erdkollektor-und-luftwaerme-versorgen-baugebiet-mit-kalter-nahwaerme> (Abruf vom 27.04.2022).
- [71] Greenhouse Media GmbH. *Kalte Nahwärme heizt bayerische Gemeinde Bodenmais*. URL: <https://www.waermepumpe-regional.de/bodenmais/kalte-nahwaerme-heizt-bayerische-gemeinde-bodenmais> (Abruf vom 13.04.2022).
- [72] Greenhouse Media GmbH. *Neue Stadt Wulfen heizt seit 70ern mit Wärmepumpennetz*. URL: <https://www.waermepumpe-regional.de/dorsten/neue-stadt-wulfen-heizt-seit-70ern-mit-waermepumpennetz> (Abruf vom 12.04.2022).
- [73] Greenhouse Media GmbH. *Reetdorf Geltinger Birk: Nachhaltiger Urlaub mit Erdwärme*. URL: <https://www.waermepumpe-regional.de/nieby/reetdorf-geltinger-birk-nachhaltiger-urlaub-mit-erdwaerme> (Abruf vom 17.04.2022).
- [74] Greenhouse Media GmbH. *Wohnquartier in Wiesbaden-Biebrich gewinnt Abwasserwärme zurück*. URL: <https://www.waermepumpe-regional.de/wiesbaden/wohnquartier-in-wiesbaden-biebrich-gewinnt-abwasserwaerme-zurueck> (Abruf vom 23.04.2022).
- [75] Häfner, F., Wagner, R.-M. und Meusel, L. „Wärmepumpen“. In: *Bau und Berechnung von Erdwärmeanlagen*. Springer, 2015, S. 21–25.

- [76] HanseWerk AG. *Startschuss für bidirektionale kalte Nahwärme. Sechs Mal weniger Energieeinsatz als bei klassischer Nahwärme.* 24. März 2022. URL: <https://www.prautonews.com/82999/startschuss-fuer-bidirektionale-kalte-nahwaerme-sechs-mal-weniger-energieeinsatz-als-bei-klassischer-nahwaerme/> (Abruf vom 19.04.2022).
- [77] Heizungsdiscount 24 GmbH. *Wärmepumpen Sole/Wasser.* URL: <https://www.heizungsdiscount24.de/waermepumpen/solewasser/> (Abruf vom 10.11.2022).
- [78] Heyden, E. *Kostenoptimale Abwärmerückgewinnung durch integriert-iteratives Systemdesign (KOARiiS).* Dissertation. 2016.
- [79] HHH Gesellschaft bürgerlichen Rechts. *HOAI 2021 Volltext.* URL: <https://www.hoai.de/hoai/volltext/hoai-2021/> (Abruf vom 03.11.2022).
- [80] Hirsch, H., Hüsing, F. und Rockendorf, G. „Modellierung oberflächennaher Erdwärmeübertrager für Systemsimulationen in TRNSYS“. In: *Dresden: BauSIM 2019* (2016).
- [81] Höckh, V. *Kostenanfrage kalte Nahwärme - Öchsner II.* Persönliche Kommunikation. Stadtwerke Rottenburg GmbH, 25. Mai 2022.
- [82] HydroTherm Consult GmbH. *Kaltes Nahwärmenetz mit zentralem Erdwärmesondenfeld.* URL: <https://hydro-therm.de/kaltes-nahwarmentz-mit-zentralem-erdwaermesondenfeld/> (Abruf vom 06.04.2022).
- [83] IHB GmbH Meisterbetrieb. *Stundenverrechnungssatz.* URL: <https://www.sanitaer-deutschland.de/unsere-leistungen/stundenverrechnungss%C3%A4tze/> (Abruf vom 12.10.2022).
- [84] Interreg Großregion GReNEFF. *Kaltes Nahwärmenetz in Harthausen.* URL: <https://www.greeneff-interreg.eu/de/blog/posts/2021-02-03-kaltes-nahwarmentz-in-harthausen> (Abruf vom 21.04.2022).
- [85] Jäger, A. *Kalte Nahwärme Baugebiet Hochvogelstraße Biberach.* URL: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/bwp_service/Forum_Waermepumpe/PDF/03_Nahwaerme_Bieberach_Alois_Jaeger.pdf (Abruf vom 18.04.2022).
- [86] Jürgensen, J. *Kalte Nahwärme für Neubaugebiete.* 6. Mai 2021. URL: https://norddeutsche-geothermietagung.de/vortraege/2021/NGT21_Juergensen.pdf (Abruf vom 16.04.2022).
- [87] Jürgensen, J. *Kalte Nahwärme in Quartieren.* 8. Dez. 2020. URL: https://www.windenergiecluster-mv.de/export/sites/windenergiecluster-mv/dokumente/20201208_vortraege-gruene-waerme-und-ptb-in-mv/03_juliajuergensen_stadtwerkesw_kalte_nahwaerme_in_quartieren.pdf (Abruf vom 19.04.2022).

- [88] Kaltschmitt, M., Streicher, W. und Wiese, A. *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2020. ISBN: 978-3-662-61189-0. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-61190-6>.
- [89] Käuffer Co. Management Holding GmbH. *Heizkostenvergleich*. URL: <https://www.kaeuffer.de/produkte/heizungsanlagen/heizkostenvergleich-welche-heizart-ist-am-guenstigsten/> (Abruf vom 14.12.2022).
- [90] KEA-BW Die Landesenergieagentur. *Murg heizt klimaneutral mit Geothermie*. URL: <https://www.kea-bw.de/kea-map/lightbox-1-1-3-1-4-1> (Abruf vom 03.05.2022).
- [91] Kern, A. *Bidirektionales Kalt-Wärme-Netz im Neubaugebiet Karl-May-Weg Fischerbach*. 21. Aug. 2017. URL: <https://www.badenova.de/downloads/unternehmen/engagement/innovationsfonds-downloads/unternehmensbereiche/stab/innovationsfonds/abschlussberichte/2013/2013-14-abschlussbericht-kwnetz-fischerbach.pdf> (Abruf vom 04.04.2022).
- [92] Kesselheld GmbH. *Kombispeicher*. URL: <https://www.kesselheld.de/kombispeicher/> (Abruf vom 07.11.2022).
- [93] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen. *Beispiel Kommunale Wärmeplanung Kalte Nahwärme in Neustadt am Rübenberge*. Sep. 2020. URL: https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_downloads/FaktenpapiereLeitfaeden/LeifadeKommWaermep lanung/051_2020-09-16_Leitfaden_KWaerme_Anlage-51_Neustadt.pdf (Abruf vom 16.04.2022).
- [94] Köfinger, M., Basciotti, D., Schmidt, R., Meissner, E., Doczekal, C. und Giovannini, A. „Low temperature district heating in Austria: Energetic, ecologic and economic comparison of four case studies“. In: *Energy* 110 (2016), S. 95–104.
- [95] König, K. W. *Agrothermie - Wärme aus dem Acker*. Mai 2017. URL: <http://envisage-gemeinde-wuestenrot.de/images/aktuelles/agrothermie-ivv.pdf> (Abruf vom 22.04.2022).
- [96] Konstantin, P. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer-Verlag, 2016, S. 21 ff.
- [97] Konstantin, P. und Konstantin, M. *Praxisbuch der Fernwärme- und Fernkälteversorgung*. Springer-Verlag, 2022. ISBN: 978-3-662-64342-6.
- [98] Koop, D. *Kalte Nahwärme: Eine Alternative zu Gasanschlusszwängen?* 19. Feb. 2020. URL: <https://www.haustec.de/heizung/waermepumpen/kalte-nahwaerme-eine-alternative-zu-gasanschlusszwaengen> (Abruf vom 14.04.2022).
- [99] Kostencheck. *Erdarbeit: welche Kosten fallen an?* URL: <https://kostencheck.de/erdarbeiten-kosten> (Abruf vom 10.09.2022).

- [100] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). *Anlage zum Merkblatt - Energieeffizient Bauen: Technische Mindestanforderungen*. URL: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003465_M_153_EEB_TMA_2018_04.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003465_M_153_EEB_TMA_2018_04.pdf) (Abruf vom 23.06.2022).
- [101] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). *Merkblatt - Energieeffizient Bauen*. URL: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003464_M_153.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003464_M_153.pdf) (Abruf vom 23.06.2022).
- [102] Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW. *Förderreport KfW Bankengruppe*. URL: https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%c3%b6rderreport/KfW-F%c3%b6rderreport_2020.pdf (Abruf vom 15.06.2022).
- [103] KSB SE & Co. KGaA. *KSBbuilding Consult*. URL: <https://ksbuilding-consult.com/StartMain.aspx> (Abruf vom 09.11.2022).
- [104] Landesrecht Niedersachsen. *Verordnung über Mindestanforderungen an Kindertagesstätten (1. DVO-KiTaG)*. URL: http://www.wmsg.lexsoft.de/cgi-bin/lexsoft/lexsoft.cgi?templateID=document&source=document&chosenIndex=13519&xid=147173,1&task=chose_fliesstext (Abruf vom 02.07.2020).
- [105] Lathuef, S. A., Mamilla, V. R. und Srinivasulu, M. „International Journal of Academic Studies“. In: ().
- [106] Lechwerke AG. *Kalte Nahwärme in der Praxis: Lechwerke und Stadtwerke Friedberg setzen innovatives Energiekonzept um - zentrale Gewinnung von Umweltwärme - dezentrale Erzeugung von Heizwärme in den Gebäuden durch Wärmepumpen*. 26. Nov. 2018. URL: <https://www.pressebox.de/inaktiv/lechwerke-ag/Kalte-Nahwaerme-in-der-Praxis-Lechwerke-und-Stadtwerke-Friedberg-setzen-innovatives-Energiekonzept-um-zentrale-Gewinnung-von-Umweltwaerme-dezentrale-Erzeugung-von-Heizwaerme-in-den-Gebaeuden-durch-Waermepumpen/boxid/932640> (Abruf vom 15.04.2022).
- [107] LEICON GmbH. *Dühhholzkämpfe Süd in Auhagen*. URL: <https://www.leicon-quartier.de/duehlholzkaempe-sued-in-auhagen/> (Abruf vom 11.04.2022).
- [108] Lorenz GmbH & Co KG. *Kombispeicher emailliert*. URL: <https://www.lorenz-behaelterbau.de/kombispeicher-emailliert.html> (Abruf vom 08.11.2022).
- [109] Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F. und Mathiesen, B. V. „4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems“. In: *Energy* 68 (2014), S. 1–11.
- [110] MacRae, M. „Realizing the benefits of community integrated energy systems. Study No. 45“. In: (1992).

- [111] Markt Burgheim. *Kaltes Nahwärmenetz (KNWN)*. URL: <https://www.burgheim.de/Leben-in-Burgheim/Bauen-Wohnen/Bauplaetze.htm/Seiten/Kaltes-Nahwaermenetz-KNWN.html> (Abruf vom 26.04.2022).
- [112] Meyer, J.-P. *Kaltes Nahwärmenetz versorgt Neubaugebiet*. 2. März 2017. URL: <https://www.sonnewindwaerme.de/solarthermie-waermepumpe/kaltes-nahwaermenetz-versorgt-neubaugebiet> (Abruf vom 14.04.2022).
- [113] Mobiheat GmbH. *Elektroheizkessel*. URL: <https://www.mobiheat.de/de/heizen/produkte/elektroheizkessel> (Abruf vom 20.11.2022).
- [114] Naturstrom AG. *Green Building-Quartier in Reichenbach*. URL: <https://www.naturstrom.de/immobilienwirtschaft/referenzprojekt-reichenbach> (Abruf vom 07.04.2022).
- [115] Naturstrom AG. *Klimaschutz-Quartier mit kalter Nahwärme*. 12. Juli 2019. URL: <https://sdg21.eu/db/klimaschutz-quartier-mit-kalter-nahwaerme> (Abruf vom 07.04.2022).
- [116] Nussbaumer, T., Thalmann, S., Jenni, A. und Knödel, J. *Planungshandbuch Fernwärme*. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie, 2021. ISBN: 3-908705-30-4.
- [117] Ochsner Wärmepumpen GmbH. *Wärmepumpe finden und Heizkosten berechnen*. URL: <https://www.ochsner.com/de-at/konfigurator/> (Abruf vom 03.11.2022).
- [118] Österreichischer Biomasse-Verband. *Erneuerbare Wärme - Schlüssel zur Energiewende*. URL: https://www.biomasseverband-ooe.at/uploads/media/Downloads/Erneuerbare_Waerme.pdf (Abruf vom 14.12.2022).
- [119] Österreichischer Biomasse-Verband. *Kosten Heizsysteme*. URL: https://www.biomasseverband-ooe.at/uploads/media/Downloads/Kosten_Heizsysteme_PA.pdf (Abruf vom 14.12.2022).
- [120] Paschotta, R. *Wärmepumpe*. URL: <https://www.energie-lexikon.info/waermepumpe.html> (Abruf vom 31.05.2022).
- [121] Pellegrini, M. und Bianchini, A. „The innovative concept of cold district heating networks: a literature review“. In: *Energies* 11.1 (2018), S. 236.
- [122] Pfalzwerke AG. *Bauherrenmappe Maikammer*. URL: https://www.pfalzwerke.de/pfalzwerke.de/downloads/maikammer/2021-07-5_Bauherrenmappe_Maikammer.pdf (Abruf vom 08.11.2022).
- [123] Pfalzwerke AG. *Kalte Nahwärme – Unsere Pilotprojekte im Detail*. 4. Aug. 2020. URL: https://www.pfalzwerke.de/kalte-nahwaerme-pilotprojekte_a456048 (Abruf vom 02.05.2022).

- [124] Pfalzwerke AG. *Technische Anschlussbedingungen*. 15. Mai 2019. URL: https://www.pfalzwerke.de/pfalzwerke.de/downloads/maikammer/TAB_Kalte_Nahwaerme_Eulbusch-III.pdf (Abruf vom 08.11.2022).
- [125] Pietruschka, D. *Kalte Nahwärme: agrothermische Wärmeversorgung einer Plusenergiesiedlung*. März 2013. URL: https://www.bbr-online.de/fileadmin/bbr-daten/Hefte_2013/2013_03/bbr_0313_58_63_Pietruschka.pdf (Abruf vom 23.04.2022).
- [126] Projektträger Jülich - Forschungszentrum Jülich GmbH. *Netzform*. URL: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi?op=enargus.eps2> (Abruf vom 10.06.2022).
- [127] Python Software Foundation. *Unittest - Uni testing framework*. URL: <https://docs.python.org/3/library/unittest.html> (Abruf vom 14.10.2022).
- [128] Rädisch, S. E. *Nahwärme: Kaltes Netz in Dollnstein*. 4. Aug. 2016. URL: <https://blog.paradigma.de/kaltes-netz-energie-dollnstein/> (Abruf vom 23.04.2022).
- [129] Rafferty, K. „Design Aspects of Commerical Open-Loop Heat Pump Systems“. In: (2001).
- [130] Regionalverband FrankfurtRheinMain. *Kalte Nahwärme Bad Nauheim Süd*. URL: <https://www.klimaenergie-frm.de/Klima-Energie/Konzepte-Projekte/Energie-erleben/Kalte-Nahw%C3%A4rme-Bad-Nauheim-S%C3%BCd/?La=1> (Abruf vom 14.04.2022).
- [131] Reiners, T. Y. N. *Auslegung kalter Wärmenetze zur regenerativen Quartiersversorgung am Beispiel der Nutzung von Grubenwasserwärme im Wohnquartier Wasserstadt Aden*. Dissertation. 2020.
- [132] Rezaie, B. und Rosen, M. „District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements“. In: *Applied energy* 93 (2012), S. 2–10.
- [133] Rossbach, H.-J. *Kalte Nahwärme Schifferstadt*. Stadtwerke Schifferstadt. 3. Mai 2017. URL: https://www.tsb-energie.de/fileadmin/Redakteure/Veranstaltungen/Gebaeudeenergie/2017/Vortraege/Hr._Rossbach__Stadtwerke_Schifferstadt.pdf (Abruf vom 08.11.2022).
- [134] Ruesch, F. und Haller, M. „Potential and limitations of using low-temperature district heating and cooling networks for direct cooling of buildings“. In: *Energy Procedia* 122 (2017), S. 1099–1104.
- [135] Ruhr Verlags GmbH. *Kalte Nahwärme: Nachhaltig und kostengünstig*. 29. Mai 2020. URL: <https://mein-herne.com/2020/05/29/kalte-nahwaerme-nachhaltig-und-kostenguenstig/> (Abruf vom 29.04.2022).
- [136] Schell, W. *Kostenanfrage BlueBox TETRIS SKY R7*. Persönliche Kommunikation. Swegon Germany GmbH, 12. Dez. 2022.

- [137] Schlei, I. *Kalte Wärme - Herausforderung Zukunft am Beispiel Hüttengelände Neustadt*. 6. Mai 2021. URL: https://www.norddeutsche-geothermietagung.de/vortraege/2021/NGT21_Schlei.pdf (Abruf vom 16.04.2022).
- [138] Schleswiger Stadtwerke GmbH. *Zertifizierung des Primärenergiefaktors nach FW 309 Teil 1 für das Kalte Nahwärme-Netz mit Erdkollektor Geltinger Bucht in 24395 Gelting der Schleswiger Stadtwerke GmbH*. 9. Nov. 2017. URL: https://www.schleswigernetz-sh.de/fileadmin/redakteure/Downloads_SL/Kurzbericht_PEF_GeltingerBucht_2017-11-09.pdf (Abruf vom 27.04.2022).
- [139] Schleswiger Stadtwerke GmbH. *Zertifizierung des Primärenergiefaktors nach FW 309 Teil 1 für das Kalte Nahwärmenetz Berender Redder in 24837 Schleswig der Schleswiger Stadtwerke GmbH*. 18. Sep. 2014. URL: https://www.schleswigernetz-sh.de/fileadmin/redakteure/Downloads_SL/Kurzbericht_PEF_BerenderRedder.pdf.
- [140] Schmid, W. *Eisspeicher und kalte Fernwärme*. 23. Juli 2013. URL: <https://www.sbz-online.de/heizung/verbesserte-leistungszahlen-eisspeicher-und-kalte-fernwaerme> (Abruf vom 08.04.2022).
- [141] Schmitz, K. und Dornberger, J. *AGFW - Hauptbericht 2020*. AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Aug. 2021.
- [142] Schroeren, E. *Langfristig klimafreundliche Wärmeversorgung für Solarsiedlung Ohrberg gesichert*. 8. Dez. 2021. URL: <https://medien.ww-energie.com/pressreleases/langfristig-klimafreundliche-waermeversorgung-fuer-solarsiedlung-ohrberg-gesichert-3149591> (Abruf vom 03.05.2022).
- [143] Schug, L. M. *Kostenanfrage Geothermiekollektorfeld*. Persönliche Kommunikation. Steinhäuser GmbH, 12. Juli 2022.
- [144] Sonnet, P. *Brunnen für Geothermie-Projekt fertiggestellt*. 10. März 2014. URL: <https://www.troisdorf.de/de/rathaus-service/aktuell/nachrichtenarchiv/2014/maerz/brunnen-fuer-geothermie-projekt-fertiggestellt/> (Abruf vom 11.04.2022).
- [145] Stadtwerke Herne. *Kalte Nahwärme fürs Albert-Schweitzer-Carre*. URL: <https://www.stadtwerke-herne.de/presse/mitteilungen/kalte-nahwaerme-fuers-albert-schweitzer-carre> (Abruf vom 29.04.2022).
- [146] Stadtwerke Neustadt a. Rbge. GmbH. *NeuWärme Klima*. URL: <https://www.stadtwerke-neustadt.de/services/service/preisblaetter> (Abruf vom 15.06.2022).
- [147] Stadtwerke Rottenburg. *Kalte Nahwärme Baugebiet Öchsner*. 11. März 2020. URL: <https://www.sw-rottenburg.de/de/Energie/Waerme/Nahwaerme/2020-03-09-Infoveranstaltung-Vers01-oBU-OR-20200311.pdf> (Abruf vom 12.04.2022).

- [148] Stadtwerke Rottenburg am Neckar GmbH. *Kalte Nahwärme Baugebiet Öchsner II*. URL: <https://www.sw-rottenburg.de/kaltwarm> (Abruf vom 20.09.2022).
- [149] Stadtwerke Rottenburg am Neckar GmbH. *Technische Anschlussbedingungen*. URL: <https://www.sw-rottenburg.de/de/Energie/Waerme/Baugebiet-Oechsner-II/Kalte-Nahwaerme-Baugebiet-Oechsner-II/KNW-Waermelieferung-Oechsner-TAB.pdf> (Abruf vom 01.11.2022).
- [150] Stadtwerke SH GmbH & Co. KG. *Kalte Nahwärme in Schleswig*. URL: <https://www.stadtwerke-sh.de/schleswig/produkte/waerme/kalte-nahwaerme/projekt-in-schleswig> (Abruf vom 08.11.2022).
- [151] Stadtwerke Soest GmbH. *Kalte Nahwärme Soester Norden*. URL: <https://knw.stadtwerke-soest.de/files/kalte-nahwaerme/pdf/s12-00-23-102a-kalte-nahwaerme-01-2021-web.pdf> (Abruf vom 07.04.2022).
- [152] Stadtwerke Soest GmbH. *Neuer Soester Norden*. URL: <https://knw.stadtwerke-soest.de/> (Abruf vom 08.11.2022).
- [153] Stadtwerke Soest GmbH. *Technische Anschlussbedingungen*. 11. März 2022. URL: <https://www.stadtwerke-soest.de/node/1732> (Abruf vom 08.11.2022).
- [154] Stadtwerke Troisdorf GmbH. *Praxisbeispiel Geothermie in Troisdorf*. 20. Juni 2017. URL: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/bwp_service/Forum_Waermepumpe/PDF/05_Nahwaerme_Troisdorf_Ferro.pdf (Abruf vom 11.04.2022).
- [155] Stadtwerke Tübingen GmbH. *Innovative Wärme im Neubaugebiet: Stadtwerke planen ein kaltes Nahwärmenetz in Tübingen-Bühl*. 11. März 2021. URL: <https://www.swtue.de/unternehmen/presse/pressemitteilungen/detail/innovative-waerme-im-neubaugebiet-stadtwerke-planen-ein-kaltes-nahwaermenetz-in-tuebingen-buehl.html> (Abruf vom 03.05.2022).
- [156] Stadtwerke Warendorf GmbH. *Nahwärme in de Brinke*. URL: <https://www.stadtwerke-warendorf.de/indebrinke> (Abruf vom 05.04.2022).
- [157] Stadtwerke Warendorf GmbH. *Technische Anschlussbedingungen für den kundenseitigen Anschluss an das kalte Nahwärmenetz*. 6. Juli 2021. URL: https://www.stadtwerke-warendorf.de/Energie/Waerme/__attic__20210920_123626__Waerme/TAB-KN-kalte-Nahwaerme.pdf (Abruf vom 07.11.2022).
- [158] Statistisches Bundesamt (Destatis). *Bautätigkeit Nichtwohngebäude Neubau*. URL: https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html (Abruf vom 02.05.2022).
- [159] Statistisches Bundesamt (Destatis). *Kindertagesbetreuung*. URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Soziales/Kindertagesbetreuung/_inhalt.html (Abruf vom 15.06.2022).

- [160] Statistisches Bundesamt (Destatis). *Statistik der Baufertigstellungen*. URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=statistikTabellen&selectionname=31121#abreadcrumb> (Abruf vom 05.05.2022).
- [161] Steckmeister, J. *Energieversorgung der Weiermatten ist ein Leuchtturmprojekt mit hohen Hürden*. 24. März 2022. URL: <https://www.badische-zeitung.de/energieversorgung--der-weiermatten-ist-ein-leuchtturmprojekt-mit-hohen-huerden--210847900.html> (Abruf vom 02.05.2022).
- [162] Steinhäuser GmbH & Co. KG. *Projekt Dühlholzkämme Süd*. URL: <https://ht-steinhaeuser.de/kalte-nahwaerme/projekte/duehlholzkaempe-sued-auhagen> (Abruf vom 11.04.2022).
- [163] Südkurier. *Energiedienst will Baugebiet Auf Leim künftig mit kalter Nahwärme versorgen*. 26. Feb. 2020. URL: <https://www.suedkurier.de/region/hochrhein/murg/Energiedienst-will-Baugebiet-Auf-Leim-kuenftig-mit-kalter-Nahwaerme-versorgen;art372614,10453466> (Abruf vom 03.05.2022).
- [164] Sulzer, M. und Hangartner, D. „Kalte Fernwärme (Anergienetze)-Grundlagen-/Thesepapier“. In: *Horw: Hochschule Luzern, Zentrum für Integrale Gebäudetechnik* (2014).
- [165] Sulzer, M., Werner, S., Mennel, S. und Wetter, M. „Vocabulary for the fourth generation of district heating and cooling“. In: *Smart Energy 1* (2021), S. 100003.
- [166] Swegon Germany GmbH. *BlueBox TETRIS SKY R7*. URL: <https://www.swegon.com/de/produkte/kuhlen--heizen/luftgekuehlte-kaeltemaschinen-und-waermepumpen/tetris-sky-r7/> (Abruf vom 12.11.2022).
- [167] Thüringer Energie AG (TEAG). *Thüringer Wärme Service errichtet erstes kaltes Nahwärmenetz für Thüringen*. 21. Apr. 2021. URL: https://www.thueringerenergie.de/Ueber_uns/Mediathek/News/Newsroom_kaltes-nahwaermenetz-thueringen (Abruf vom 28.04.2022).
- [168] TWL Technologie GmbH. *Hygiene-Kombispeicher*. URL: <https://twl-technologie.de/?url=de/137438-Hygiene-Kombispeicher> (Abruf vom 07.11.2022).
- [169] Umweltbundesamt. *Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in Deutschland in den Jahren 2001 bis 2021*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren> (Abruf vom 14.10.2022).
- [170] Urbansky, F. *Wohnquartier mit Sandwichkollektoren und kalter Nahwärme*. Okt. 2021. URL: https://www.tga-praxis.de/sites/default/files/public/data-fachartikel/MGT_2021_10_Wohnquartier-mit-Sandwichkollektoren-und-kalter-Nahwaerme_50-52.pdf (Abruf vom 24.04.2022).

- [171] Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI). *Berechnung des instationären thermischen Verhaltens von Räumen und Gebäuden - Raummodell*. Juni 2015.
- [172] Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI). *Thermische Nutzung des Untergrunds*.
- [173] Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI). *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. Sep. 2012.
- [174] Verein Deutscher Ingenieure VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (GVC). *Vdi-Wärmeatlas*. Springer, 2006.
- [175] Vetterli, N., Sulzer, M. und Menti, U. „Energy monitoring of a low temperature heating and cooling district network“. In: *Energy Procedia* 122 (2017), S. 62–67.
- [176] Viessmann Climate Solutions SE. *Vitocal 350-G*. URL: https://www.viessmann.de/de/produkte/waermepumpe/vitocal-350-g.html#waypoint_content_navigation_start (Abruf vom 05. 11. 2022).
- [177] WATERKOTTE GmbH. *Kalte Nahwärme in Schifferstadt*. URL: <https://www.waterkotte.de/informationen/kalte-nahwaerme/> (Abruf vom 06. 04. 2022).
- [178] Wirtschaftsbetriebe Neustadt am Rübenberge GmbH. *Das Hüttengelände*. URL: <https://www.ideenstadtwerke.de/ueber-uns/projekte/huettingelaende> (Abruf vom 16. 04. 2022).
- [179] Wirtz, M., Schreiber, T. und Müller, D. *Survey of 53 5th Generation District Heating and Cooling (5GDHC) Networks in Germany*. Juli 2022. URL: https://www.researchgate.net/publication/361764356_Survey_of_53_5th_Generation_District_Heating_and_Cooling_5GDHC_Networks_in_Germany?channel=doi&linkId=62c413853f38b17066d44e76&showFulltext=true (Abruf vom 15. 09. 2022).
- [180] Younger, P. „Ground-coupled heating-cooling systems in urban areas: how sustainable are they?“ In: *Bulletin of Science, Technology & Society* 28.2 (2008), S. 174–182.
- [181] Zeh, R., Ohlsen, B., Philipp, D., Bertermann, D., Kotz, T., Jocić, N. und Stockinger, V. „Large-Scale Geothermal Collector Systems for 5th Generation District Heating and Cooling Networks“. In: *Sustainability* 13.11 (2021). ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su13116035. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/11/6035>.
- [182] Zeh, R. *KNW-Opt: Monitoring eines dezentralen Wärmepumpenverbandes vom Gebäude bis zur Quelle*. 1. Okt. 2020. URL: <https://www.itg-salzburg.at/media/veranstaltungen/2010/BAB2020-04-Kalte-Nahwaerme-Zeh.pdf> (Abruf vom 14. 04. 2022).
- [183] Zeh, R., Ohlsen, B. und Stockinger, V. *Kalte Nahwärme und oberflächennahe Geothermie im urbanen Raum*. type. Energie PLUS Concept GmbH, Sep. 2019. URL: https://www.researchgate.net/publication/336412782_Kalte_Nahwaerme_und_oberflaechennahe_Geothermie_im_urbanen_Raum (Abruf vom 10. 11. 2022).



- [184] Zeh, R. und Stockinger, V. *Kalte Nahwärme-Wärme-und Kälteversorgung der Zukunft für Quartiere; Bd. 1; Ingenieur Spiegel*. 2018.

Anhang



A Marktrecherche - Daten der Projekte

Tabelle A.1: Standort und Projektzeitraum der recherchierten kalten Wärmenetze

Projektstandort	Baugebiet	Projekt-		Quellen
		start	ende	
Auhagen	Dühlholzkämme Süd	2021		[107, 162]
Aurich	Sportarena	2009	2013	[33, 140]
Bad Nauheim	Bad Nauheim Süd	2019	2024	[130, 182]
Biberach	Hochvogelstraße		2016	[41, 85]
Bodenmais			2014	[71]
Burgheim	Am Vohbach	2020		[26, 111]
Darmstadt	Kastanienallee am Teich	2022		[64]
Darmstadt	Ludwigshöhviertel	2021		[65]
Dollnstein			2015	[128]
Dormagen	Stürzelberg		2021	[52]
Dorsten-Wulfen	Barkenberg	1977	1982	[46, 72]
Eckernförde	Noorblick	2017	2022	[23, 61, 69]
Fischerbach	Karl-May-Weg	2013	2016	[25, 91]
Friedberg	Afrastraße		2018	[27, 106]
Gelting	Geltinger Bucht	2017		[70, 138]
Harthausen	Südlicher Wooggraben	2021		[84]
Herne	Röhlinghausen	2020		[135, 145]
Husby	Bregning West	2019		[87]
Königsmoos	BGM.-Bitterwolf-Straße, Kirchfeld	2021		[63]
Maikammer	Eulbusch III	2021		[47, 48, 123]
Mainz	Küferweg	2007	2011	[66]
Mainz	Sohnius-Weide	2012	2017	[67, 98, 112]
March-Hugstetten	Neumatten	2008		[44]
Murg	Auf Leim	2019		[90, 163]
Neustadt am Rübenberge	Hüttengelände	2019		[93, 137, 178]
Nieby	Reetdorf Geltinger Birk	2016	2020	[73, 86]
Ohrberg		1997	2001	[56, 142]
Radolfzell	Blurado Radolfzell	2021		[62]
Reichenbach a. d. Fils		2019		[114, 115]
Rieseby		2019		[87]
Rottenburg	Öchsner II	2019	2021	[147]
Schallstadt	Weiermatten	2019	2022	[50, 161]
Schifferstadt	Max-Ernst-Straße	2015	2017	[49, 82, 177]
Schleswig	Berender Redder	2014	2019	[86, 139]
Schleswig	Wichelkoppeln ErdEis II	2019	2022	[170]
Schlier	Am Bergele	2020		[45, 60]
Soest	Soester Norden	2020		[151]
Spenge	Stiegeplotte	1993		[51]
Stolpe	Kräuterpark	2022		[76]
Troisdorf	Im Moselfeld, Fritz-Erler-Straße		2014	[144, 154]
Tübingen Bühl	Obere Kreuzäcker	2022		[155]
Warendorf	In de Brinke	2019	2022	[156]
Werther	Lehmkuhle	2021		[167]
Wiesbaden-Biebrich	Schlosspark	2019	2020	[54, 74]
Wüstenrot	Vordere Viehweide	2012	2017	[43, 95, 125]

Tabelle A.2: Informationen zu den Verbrauchern sowie Energie- und Medienfluss der recherchierten kalten Wärmenetze basierend auf den Quellen von Tabelle A.1

Netzwerk	Bidirektional	Energiefluss	Anzahl		Wärmebedarf in MWh/a
			Gebäude	WE	
Auhagen	ja		25		
Aurich	nein		1		
Bad Nauheim	ja	aktiv	180	400	3.000
Biberach	ja	aktiv	45		570
Bodenmais	nein		19		
Burgheim	ja	passiv	40		
Darmstadt (K.a.T.)	ja		47		
Darmstadt (L.)	ja				
Dollnstein	nein		47		
Dormagen	ja				
Dorsten-Wulfen	nein			110	
Eckernförde	nein		10	91	410
Fischerbach	ja	passiv	24		300
Friedberg	nein	aktiv		250	
Gelting	nein		130	150	1.050
Harthausen	ja	passiv	33		
Herne				94	
Husby				30	
Königsmoos	ja	passiv	70		
Maikammer	ja	passiv	52		
Mainz (K.)	ja		13		32
Mainz(S.-W.)	nein	aktiv	17		200
March-Hugstetten	ja	aktiv		151	1.600
Murg	ja		50		
Neustadt a.R.	ja	aktiv	116	600	3.000
Nieby	ja		48		
Ohrberg	nein		82		906
Radolfzell	ja			Industrie	
Reichenbach a.d.F.	ja		41	41	353
Rieseby				65	
Rottenburg	ja	aktiv	55		1.000
Schallstadt	ja			170	1.200
Schifferstadt	ja	passiv	40		
Schleswig (B.R.)	ja			250	1.593
Schleswig(W.)	ja		60		
Schlier	ja			86	
Soest	ja	aktiv		600	
Spenge	nein			70	650
Stolpe	ja			34	
Troisdorf	nein	aktiv		66	
Tübingen Bühl	ja		36		
Warendorf	ja	aktiv		500	2.600
Werther	ja	aktiv	33	33	
Wiesbaden-Biebrich	nein	aktiv		100	500
Wüstenrot	ja		25		288

Tabelle A.3: Zentrale Quelle/Senke der recherchierten kalten Wärmenetze basierend auf den Quellen von Tabelle A.1

Netzwerk	Quelle/Senke
Auhagen	Geothermiekollektorfeld (7.800 m ²)
Aurich	Abwasser-Abwärme (30-90 m ³ /h: bis zu 1,5 MW _{th} mit 12-25 °C)
Bad Nauheim	Zweischichtiges Geothermiekollektorfeld (2 x 11.200 m ²)
Biberach	35 Geothermiesonden (200 m tief)
Bodenmais	Solarthermie(110 m ²), Winter: Biomasse (400 kW), BHKW (250 kW _{th}), Gaskessel (300 kW)
Burgheim	64 Geothermiesonden (200 m tief)
Darmstadt (K.a.T.)	Seewasser (4,5-6 m tief)
Darmstadt (L.)	64 Geothermiesonden (130 m tief)
Dollnstein	Solarthermie (100 m ²), Grundwasser Wärmepumpe (440 kW), Winter weitere
Dormagen	26 Geothermiesonden
Dorsten-Wulfen	Grundwasser-Brunnen
Eckernförde	Zweischichtiges Geothermiekollektorfeld (4.000 m ² , 250 kW), Solarabsorber
Fischerbach	Geothermiekollektorfeld, Solarthermie (90 m ²)
Friedberg	Grundwasser-Brunnen
Gelting	Geothermiekollektorfeld (2.700 m ²), Luft-Wärmepumpe (42 kW)
Harthausen	Geothermiesonden
Herne	56 Geothermiesonden (bis zu 120 m tief)
Husby	Geothermiekollektor
Königsmoos	116 Geothermiesonden (70 m tief)
Maikammer	Geothermiesonden (145 m tief)
Mainz	Vertikale U-Rohr Geothermiesonden (300 m tief)
Mainz	Solarthermie (43 m ²), Geothermiekollektorfeld
March-Hugstetten	12 Grundwasser Brunnen
Murg	32 Geothermiesonden (160 m tief)
Neustadt a.R.	Zweischichtiges Geothermiekollektorfeld (15.400 m ²)
Nieby	Geothermiekollektorfeld
Ohrberg	Flusswasser-Wärmepumpe
Radolfzell	Geothermiekollektorfeld (zwischen 20.000 und 30.000 m ²)
Reichenbach a.d.F.	Geothermiekollektorfeld (3.900 m ² , 200 kW)
Rieseby	Geothermiekollektorfeld
Rottenburg	Geothermiekollektorfeld (9.000 m ²)
Schallstadt	Abwasser-Abwärme, Speicher (500 m ³)
Schifferstadt	28 Geothermiesonden (95 m tief)
Schleswig (B.R.)	Geothermiekollektorfeld (150 kW), Abwasser-Abwärme (100 kW), Reserve: Gaskessel (320 kW)
Schleswig(W.)	Geothermiekollektorfeld, Solarthermie, Erdeisspeicher
Schlier	Geothermiesonden (80 m tief)
Soest	Geothermiekollektorfeld
Spenge	Geothermiesonden, Wärmepumpe, Gaskessel, BHKW
Stolpe	22 Geothermiesonden
Troisdorf	4 Grundwasser-Brunnen
Tübingen Bühl	Grundwasser-Brunnen (50 m ³ /h mit 10-12 °C)
Warendorf	116 Geothermiesonden (150 m tief)
Werther	Geothermiekollektorfeld (8.000 m ²)
Wiesbaden-Biebrich	Abwasser-Abwärme
Wüstenrot	Zweischichtiges Geothermiekollektorfeld (15.000 m ² , 450 kW)

Tabelle A.4: Weitere Netzdaten sowie Betriebsdaten der recherchierten kalten Wärmenetze basierend auf den Quellen von Tabelle A.1

Netzwerk	Temperatur in °C	Wärme- kapazität in kW	Länge in m	JAZ WP _{dez.}	f _{PF}
Auhagen					
Aurich	12-25	1.500	1.500	∅ 4,5	
Bad Nauheim	∅ 10	1.400	13.000		0,5
Biberach	0-20		2.440		
Bodenmais	Mai-Sep.: 20-40		950		
Burgheim					
Darmstadt (K.a.T.)		160			
Darmstadt (L.)	4-10	280			
Dollnstein	Mai-Sep.: 30		1.800		
Dormagen					0,4
Dorsten-Wulfen	∅ 10	1.100	1.200		
Eckernförde	0-20	300	700		
Fischerbach	-5-20	185	1.000	∅ 4,2	
Friedberg	8-13		1.300		
Gelting	0-20	580	10.000		
Harthausen	5-15		550		
Herne			400		
Husby					
Königsmoos		350			
Maikammer	5-10				
Mainz					
Mainz	4-21		1.200	∅ 4,23	
March-Hugstetten	10-12	760	2.500		
Murg	∅ 13		2.500		
Neustadt a.R.			9.000		0,5
Nieby					
Ohrberg	∅ 12				
Radolfzell		750			
Reichenbach a.d.F.	8-10	200	1.013		
Rieseby					
Rottenburg			1.000		
Schallstadt		700	2.200		
Schifferstadt	6-15	230	780		0,4
Schleswig (B.R.)	∅ 12	572	7.500		0,5
Schleswig(W.)	4-5	300			
Schlier	7-14				
Soest	-2-10				0,4
Spenge		900			
Stolpe					
Troisdorf	10-12			3,8-4,7	0,1
Tübingen Bühl		300			
Warendorf	5-15		5.500		0,5
Werther					
Wiesbaden-Biebrich	∅ 8				
Wüstenrot	2,5-15,9	140		∅ 4,4	

B Kenndaten der Entwicklung - Quartier 1

Tabelle B.1: Daten der verwendeten Musterhäuser für Quartier 1

Beispielhaustyp	Wohnfläche in m ²	Geschosszahl	Länge in m	Breite in m	Geschosshöhe in m	Wohn-einheiten	Anzahl in Quartier 1
EFH ₁₅₀	150,48	2	13,99	7,49	2,8	1	25
EFH ₁₅₂	151,53	2	12,49	8,49	2,8	1	26
EFH ₁₅₃	153,31	2	10,49	10,24	2,82	1	25
ZFH ₂₂₅	224,92	2	10,24	13,98	2,82	2	9
MFH ₂₇₀	269,54	2	15,24	13,24	2,82	3	2
MFH ₃₅₁	350,56	2	16,5	11,5	2,9	4	2
MFH ₅₉₈	597,54	4	15,28	12,74	2,81	8	1
MFH ₆₀₃	603,34	3	25,82	10,7	2,82	5	1
MFH ₇₅₄	754,24	4	17,49	15,85	2,89	11	2
MFH ₉₃₀	930,07	4	25,24	12,74	2,75	10	1
MFH ₁₁₀₈	1.107,51	4	32,35	12,49	2,74	23	2
MFH ₁₂₁₄	1.214,15	3	22,33	21,7	2,95	12	1
MFH ₁₄₉₈	1.497,8	5	23,77	20,49	2,77	13	1
MFH ₁₇₁₇	1.717,42	4	27,49	23,49	2,73	18	1

Tabelle B.2: Eckdaten aller Gebäude von Quartier 1

Bezeichnung	Fläche in m ²	Geschosszahl	Geschosshöhe in m	Wohn-einheiten	Gebäude-typ	Dämm-standard	Fenster-anteil
b0001	224,92	2	2,82	2	ZFH	GEG	0,2
b0002	224,92	2	2,82	2	ZFH	GEG	0,2
b0003	224,92	2	2,82	2	ZFH	KfW40	0,2
b0004	224,92	2	2,82	2	ZFH	KfW55	0,2
b0005	224,92	2	2,82	2	ZFH	KfW55	0,2
b0006	224,92	2	2,82	2	ZFH	GEG	0,2
b0007	224,92	2	2,82	2	ZFH	KfW55	0,2
b0008	224,92	2	2,82	2	ZFH	KfW55	0,2
b0009	224,92	2	2,82	2	ZFH	KfW40	0,2
b0010	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0011	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0012	150,48	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0013	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0014	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0015	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0016	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0017	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0018	150,48	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0019	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0020	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0021	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0022	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0023	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2

weiter auf der nächsten Seite

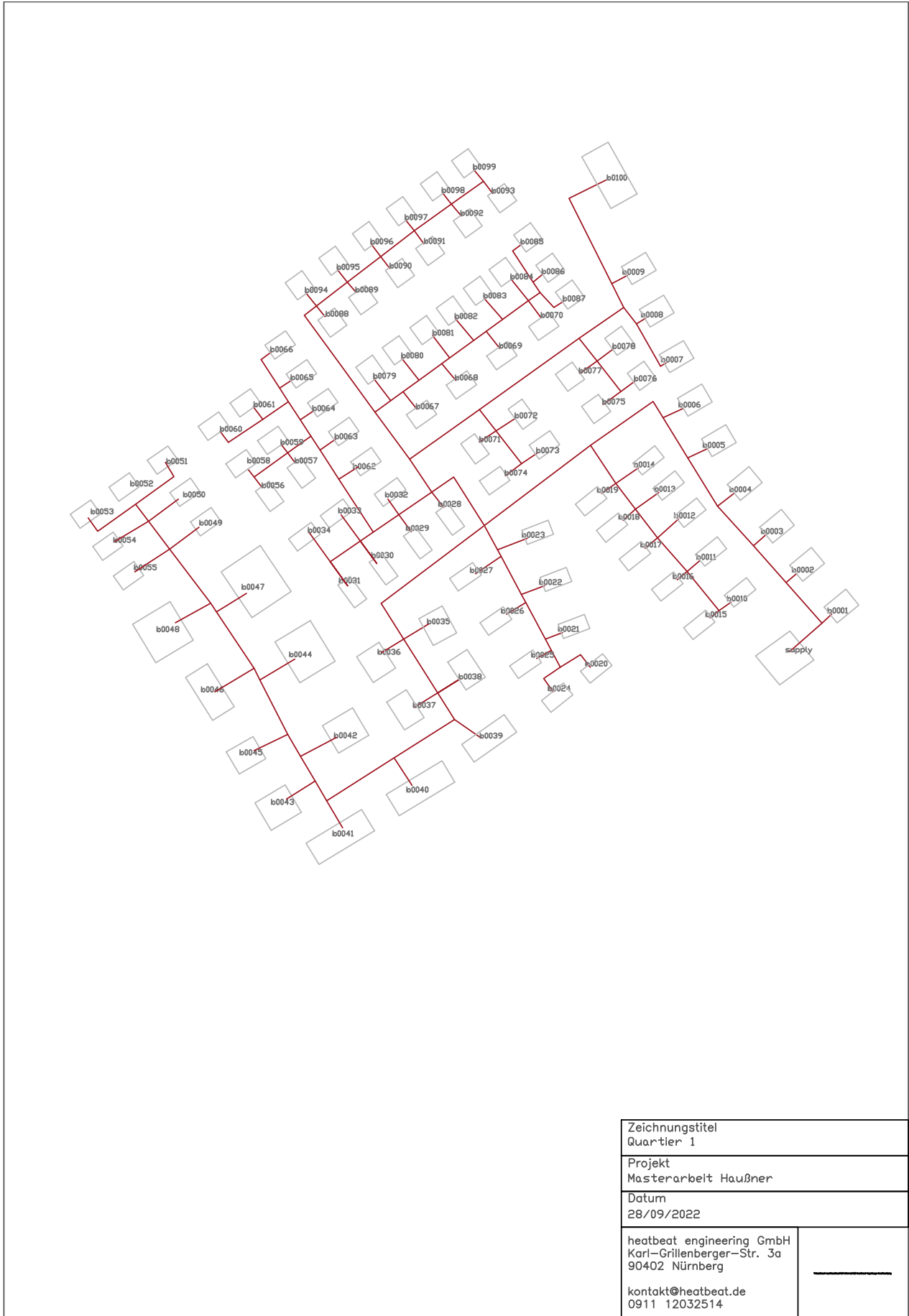
Tabelle B.2 – Fortsetzung der vorherigen Seite

Bezeichnung	Fläche in m ²	Geschosszahl	Geschosshöhe in m	Wohn-einheiten	Gebäude-typ	Dämm-standards	Fenster-anteil
b0024	150,48	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0025	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0026	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0027	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0028	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0029	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0030	150,48	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0031	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0032	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0033	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0034	150,48	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0035	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW55	0,2
b0036	269,54	2	2,82	3	MFH	GEG	0,2
b0037	350,56	2	2,9	4	MFH	KfW55	0,2
b0038	350,56	2	2,9	4	MFH	KfW55	0,2
b0039	603,34	2	2,82	5	MFH	KfW40	0,2
b0040	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW55	0,2
b0041	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW55	0,2
b0042	754,24	4	2,888	11	MFH	GEG	0,2
b0043	754,24	4	2,888	11	MFH	KfW55	0,2
b0044	1.497,8	5	2,77	13	MFH	KfW55	0,2
b0045	597,54	4	2,814	8	MFH	KfW40	0,2
b0046	930,07	4	2,75	10	MFH	KfW55	0,2
b0047	1.717,42	4	2,7325	18	MFH	KfW55	0,2
b0048	1.214,15	3	2,953	12	MFH	GEG	0,2
b0049	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0050	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0051	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0052	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0053	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0054	151,53	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0055	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0056	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0057	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0058	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0059	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0060	151,53	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0061	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0062	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0063	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0064	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0065	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0066	151,53	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0067	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0068	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0069	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW40	0,2
b0070	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0071	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2

weiter auf der nächsten Seite

Tabelle B.2 – Fortsetzung der vorherigen Seite

Bezeichnung	Fläche in m ²	Geschoss- zahl	Geschosshö- he in m	Wohn- einheiten	Gebäude- typ	Dämm- standard	Fenster- anteil
b0072	151,53	2	2,8	1	EFH	GEG	0,2
b0073	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0074	151,53	2	2,8	1	EFH	KfW55	0,2
b0075	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW40	0,2
b0076	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0077	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0078	153,31	2	2,82	1	EFH	GEG	0,2
b0079	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0080	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0081	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW40	0,2
b0082	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0083	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0084	153,31	2	2,82	1	EFH	GEG	0,2
b0085	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0086	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0087	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW40	0,2
b0088	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0089	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0090	153,31	2	2,82	1	EFH	GEG	0,2
b0091	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0092	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0093	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW40	0,2
b0094	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0095	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0096	153,31	2	2,82	1	EFH	GEG	0,2
b0097	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0098	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW55	0,2
b0099	153,31	2	2,82	1	EFH	KfW40	0,2
b0100	442,5	1	3,1		Kita	KfW55	0,2



Zeichnungstitel Quartier 1	
Projekt Masterarbeit Hausner	
Datum 28/09/2022	
heatbeat engineering GmbH Karl-Grillenberger-Str. 3a 90402 Nürnberg kontakt@heatbeat.de 0911 12032514	

C Kenndaten der Entwicklung - Quartier 2

Tabelle C.1: Daten der verwendeten Musterhäuser für Quartier 2

Beispielhaustyp	Wohnfläche in m ²	Geschosszahl	Länge in m	Breite in m	Geschosshöhe in m	Wohn-einheiten	Anzahl in Quartier 2
MFH ₂₇₀	269,54	2	15,24	13,24	2,82	3	7
MFH ₃₅₁	350,56	2	16,5	11,5	2,9	4	6
MFH ₅₉₈	597,54	4	15,28	12,74	2,81	8	4
MFH ₆₀₃	603,34	3	25,82	10,7	2,82	5	4
MFH ₇₅₄	754,24	4	17,49	15,85	2,89	11	8
MFH ₉₃₀	930,07	4	25,24	12,74	2,75	10	3
MFH ₁₁₀₈	1.107,51	4	32,35	12,49	2,74	23	8
MFH ₁₂₁₄	1.214,15	3	22,33	21,7	2,95	12	3
MFH ₁₄₉₈	1.497,8	5	23,77	20,49	2,77	13	3
MFH ₁₇₁₇	1.717,42	4	27,49	23,49	2,73	18	4

Tabelle C.2: Eckdaten aller Gebäude von Quartier 2

Bezeichnung	Fläche in m ²	Geschosszahl	Geschosshöhe in m	Wohn-einheiten	Gebäude-typ	Dämm-standard	Fenster-anteil
b0200	1.688,18	3	2,9		BVG	GEG	0,45
b0201	1.605,55	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0202	576,70	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0203	2.253,01	4	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0204	2.253,01	4	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0205	576,70	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0206	2.419,17	3	2,9		BVG	GEG	0,45
b0207	1.362,61	2	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0208	1.844,32	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0209	1.870,61	3	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0210	2.361,72	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0211	704,87	2	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0212	1.017,97	3	2,9		BVG	GEG	0,45
b0213	3.334,25	4	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0214	1.252,46	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0215	3.760,27	4	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0216	3.225,56	4	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0217	1.017,97	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0218	1.252,46	3	2,9		BVG	GEG	0,45
b0219	3.760,27	4	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0220	895,07	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0221	895,07	3	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0222	4.109,92	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0223	1.584,18	2	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0224	1.584,18	2	2,9		BVG	GEG	0,45
b0225	4.109,92	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0226	2.104,10	3	2,9		BVG	KfW55	0,45

weiter auf der nächsten Seite

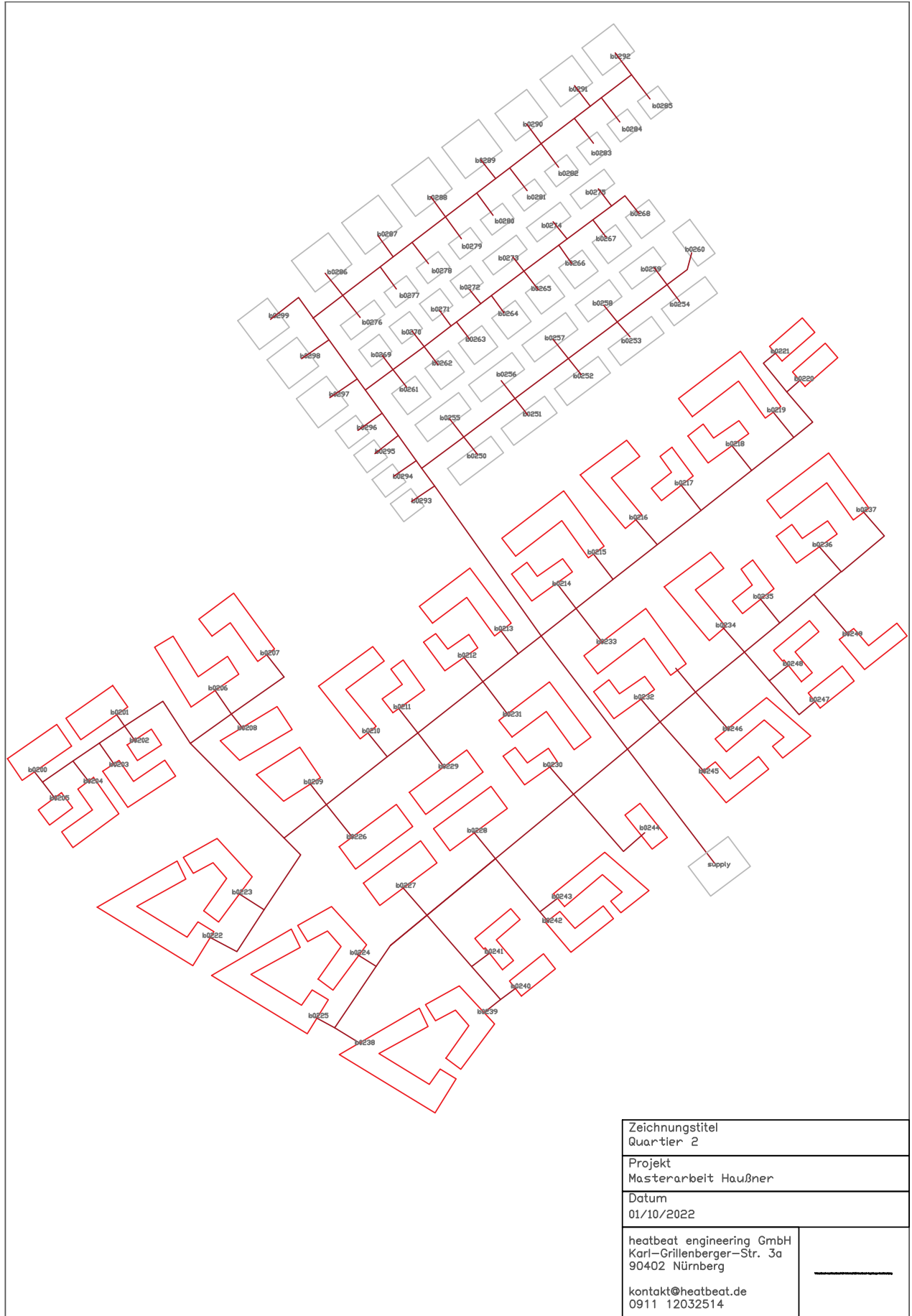
Tabelle C.2 – Fortsetzung der vorherigen Seite

Bezeichnung	Fläche in m ²	Geschosszahl	Geschosshöhe in m	Wohn-einheiten	Gebäude-typ	Dämm-standards	Fenster-anteil
b0227	2.104,10	3	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0228	2.104,10	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0229	1.402,73	2	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0230	1.017,97	3	2,9		BVG	GEG	0,45
b0231	3.334,25	4	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0232	1.252,46	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0233	3.760,27	4	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0234	3.225,56	4	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0235	1.017,97	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0236	834,97	2	2,9		BVG	GEG	0,45
b0237	2.820,20	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0238	4.109,92	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0239	2.376,28	3	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0240	596,71	2	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0241	1.132,55	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0242	926,63	2	2,9		BVG	GEG	0,45
b0243	2.264,46	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0244	895,07	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0245	926,63	2	2,9		BVG	KfW40	0,45
b0246	2.264,46	3	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0247	596,71	2	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0248	1.132,55	3	2,9		BVG	GEG	0,45
b0249	926,63	2	2,9		BVG	KfW55	0,45
b0250	1.107,51	4	2,744	23	MFH	GEG	0,2
b0251	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW55	0,2
b0252	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW55	0,2
b0253	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW40	0,2
b0254	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW55	0,2
b0255	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW55	0,2
b0256	1.107,51	4	2,744	23	MFH	GEG	0,2
b0257	1.107,51	4	2,744	23	MFH	KfW55	0,2
b0258	930,07	4	2,75	10	MFH	KfW55	0,2
b0259	930,07	4	2,75	10	MFH	KfW40	0,2
b0260	930,07	4	2,75	10	MFH	KfW55	0,2
b0261	754,24	4	2,888	11	MFH	KfW55	0,2
b0262	754,24	4	2,888	11	MFH	GEG	0,2
b0263	754,24	4	2,888	11	MFH	KfW55	0,2
b0264	754,24	4	2,888	11	MFH	KfW55	0,2
b0265	754,24	4	2,888	11	MFH	KfW40	0,2
b0266	754,24	4	2,888	11	MFH	KfW55	0,2
b0267	754,24	4	2,888	11	MFH	KfW55	0,2
b0268	754,24	4	2,888	11	MFH	GEG	0,2
b0269	597,54	4	2,814	8	MFH	KfW55	0,2
b0270	597,54	4	2,814	8	MFH	KfW55	0,2
b0271	597,54	4	2,814	8	MFH	KfW40	0,2
b0272	597,54	4	2,814	8	MFH	KfW55	0,2
b0273	603,34	3	2,82	5	MFH	KfW55	0,2
b0274	603,34	3	2,82	5	MFH	GEG	0,2

weiter auf der nächsten Seite

Tabelle C.2 – Fortsetzung der vorherigen Seite

Bezeichnung	Fläche in m ²	Geschoss- zahl	Geschosshö- he in m	Wohn- einheiten	Gebäude- typ	Dämm- standard	Fenster- anteil
b0275	603,34	3	2,82	5	MFH	KfW55	0,2
b0276	603,34	3	2,82	5	MFH	KfW55	0,2
b0277	350,56	2	2,9	4	MFH	KfW40	0,2
b0278	350,56	2	2,9	4	MFH	KfW55	0,2
b0279	350,56	2	2,9	4	MFH	KfW55	0,2
b0280	350,56	2	2,9	4	MFH	GEG	0,2
b0281	350,56	2	2,9	4	MFH	KfW55	0,2
b0282	350,56	2	2,9	4	MFH	KfW55	0,2
b0283	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW40	0,2
b0284	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW55	0,2
b0285	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW55	0,2
b0286	1.717,42	4	2,7325	18	MFH	GEG	0,2
b0287	1.717,42	4	2,7325	18	MFH	KfW55	0,2
b0288	1.717,42	4	2,7325	18	MFH	KfW55	0,2
b0289	1.717,42	4	2,7325	18	MFH	KfW40	0,2
b0290	1.497,8	5	2,77	13	MFH	KfW55	0,2
b0291	1.497,8	5	2,77	13	MFH	KfW55	0,2
b0292	1.497,8	5	2,77	13	MFH	GEG	0,2
b0293	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW55	0,2
b0294	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW55	0,2
b0295	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW40	0,2
b0296	269,54	2	2,82	3	MFH	KfW55	0,2
b0297	1.214,15	3	2,953	12	MFH	KfW55	0,2
b0298	1.214,15	3	2,953	12	MFH	GEG	0,2
b0299	1.214,15	3	2,953	12	MFH	KfW55	0,2



Zeichnungstitel Quartier 2	
Projekt Masterarbeit Haußner	
Datum 01/10/2022	
heatbeat engineering GmbH Karl-Grillenberger-Str. 3a 90402 Nürnberg	
kontakt@heatbeat.de 0911 12032514	

D Kennfeld Luft-Wasser-Wärmepumpe

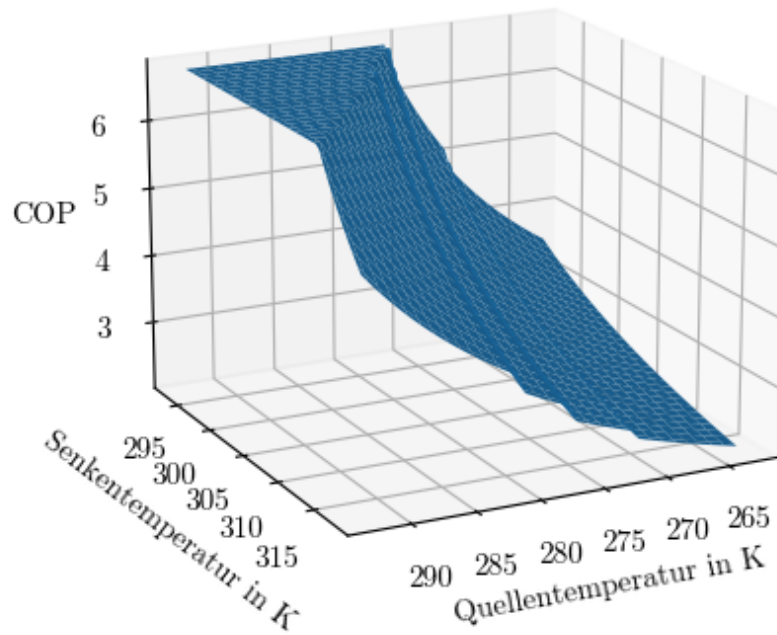


Abbildung D.1: Darstellung des Kennfelds der Luft-Wasser-Wärmepumpe in Abhängigkeit der Quell- und Senktemperatur

E Ergebnisse der Netzsimulation - Quartier 1

Tabelle E.1: Daten zu den Trassen von Quartier 1

DN	Vorlauf in m	Rücklauf in m	Gesamt in m
90	2.105	2.105	4.210
110	187,3	187,3	374,6
125	35,6	35,6	71,2
140	62,7	62,7	125,4
160	142,8	142,8	285,6
180	132,6	132,6	265,2
200	268,9	268,9	537,8
Gesamt	2.934,9	2.934,9	5.869,8

$$\dot{V}_{\max} = 141,12 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta p_{V,\max} = 1,66 \text{ bar}$$

F Ergebnisse der Netzsimulation - Quartier 2

Tabelle F.1: Daten zu den Trassen von Quartier 2

DN	Vorlauf in m	Rücklauf in m	Gesamt in m
63	52,5	52,5	105
75	258,5	258,5	517
90	414,4	414,4	828,8
110	1.019,1	1.019,1	2.038,2
125	143,2	143,2	286,4
140	230,2	230,2	460,4
160	422	422	844
180	285,8	285,8	571,6
200	138,6	138,6	277,2
225	259,6	259,6	519,2
250	262,2	262,2	524,4
280	290,3	290,3	580,6
315	61,3	61,3	122,6
355	163,5	163,5	327
400	85	85	170
450	88,9	88,9	177,8
Gesamt	4.175,1	4.175,1	8.350,2

$$\dot{V}_{\max} = 1.082,92 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta p_{V,\max} = 1,49 \text{ bar}$$