Untersuchung der Auswirkungen von Einspeisung erneuerbarer Wärme auf KWK-Wärmenetze in urbanen Quartiersstrukturen

Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Abteilung Maschinenbau und Verfahrenstechnik der
Universität Duisburg-Essen
zur Erlangung des akademischen Grades

eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

Dr.-Ing.

genehmigte Dissertation

von

Nicolas Engelbert Witte-Humperdinck
aus
Duisburg

Gutachter: Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzel
Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Görner
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick
Tag der mündlichen Prüfung: 21.11.2019

I’d like to dedicate this one to you know who.

Dave Grohl, Sänger der Band Foo Fighters
Ankündigung des Liedes Best of you
London, Live Earth Konzert 2007

Danksagung

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energietechnik an der Fakultät für Ingenieurwissenschaften der Universität Duisburg-Essen.

Ich bedanke mich herzlich bei Frau Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzel, dass sie mich in ihre Arbeitsgruppe aufgenommen hat und mir jederzeit mit Ratschlägen und Anregungen bei unseren diversen Besprechungen zur Seite stand.

Ebenso bedanke ich mich bei Prof. Dr.-Ing. habil. Klaus Görner für die Übernahme des Korreferates.

Des Weiteren bedanke ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick für die Übernahme des Korreferates und die Hinweise und Denkanstöße in unseren gemeinsamen Terminen.

Mein besonderer Dank gilt den Herren Dr.-Ing. Jürgen Roes und Dipl.-Phys.Ing. Othmar M. Verheyen. Ohne ihre Unterstützung, die unzähligen, lebhaften Besprechungen und die stets offenen Türen und Ohren wäre diese Arbeit nicht zustande gekommen. Besonders ihr kritischer Blick und diverse Denkanstöße waren eine unheimliche Hilfestellung. Es ist besonders schön zu sehen, dass durch die fruchtbare Zusammenarbeit unsere Arbeitsgruppe von Nachhaltigkeit geprägt ist. Ich werde die weiteren Entwicklungen mit Spannung verfolgen.

Bedanken möchte ich mich neben den industriellen Projektpartnern ebenso bei meinen Kollegiaten aus dem Fortschrittskolleg *Energieeffizienz im Quartier*, allen voran Dr.-Ing. Jonas Hinker für die vielen fachlichen Besprechungen und die Hilfestellung bei der Erarbeitung von Veröffentlichungen.

Des Weiteren möchte ich meinen Kollegen am Lehrstuhl für ein freundliches Arbeitsklima danken. Besonders zu nennen sind M. Sc. Stephan Martin für den kontinuierlichen Austausch zum Thema hydraulische Netzsimulationen, bei denen wir eine komplexe Thematik in freundlicher und angenehmer Atmosphäre besprochen haben, M. Sc. Florian Nigbur für die Gemeinschaft bei diversen Nachmittags- und Wochenendschreibwerkstätten und Dr. rer. nat. Christoph Müller für die fachliche Begleitung bei der Erstellung dieser Arbeit und die Gewissheit der Unterstützung durch einen Freund. Ganz besonders möchte ich M. Sc. Christian Thommessen hervorheben, der mich nicht nur mit herausragender fachlicher Expertise bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt hat, sondern ebenso als Freund durch seine humorvolle und feine Art jegliche weitere Projektarbeit und lange Tage im Büro zu einer Freude gemacht hat.

Zudem bedanke ich mich bei Dr. med. Burkhard Löser für die Unterstützung in der finalen Bearbeitungsphase und M. Sc. Jan Scheipers, ohne dessen Hilfestellungen in fünf Jahren Studium mein Lebensweg anders verlaufen wäre. Mein weiterer Dank gilt meinen Eltern Barbara und Holger Witte-Humperdinck, die mir durch die Gewährung aller Freiheiten ein sorgenfreies und erfolgreiches Studium ermöglicht haben.

Mein größter Dank gilt meiner Lebensgefährtin Franziska Löser für ihre Geduld und ihr Verständnis in allen Lebensphasen. Ohne ihren immerwährenden Rückhalt und ihre Unterstützung wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen.

Zusammenfassung

Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen sind im Rahmen der Energiewende die CO_2-Emissionen besonders in den Sektoren Strom und Wärme durch geeignete Maßnahmen zu reduzieren. Aus diesem Grund liegt der Fokus auf einer Steigerung des Anteils regenerativer, CO_2-freier Erzeugungsanlagen an der Energieversorgung. Kann man im Stromsektor bereits auf ein beachtliches Wachstum des Anteils erneuerbarer Energien in der Erzeugung zurückblicken, so stagnieren die Werte im Wärmebereich, obwohl dieser ein hohes Einsparpotenzial aufweist.

Zur Aktivierung der Wärmewende ist eine Vielzahl an Maßnahmen von Nöten. Eine Möglichkeit, erneuerbare Wärme in die Wärmeversorgung dicht besiedelter Stadtgebiete zu integrieren, stellen Wärmenetze dar. Die verlustarme Verteilung über weite Strecken ermöglicht eine verbrauchsferne Erzeugung, wodurch auch Gebiete ohne verfügbare Flächen beispielsweise mit solarthermischer Wärme versorgt werden können. Des Weiteren vereinfachen Wärmenetze die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme, da sie durch die Brennstoff- und Erzeugungstechnologieoffenheit verstärkt durch Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) und Power-to-Heat-Systeme gespeist werden können. Die fluktuierende, nichtregelbare Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer Energien stellt die Netzbetreiber allerdings vor neue Herausforderungen zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebes.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit den Auswirkungen der vermehrten Einspeisung erneuerbarer Wärme auf alle weiteren Komponenten eines Energiesystems, welches aus Erzeugungs-, Verteilungs- und Speicherungsinfrastruktur besteht. Erneuerbare Wärmeerzeuger, insbesondere Solarthermieanlagen, sind durch eine fluktuierende, dargebotsabhängige Erzeugung charakterisiert. Aus diesem Grund sind der konventionelle Betrieb sowie bei Neubauprojekten die Auslegung der regelbaren KWK-Anlagen dahingehend anzupassen, dass ein möglichst hoher Anteil erneuerbare Wärme in die Versorgung integriert werden kann, ohne dass es zu wirtschaftlichen Einbußen für den Versorger kommt. Ebenso ist ein effizienter und stabiler Netzbetrieb zur Gewährleistung einer kontinuierlichen Versorgungssicherheit von höchster Priorität. Zu diesem Zweck erfolgt im Rahmen dieser Arbeit die Erarbeitung von zwei Simulationsprogrammen, mit denen zum einen Wärmenetze verschiedenster Größe und Topologie sowie zum anderen regelbare und regenerative Erzeugungsanlagen sowie alle weiteren Komponenten eines Energiesystems zur Betriebssimulation abgebildet werden können.

Die Auswahl von drei geeigneten Simulationsszenarien und aussagekräftigen technischen sowie ökonomischen und ökologischen Kennzahlen ermöglicht neben einer umfassenden Bewertung ebenso die Ableitung von Handlungsmaßnahmen, die eine verstärkte Einbindung der Wärmewende in die Energiewende ermöglichen.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Grundlagen der effizienten Wärmeerzeugung und -verteilung 6

2.1 Hocheffiziente konventionelle und erneuerbare Wärmeerzeugung 6

2.1.1 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung 7

2.1.2 Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien 9

2.1.3 Thermische Energiespeicher 14

2.1.4 Erzeugungsspezifische regulatorische Rahmenbedingungen 15

2.2 Leitungsgebundene Wärmeverteilung 19

2.2.1 Einführende Begriffsdefinitionen 19

2.2.2 Grundlegende Funktionsweise und technische Netzparameter 20

2.2.3 Verteilungsspezifische regulatorische Rahmenbedingungen 29

2.3 Modelle zur wirtschaftlichen Bewertung von Energiesystemen 31

2.3.1 Kapitalwertmethode 32

2.3.2 Annuitätenmethode 34

3 Wissenschaftlicher Ansatz 36

4 Modellierung und Simulation von komplexen Energiesystemen 42

4.1 Modellierung von Wärmenetzen zur Betriebssimulation 42

4.1.1 Netzmodellierung zur thermischen Simulation 42

4.1.2 Netzmodellierung zur hydraulischen Simulation 51

4.1.3 Thermisch-hydraulisch gekoppelte Netzsimulation 56

4.2 Modellierung von Energieerzeugungsanlagen zur Betriebssimulation und wirtschaftlichen Bewertung 61

4.2.1 Grundlegender Aufbau und Simulationslogik 62

4.2.2 Modellierung von Energieerzeugungsanlagen 67

4.2.3 Modellierung von Wärmespeichern 70

4.2.4 Ermittlung der Kosten und Erlöse aus dem Betrieb technischer Anlagen 72

4.2.5 Ermittlung von CO_2-Vermeidungskosten 76

5 Quartierssimulation und Auswertung 81

5.1 Ergebnisse der Wärmenetzsimulation 82

5.2 Szenario *Konventionelle Erzeugung* (KON) 86

5.2.1 Wärmegeführte Betriebsweise der KWK-Anlagen 87

5.2.2 Stromorientierte Betriebsweise der KWK-Anlagen 96

5.3 Szenario *Erneuerbare Erzeugung mittels Solarthermie* (EE 1) 103

5.3.1 Betrieb mit saisonalem Wärmespeicher 106

5.3.2 Betrieb mit Tagesspeicher 112

5.3.3 Betrieb mit Wochenendspeicher 129

5.3.4 Erweiterung des Szenarios EE 1 134

5.4 Szenario *Erneuerbare Erzeugung mittels Wärmepumpe* (EE 2) 138

6 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen 144

7 Tabellenverzeichnis 150

8 Abbildungsverzeichnis 151

9 Symbolverzeichnis 157

10 Abkürzungsverzeichnis 159

11 Literaturverzeichnis 161

12 Anhang 174

12.1 Berechnung der Kollektornutzleistung 174

12.2 Gütekriterien für Kältemittel in Wärmepumpen 175

12.3 Zusatzinformationen zur Förderung von Solarthermieanlagen und Wärmepumpen 175

12.4 Möglichkeiten der Trinkwarmwasserbereitstellung in Wärmenetzen 176

12.5 Allgemeine Grundlagen der Wärmeübertragung 177

12.6 Berechnung des Konvektionswiderstandes im Inneren einer Rohrleitung 179

12.7 Bestimmung der Wärmeleitwiderstände zur Ermittlung der Wärmeverluste in einer Rohrleitung 181

12.8 Sequentielle Einzel- und simultane Gesamtschrittverfahren zur Ermittlung der Volumenstromverteilung in Leitungssystemen 183

12.9 Ermittlung der temperaturabhängigen Stoffeigenschaften von Wasser 186

12.10 Ermittlung der objektspezifischen Anschlussleistung und Simulationspunkte zur Wärmenetzsimulation 188

12.11 Stromorientierte Betriebsweise von KWK-Anlagen 189

12.12 Rohrleitungskosten Wärmenetze 190

12.13 Ergebnisse Konventionelle Erzeugung (Szenario KON) 191

12.14 Ergebnisse Erneuerbare Erzeugung mittels Solarthermie (Szenario EE 1) 193

12.15 Ergebnisse Erneuerbare Erzeugung mittels Wärmepumpe (Szenario EE 2) 199

1 Einleitung

Phänomene wie die fortschreitende Globalisierung, eine wachsende Weltbevölkerung sowie ein kontinuierliches Wirtschaftswachstum und damit einhergehend gehobene Lebensstandards nicht nur in den führenden Industrienationen führen zu einem *hohen Energieeinsatz* sowie einer *Steigerung des Verbrauches fossiler Ressourcen*. Dem gegenüber stehen drei wesentliche Probleme des globalen Energiesystems: die *Endlichkeit von fossilen Energieträgern*, das *örtliche Vorkommen* von sowohl Ressourcenquellen als auch -senken sowie die *Emission von klimarelevanten Treibhausgasen*. Besonders die Treibhausgasemissionen haben direkte Auswirkungen auf die Entwicklung des Weltklimas und stellen die internationale Staatengemeinschaft vor große klimapolitische Herausforderungen. Als wesentliche Maßnahme gegen den Klimawandel haben im Rahmen der Übereinkommen von Paris aus dem Jahr 2016 alle 196 Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen eine Begrenzung des globalen Temperaturanstieges auf maximal 1,5 °C beschlossen. **Abbildung 1** zeigt die CO_2-Konzentration in der Erdatmosphäre über einen Zeitraum von 1.000 Jahren[1]. Ein Anstieg der CO_2-Konzentration mit dem Beginn der Industrialisierung im 19. Jahrhundert und damit ein anthropogener Einfluss auf den Klimawandel sind deutlich zu erkennen. Die drastische Steigerung der CO_2-Konzentration führte dazu, dass im Jahr 2015 zum ersten Mal eine Konzentration von 400 ppm überstiegen wurde. [1]

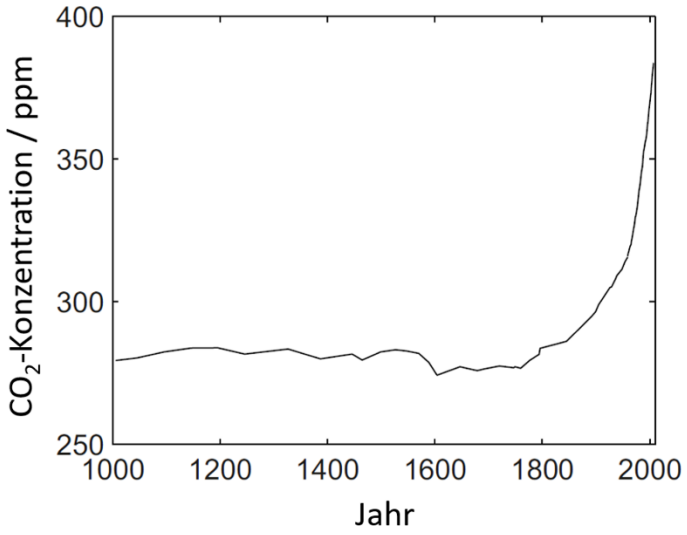

Abbildung 1: Entwicklung der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre [1][2]

Da der Treibhauseffekt, welcher zu einer Erhöhung der globalen Temperatur führt, nahezu ausschließlich auf die anthropogene Emission von Treibhausgasen zurückzuführen ist, setzt die in Deutschland politisch initiierte Energiewende genau an dieser Stelle an. Als übergeordnetes Ziel hat die deutsche Bundesregierung im Rahmen des Klimaschutzplans 2050 das Ziel einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts beschlossen [2]. So soll im Einklang mit den Zielsetzungen der EU konkret die Treibhausgasemission im Vergleich zu den Werten des Referenzjahres 1990 bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % reduziert werden. Als Maßnahme zur Zielerreichung wird neben der Nutzung von Effizienzpotenzialen besonders die verstärkte Integration von erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität forciert.
Im Stromsektor sind hierzu mittel- bis langfristige Ziele definiert worden. So soll nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) der Anteil des erneuerbar erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch, wie in

[1] Die Ermittlung der Werte vor dem Jahr 1960 erfolgte durch Eisbohrkerne.
[2] Reprinted by permission from Springer Nature: Springer Nature; Handbuch Regenerative Energietechnik; 3. Auflage; Wesselak, V.; Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.; Copyright 2017

Abbildung 2 dargestellt, bis zum Jahr 2050 mindestens 80 % betragen. Einen Ausbaukorridor geben die Stützjahre 2025 und 2035 vor. Für das Jahr 2025 wird ein Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40 bis 45 % als Zielwert benannt. Für das Jahr 2035 liegt dieser Korridor bei 55 bis 60 %. [3]

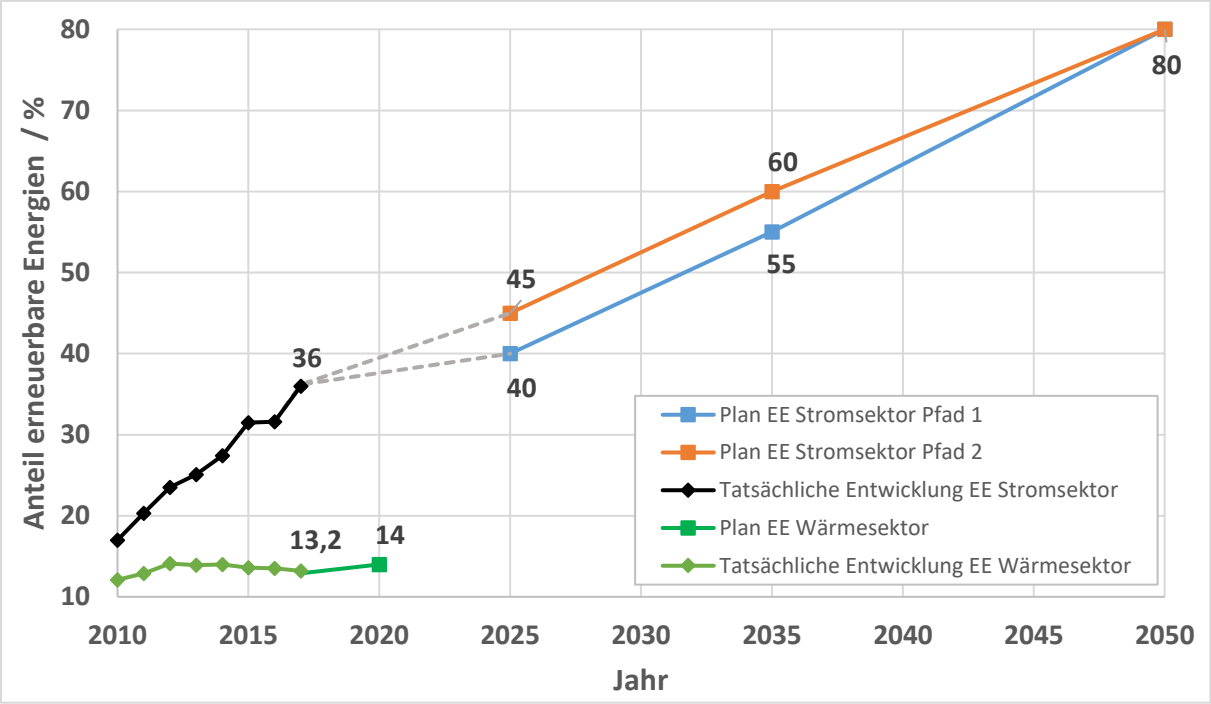

Abbildung 2: Zielgrößen des EEG und EEWärmeG, eigene Darstellung nach [3], [4], [5]

Deutlich weniger ambitioniert ist die Zielsetzung in Bezug auf den Wärmesektor. Hier werden nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) lediglich kurzfristige Ziele bezüglich eines Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte für das Jahr 2020 definiert [4]. Des Weiteren liegt der im Jahr 2020 zu erreichende Anteil in Höhe von 14 % nur knapp oberhalb bereits heute erreichter Werte.

Eine genaue Betrachtung der Sektoren Strom und Wärme zeigt, dass der Wärmesektor ebenfalls ein deutliches Einsparpotenzial aufweist. Insgesamt entfällt mehr als die Hälfte des deutschen Endenergieverbrauches auf die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie auf die Warmwasserbereitstellung [6]. Bei einem Endenergieverbrauch im Jahr 2017 in Höhe von 9.329 PJ entspricht dies einem Wert von fast 1.400 TWh [7]. Da ein Großteil der benötigten Wärme durch dezentrale Kesselfeuerungen erfolgt, ergibt sich der Primärenergiebedarf bei einem angenommenen Wirkungsgrad der Erzeugungsanlagen in Höhe von 90 % zu 1.555 TWh. Zum Vergleich: im Jahr 2017 lag die Bruttostromerzeugung bei ca. 655 TWh, was bei einem Wirkungsgrad des bundesdeutschen Strommix in Höhe von ca. 42 % einen Primärenergiebedarf ähnlicher Größenordnung in Höhe von 1.560 TWh ergibt [6], [8].

Wie in **Abbildung 3** dargestellt, sind ca. 60 % des deutschen Endenergieverbrauches für Wärme auf die Bereitstellung von Raumwärme- und Trinkwarmwasser zurückzuführen. Zwar sind auch bei der Bereitstellung von Prozesswärme Einsparpotenziale vorhanden, dennoch ergeben sich die größten Chancen bei der Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitstellung, die im Jahr 2015 einen Endenergieverbrauch von fast 780 TWh (2.806 PJ) ausmachten. Das größte Einsparpotenzial liegt in der Wärmeversorgung von Haushalten, auf die knapp 65 % des deutschen Endenergieverbrauches zur Bereitstellung von Raumwärme zurückzuführen sind.

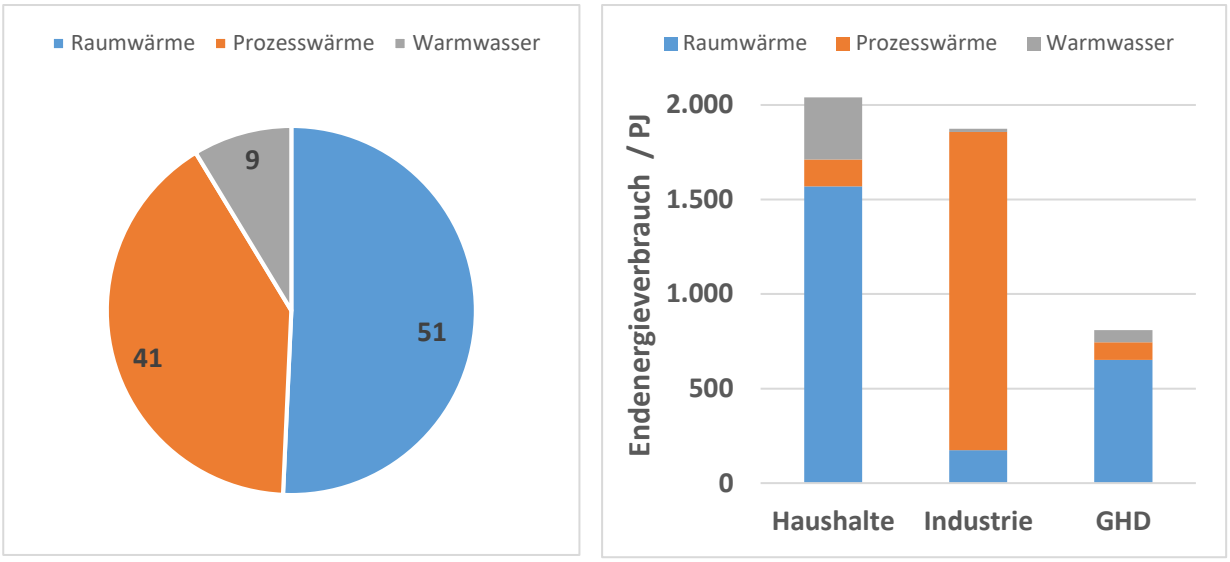

Abbildung 3: Aufteilung der Wärmenutzung nach Sektoren [9]

Durch die Nutzung von Zentralheizungen und Öfen entstehen mehr als 16 % der bundesweiten CO_2-Emissionen, die das Einsparpotenzial des Wärmesektors verdeutlichen [10].
Da die Fokussierung auf einzelne Energiesektoren besonders in den Entwicklungsphasen bis hin zur potenziellen Zielerreichung der Energiewende nicht zielführend sein kann und der Wärmesektor ungenutzte Möglichkeiten zur Reduktion der bundesweiten CO_2-Emissionen bietet, soll in dieser Arbeit eine übergreifende, gekoppelte Betrachtung der Sektoren Strom und Wärme mit brennstoffoffenen Wärmenetzen als zentrales Element der sektorengekoppelten Wärmewende betrachtet werden.
Wärmenetze bieten trotz hohem Investitionsbedarf eine Vielzahl an Vorteilen. Die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energieträger stellt hohe Anforderung an flexible Betriebsweisen verschiedener Ausgleichs- und Speichertechnologien sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor. Des Weiteren lassen sich viele für die Umsetzung einer Wärmewende essentielle, erneuerbare Wärmetechnologien nur im Rahmen von großtechnischen Anwendungen durch eine entsprechende Reduktion der spezifischen Investitionskosten wirtschaftlich realisieren. Aus diesem Grund wird Wärmenetzen eine zentrale Rolle für eine erfolgreiche Wärmewende sowie zur Etablierung eines sektorengekoppelten, flexiblen Strom-Wärme-Marktes zugeschrieben (**Abbildung 4**).

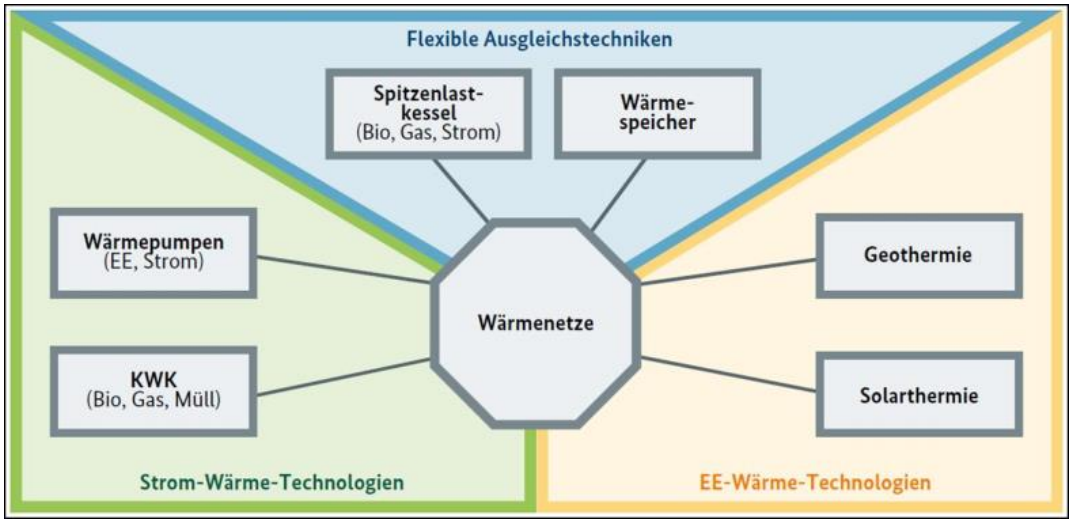

Abbildung 4: Wärmenetze als zentrales Element eines flexiblen Strom-Wärme-Marktes [11]

Neben dem Vorteil eines brennstoffoffenen Betriebes kann des Weiteren durch die Möglichkeit der dezentralen Einbindung erneuerbare Wärme in urbane, dicht besiedelte Stadtgebiete ohne verfügbare

Freiflächen transportiert werden. Zwingend mit der Verteilung verbundene Wärme- und Druckverluste verlieren durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Energien fortwährend an Bedeutung. Zudem können die Verteilungsverluste durch einen innovativen Betrieb mit geringen Netztemperaturen und anhand von umfassenden Simulationsrechnungen sorgfältig geplanten und ausgelegten Wärmenetzen reduziert werden. Die Nutzung eines Wärmenetzes anstatt der konventionellen, objektspezifischen Wärmeversorgung ist immer dann von Vorteil, wenn die Wärmeversorgung mittels Wärmenetz effizienter als die dezentrale Versorgung betrieben werden kann. Hierbei ist zu definieren, was unter einer höheren Effizienz zu verstehen ist. Ökonomisch gesehen eignet sich ein Wärmenetz, wenn die Gesamtkosten der Wärmeversorgung mit einem Wärmenetz geringer sind, als die der dezentralen Versorgung aller Objekte im Betrachtungsgebiet.
Neben der ökonomischen Effizienz ist auch die ökologische Effizienz vor dem Hintergrund des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung von großer Bedeutung. Ist die zentrale Wärmeversorgung auf Grund von höheren Wirkungsgraden durch größere Anlagen und die Einbindung von erneuerbaren Energien sowie industrieller Abwärme energetisch effizienter, äußert sich dies durch eine Primärenergieeinsparung (einen geringeren Brennstoffbezug). Diese Einsparung wirkt sich auf die ökonomische Effizienz des Netzes aus, da so die variablen Kosten der Energieversorgung reduziert werden. Gleichzeitig können die CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung gesenkt werden.
Die Frage, welche Zielgröße von größerer Bedeutung ist, lässt sich nicht pauschal beantworten. Vor dem Hintergrund des Klimawandels ist eine Reduktion der CO_2-Emissionen und eine weitestgehend regenerative und schadstoffarme Energieversorgung als vorrangig zu bewerten. Wenn Investitionen in neue Versorgungssysteme jedoch langfristig nicht wirtschaftlich sind, ist keine Umsetzung ohne staatliche Subventionierung denkbar. Es sollte folglich sowohl die ökonomische als auch die ökologische Effizienz in die Bewertung eingehen. Eine Möglichkeit dazu stellen die CO_2-Vermeidungkosten dar, die das Verhältnis von zusätzlichen Kosten zu Emissionsminderung einer Effizienzmaßnahme verglichen mit einer Referenz beschreiben.
Aus diesem Grund werden im Rahmen dieser Arbeit Softwaretools zur Wärmenetz- und Erzeugungsanlagensimulation erarbeitet und für eine vergleichende Bewertung von konventionellen und überwiegend regenerativen Energieversorgungsystemen genutzt. Als Bewertungsgröße sind neben den technisch und ökonomisch gängigen Kennzahlen die CO_2-Vermeidungskosten für eine ökonomisch und ökologisch kombiniete Effizienzbewertung heranzuziehen. Neben einer konventionellen Versorgung mittels KWK-Anlage und Spitzenlastkessel (Szenario KON) soll ebenso der kombinierte Betrieb von konventionellen und regenerativen Erzeugungsanlagen zur Wärmeversorgung eines Wohngebietes mittels Wärmenetz simuliert werden. So stellt das Szenario Erneuerbare Energien 1 (EE 1) die Erweiterung des Szenarios KON um Solarthermieanlagen dar. Im Szenario Erneuerbare Energien 2 (EE 2) werden diese Solarthermieanlagen durch Wärmepumpen ersetzt. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für diese Arbeit die im Folgenden dargestellten Forschungsfragen.

Forschungsfragen dieser Arbeit:

- Wie müssen bestehende Systeme zur elektrischen und thermischen Quartiersversorgung vor dem Hintergrund einer Maximierung der Einbindung von erneuerbarer Wärme angepasst bzw. zukünftige Systeme neu gestaltet werden?
- Welche Hebel können für einen Kombinationsbetrieb von konventionellen, regelbaren Anlagen und regenerativen, nicht-regelbaren Anlagen identifiziert werden?
- Wie sind Betriebsstrategien der regelbaren Anlagen unter Berücksichtigung von erneuerbaren, nicht-regelbaren Wärmeerzeugern anzupassen bzw. zukünftig neu zu gestalten?
- Wie sind bestehende regulatorische Rahmenbedingungen anzupassen bzw. neue Fördermöglichkeiten zu gestalten, um Hemmnisse abzubauen und des Weiteren einen Anreiz zur Umsetzung von erneuerbaren, flexiblen Strom-Wärme-Systemen zu schaffen?

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Zur Erreichung der globalen und nationalen Klimaschutzziele ist eine Neugestaltung der bestehenden Energieversorgungssysteme mit Fokus auf die verstärkte Einbindung von CO_2-freien, erneuerbaren Energien essentiell.
- Trotz großem Einsparpotenzial wird im Rahmen der deutschen Energiewende der Wärmesektor kaum adressiert.
- Wärmenetze bieten eine Möglichkeit, erneuerbare Energien kostengünstig in die Wärmeversorgung insbesondere von dicht besiedelten, urbanen Gebieten zu integrieren.

2 Grundlagen der effizienten Wärmeerzeugung und -verteilung

Im folgenden Kapitel sollen die Grundlagen für ein technisches Verständnis von konventionellen und erneuerbaren Wärmeerzeugern, Wärmespeichern sowie der leitungsgebundenen Wärmeverteilung dargelegt werden. Die Kombination dieser technischen Anlagen wird für diese Arbeit als Energiesystem definiert. Ebenso findet sich hier eine Beschreibung der für die Wärmeerzeugung und -verteilung relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen, da diese vor dem Hintergrund einer ökonomischen Bewertung von besonderer Bedeutung sind.

2.1 Hocheffiziente konventionelle und erneuerbare Wärmeerzeugung

Eine bedeutende Rolle für die Energiewende nimmt die hocheffiziente Wärmeerzeugung unter Einbindung erneuerbarer Energien ein. Im Wärmesektor stagniert der Anteil an erneuerbaren Energien bei knapp 13 % [5]. Wie in **Abbildung 5** zu sehen, stammt ein Großteil der in deutschen Wärmenetzen verteilten Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), die durch eine Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme charakterisiert sind. Der dominierende Energieträger ist in diesem Falle Erdgas. Auch bei verlustarmer Wärmeverteilung mittels effizienter Wärmenetze ist die vorgelagerte Wärmeerzeugung unter Einbindung von erneuerbarer Wärme von zentraler Bedeutung für die Effizienz des Gesamtsystems.

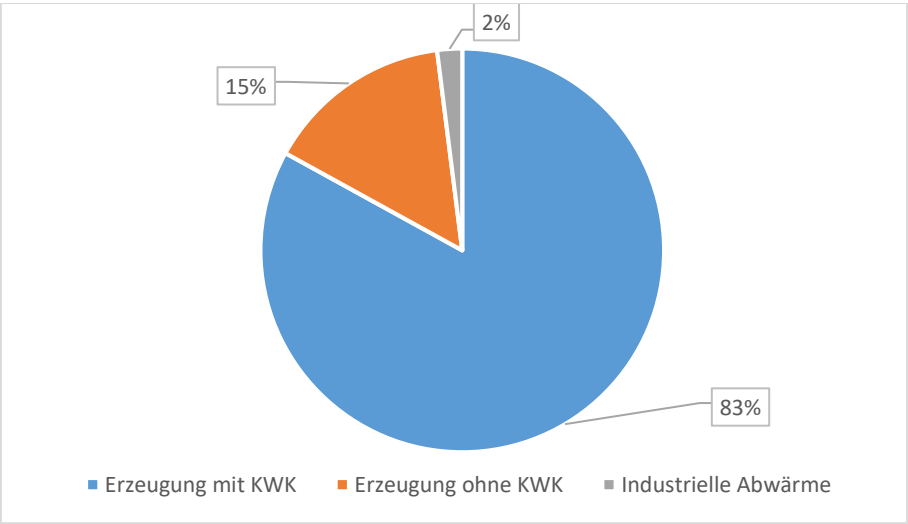

Abbildung 5: Wärmenetzeinspeisung in Deutschland (2016), eigene Darstellung in Anlehnung an [12]

Besonders die fluktuierende Einspeisung und das geringere Temperaturniveau solarthermischer Wärme stellen durch die damit einhergehenden Flexibilitätsanforderungen viele Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Im Folgenden soll ein kurzer Überblick über die in dieser Arbeit betrachteten regelbaren und nicht-regelbaren, regenerativen Erzeugungsanlagen gegeben werden. Die detaillierte Modellierung der Anlagen zur Simulation des kombinierten Betriebes zur Quartiersversorgung wird in Kapitel 4.2 beschrieben. Als Quartiere werden für diese Arbeit Stadtgebiete definiert, die vorranging zu Wohnzwecken dienen und die eine Anzahl von 40 bis 50 Wohnobjekte nicht überschreiten. Ebenso sind sie durch eine dichte Besiedlungsstruktur gekennzeichnet, die eine geringe Flächenverfügbarkeit impliziert.

2.1.1 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung

Unter regelbaren Erzeugungsanlagen werden Aggregate verstanden, deren Betrieb der aktuellen Last angepasst werden kann und deren Erzeugung keiner dargebotsabhängigen Schwankung unterliegt. In kleineren Wärmenetzen auf Quartiersebene, wie sie in dieser Arbeit betrachtet werden, handelt es sich hierbei in der Regel um eine Kombination aus KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln, die bei Stillstand der KWK-Anlage den Wärmebedarf auch vollständig alleine decken können. Somit ist der Spitzenlastkessel im weiteren Verlauf dieser Arbeit mit einem normalen Kessel, dessen Betriebszeiten sich nicht ausschließlich auf die Spitzenlasten beschränken, gleichzusetzen.
Die Auskopplung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme im KWK-Prozess ermöglicht eine effiziente Verwendung des eingesetzten Brennstoffes, was zu hohen Gesamtwirkungsgraden bei KWK-Anlagen führt. KWK kann mit verschiedenen Technologien über einen nahezu beliebigen Leistungsbereich realisiert werden. So können neben der zentralen KWK in großen GuD-Kraftwerken auch einzelne Wohnobjekte mittels kleiner KWK-Anlagen versorgt werden. Bei der Einzelobjektversorgung oder kleineren Wärmenetzen werden Blockheizkraftwerke (BHKW) eingesetzt. Diese können als (Mikro-) Gasturbinen, Brennstoffzellen, Stirling-Motoren oder Verbrennungsmotoren, welche am häufigsten Anwendung finden, ausgeführt werden. Verbrennungsmotorische KWK-Anlagen decken einen Leistungsbereich von 1 kW_{el} bis ca. 18 MW_{el} ab und eignen sich somit für nahezu jeden Anwendungsbereich [13]. So haben sich beispielsweise verschiedene Energieversorgungsunternehmen (EVU) anstelle von turbinenbasierten Systemen für den Betrieb von modular aufgebauten Mehrmotorenkraftwerken in einem Leistungsbereich von bis zu 190 MW_{el} entschieden. [14], [15]
Charakterisiert werden BHKW anhand der thermischen und elektrischen Wirkungsgrade η_{th} bzw. η_{el}. Der thermische Wirkungsgrad ergibt sich nach Gl. 2.1

$$\eta_{\mathrm{th}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{th}}}{\dot{m}_{\mathrm{Br}} \cdot H_{\mathrm{i}}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{th}}}{\dot{E}_{\mathrm{Br}}} \qquad \text{Gl. 2.1}$$

aus dem Verhältnis von Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_{\mathrm{th}}$ zu der zugeführten Brennstoffleistung $\dot{E}_{\mathrm{Br}}$, welche durch den Brennstoffmassenstrom $\dot{m}_{\mathrm{Br}}$ und den Heizwert H_{i} beschrieben wird [16]. Thermische Wirkungsgrade verbrennungsmotorischer BHKW liegen zwischen 31 und 82 % und sinken mit steigender elektrischer Leistung der Aggregate [13]. Der elektrische Wirkungsgrad ist ein oft angewandtes Effizienzkriterium und spiegelt entsprechend nach Gl. 2.2

$$\eta_{\mathrm{el}} = \frac{P_{\mathrm{el}}}{\dot{m}_{\mathrm{Br}} \cdot H_{\mathrm{i}}} = \frac{P_{\mathrm{el}}}{\dot{E}_{\mathrm{Br}}} \qquad \text{Gl. 2.2}$$

das Verhältnis von elektrischer Leistung P_{el} zu der zugeführten Brennstoffleistung wider [16]. Bei verbrennungsmotorischen BHKW steigen die elektrischen Wirkungsgrade mit steigender elektrischer Leistung von ca. 20 % bei kleinen Anlagen bis hin zu 49 % bei großen Aggregaten [13]. Anhand der Stromkennzahl σ wird das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung nach Gl. 2.3

$$\sigma = \frac{P_{\mathrm{el}}}{\dot{Q}_{\mathrm{th}}} \qquad \text{Gl. 2.3}$$

beschrieben [17]. Mit steigender elektrischer Leistung verschiebt sich die Stromkennzahl hin zu höheren Werten. Bei Brennstoffzellen überschreitet die elektrische Leistung teilweise die thermische Leistung, was je nach Versorgungsobjekt von Vorteil sein kann. Stirling-Motoren weisen einen entgegengesetzten Trend auf. [8]
Die Auslegung von KWK-Anlagen erfolgt unter Berücksichtigung der Energiebedarfe. Diese werden anhand der geordneten Jahresdauerlinie (JDL) aufgetragen, wodurch die Häufigkeit verschiedener

Lasten im Jahresverlauf quantifiziert werden kann [18]. Eine geordnete Jahresdauerlinie unter Berücksichtigung von verschiedenen verbrennungsmotorischen BHKW ohne eine Betrachtung von Wärmespeichern ist in **Abbildung 6** dargestellt[3].

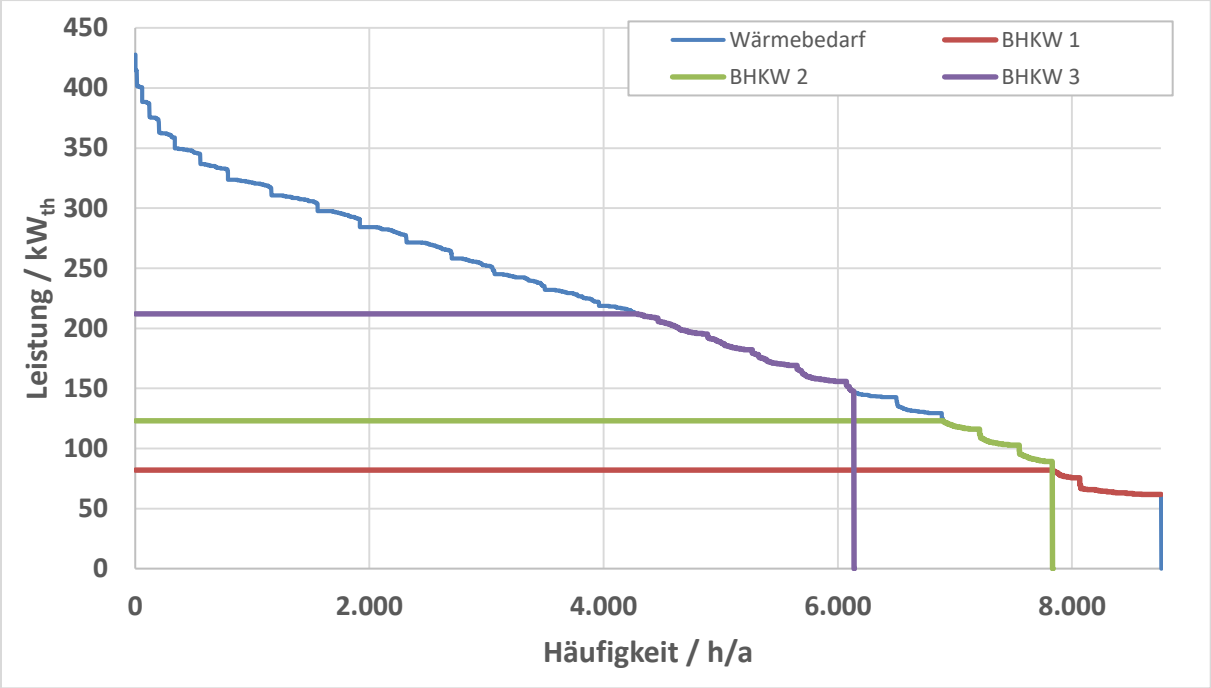

Abbildung 6: Geordnete JDL des thermischen Energiebedarfes eines Wärmenetzes

Hier werden das potenzielle Verhältnis der Bedarfsdeckung von KWK-Anlage zu Spitzenlastkessel sowie die mögliche Anzahl an Vollbenutzungsstunden (Vbh) der einzelnen Aggregate deutlich. KWK-Anlagen werden häufig so ausgelegt, dass sie die Grundlast in Wärmenetzen bzw. in den zu versorgenden Objekten bedienen können (vgl. BHKW 1, **Abbildung 6**). Für die Spitzenlasten werden Kesselanlagen genutzt. Da diese Auslegung zu einem geringen Flexibilitätspotenzial führt, wird der Betrieb größerer Anlagen im Mittellastbereich durch Anreizsysteme des Gesetzgebers verstärkt adressiert.
Wie KFZ-Motoren können verbrennungsmotorische BHKW ebenfalls in Teillast betrieben werden, was in **Abbildung 6** anhand der Anpassung des Anlagenbetriebes an den Wärmebedarf zu erkennen ist. **Abbildung 7** zeigt das Teillastverhalten eines verbrennungsmotorischen BHKW mit einer elektrischen Leistung von 2.000 kW bei einer thermischen Leistung von 1.984 kW. Die Teillastpunkte beziehen sich stets auf die elektrische Leistung. Je weiter der Lastpunkt von der Nennlast entfernt ist, desto geringer ist der elektrische Wirkungsgrad. Die Stromkennzahl verschiebt sich ebenso hin zu kleineren Werten. Einem flexiblen Betrieb, wie er besonders für eine kombinierte Anwendung mit erneuerbaren Wärmeerzeugern von besonderer Bedeutung ist, stehen jedoch eine höhere Effizienz und ein geringerer Verschleiß im Nennlastbetrieb gegenüber.

[3] Die dargestellte Jahresdauerlinie ist ein Ergebnis eigener Wärmenetzsimulationen (vgl. Kapitel 4.1). Aus diesem Grund ergibt sich durch die Betrachtung verschiedener, außentemperaturabhängiger Lastintervalle im Wärmenetz ein gestufter Verlauf.

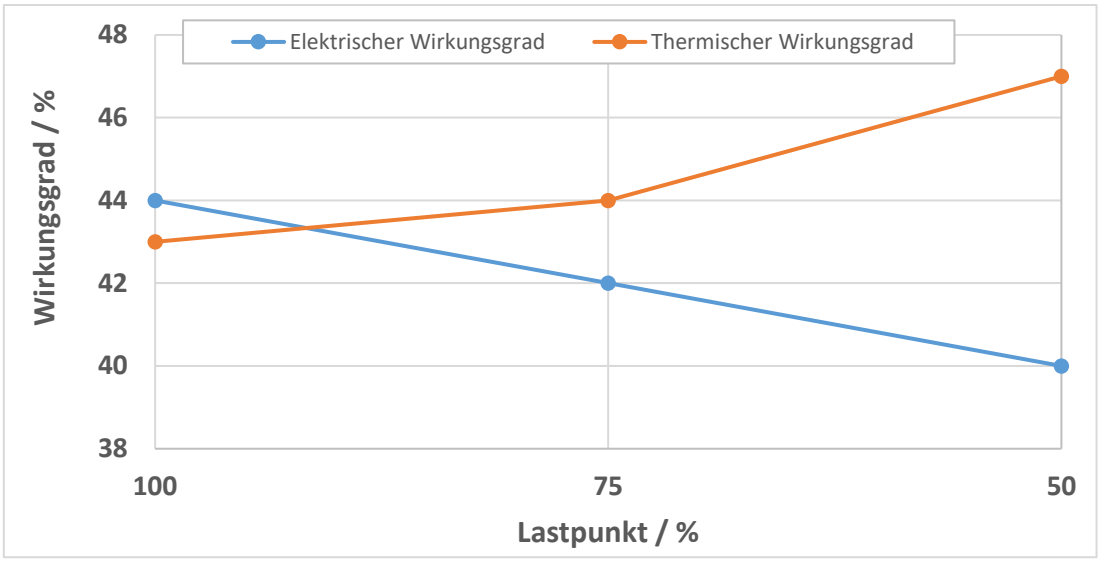

Abbildung 7: Wirkungsgrade eines verbrennungsmotorischen BHKW bei Nenn- und Teillast nach Produktdatenblatt MWM TCG 2020 V 20

Der Betrieb von KWK-Anlagen erfolgt in der Regel anhand der wärmegeführten, stromgeführten oder stromorientierten Betriebsweise. Bei der wärmegeführten Betriebsweise richtet sich der KWK-Anlagenbetrieb ausschließlich nach dem Wärmebedarf des zu versorgenden Objektes. Da die Wärmeerzeugung immer der Wärmesenke, welche aus Wärmebedarf und freier Wärmespeicherkapazität besteht, entspricht, erfolgt keine Notkühlung. Führungsgröße des Anlagenbetriebes bei der stromgeführten Betriebsweise ist entsprechend der Strombedarf. Überschusswärme ist durch den Einsatz eines Notkühlers abzuführen. Die stromorientierte Betriebsweise stellt eine Kombination der wärme- und stromgeführten Betriebsweise dar. Zwar wird der Anlagenbetrieb primär durch den Stromverbrauch bestimmt, allerdings gilt die Restriktion, dass eine ausreichende Wärmesenke zur Sicherstellung des KWK-Betriebes zur Verfügung steht (entsprechend kein Einsatz eines Notkühlers). [8]
Weiterführende Beschreibungen zur Modellierung der KWK-Anlagen zur anschließenden Simulation finden sich in Kapitel 4.2.2.

2.1.2 Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energien

Zur erneuerbaren Wärmeerzeugung bieten sich verschiedene Energieträger sowie unterschiedliche Erzeugungskonzepte in Abhängigkeit verschiedener Kriterien (beispielsweise Temperaturniveau und Verfügbarkeit) an. Mit knapp 88 % erfolgt ein Großteil der erneuerbaren Wärmeerzeugung anhand von fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse in Kesselanlagen und Verbrennungsmotoren [1]. Da diese Technologien bereits durch die konventionellen Erzeuger abgebildet sind und sich lediglich Brennstoffe und Wirkungsgrade ändern, werden Biomassefeuerungen im Folgenden nicht weiter betrachtet. Tiefengeothermische Wärmeerzeugung ist auf Gebiete mit wärmeführenden Erdschichten beschränkt. Besonders im Süden Deutschlands wird diese Art der erneuerbaren Wärmeerzeugung stark forciert [19]. Wie in **Abbildung 8** dargestellt, ist der Anteil von sowohl oberflächennaher geothermischer als auch solarthermischer Wärmeerzeugung in den letzten Jahrzehnten deutlich gestiegen. Die Nutzung von oberflächennahen Wärmepotenzialen ist durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich, deren CO_2-Emissionen wiederrum stark vom Anteil erneuerbarer Energien in der Stromversorgung abhängen. Da diesbezüglich ein deutlicher Ausbau zu verzeichnen und weiterhin zu erwarten ist, weist diese Technologie ein enormes Potenzial für die Zukunft auf. [5]

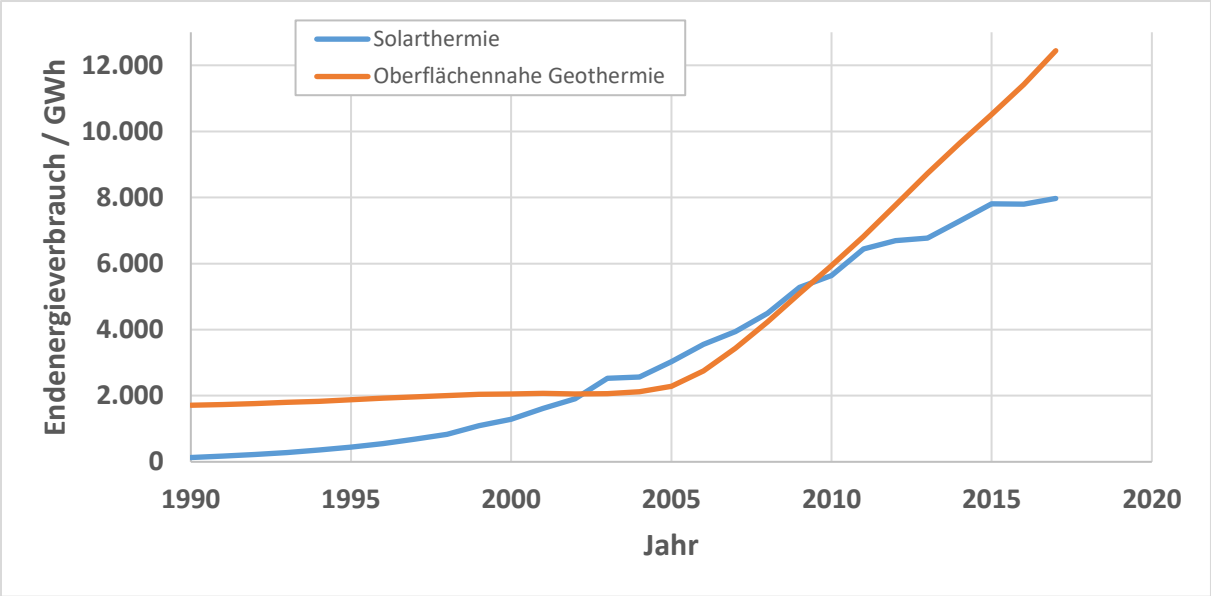

Abbildung 8: Entwicklung des Anteils solarthermischer und oberflächennaher, geothermischer Wärmeerzeugung am Endenergieverbrauch, eigene Darstellung in Anlehnung an [5]

Das Strahlungsangebot der Sonne kann mit Hilfe von Solarthermieanlagen genutzt werden. Allerdings führt diese Technologie durch täglich fluktuierende und saisonal schwankende Erzeugung besonders in lastschwachen Monaten zu neuen Herausforderungen bezüglich der Energiespeicherung und -verteilung. Eine Einbindung in neue Netze der vierten Generation mit geringeren Temperaturen (vgl. Kapitel 2.2.2) ist möglich. Begründet durch das hohe Potenzial zur Reduktion von CO_2-Emissionen sollen die vorgestellten Technologien in den Betriebssimulationen berücksichtigt und im Folgenden kurz beschrieben werden.

Solarthermische Wärmeerzeuger

Unter dem Begriff Solarthermie wird die thermische Nutzung von solarer Strahlungsenergie durch Strahlungsabsorption verstanden. Im Allgemeinen wird zwischen konzentrierenden und nicht-konzentrierenden Anlagen unterschieden. Bei konzentrierenden Kollektoren wird die einfallende Sonnenstrahlung durch Linsen oder Spiegel konzentriert und auf einen Absorber gelenkt, damit Temperaturen von mehr als 1.000 °C im Absorber erreicht werden [20]. Nicht-konzentrierende Anlagen, welche im Folgenden betrachtet werden, stellen Wärme auf einem geringeren Temperaturniveau zur Verfügung. Hierzu wird die einfallende, nicht-konzentrierte Solarstrahlung durch einen Absorber, welcher unter einem lichtdurchlässigen Glas liegt, in thermische Energie umgewandelt und mittels Wärmeträgermedium einer Wärmesenke zugeführt. Als Wärmeträgermedium wird eine Mischung aus Wasser, Frost- und Korrosionsschutzmittel genutzt.
Die auf der Erdoberfläche messbare Globalstrahlung ist als Summe aus diffuser und direkter Strahlung definiert. Der gerichtete Anteil der Sonnenstrahlung stellt die direkte Strahlung da. Die aufgrund von Reflexions- und Streuungsprozessen in der Erdatmosphäre ungerichtete Sonnenstrahlung wird als diffuse Strahlung bezeichnet. Zur solarthermischen Energieerzeugung werden sowohl die diffuse als auch die direkte Sonnenstrahlung genutzt.
Je nach Anwendung und benötigtem Temperaturniveau werden verschiedene Kollektorarten realisiert. Für die Trinkwarmwassererwärmung und Raumheizung liegt das Temperaturniveau zwischen 40 und 60 °C, weshalb Flachkollektoren zum Einsatz kommen. Vakuumröhrenkollektoren werden in der Regel zur Bereitstellung von Prozesswärme bei 80 bis 90 °C genutzt. Dieses Temperaturniveau eignet sich auch für eine Einbindung solarthermischer Wärme in Wärmenetze.

Der Umwandlungsprozess von Solarstrahlung in thermische Energie im Absorber wird im Folgenden anhand eines Flachkollektors mit Hilfe von **Abbildung 9** beschrieben.

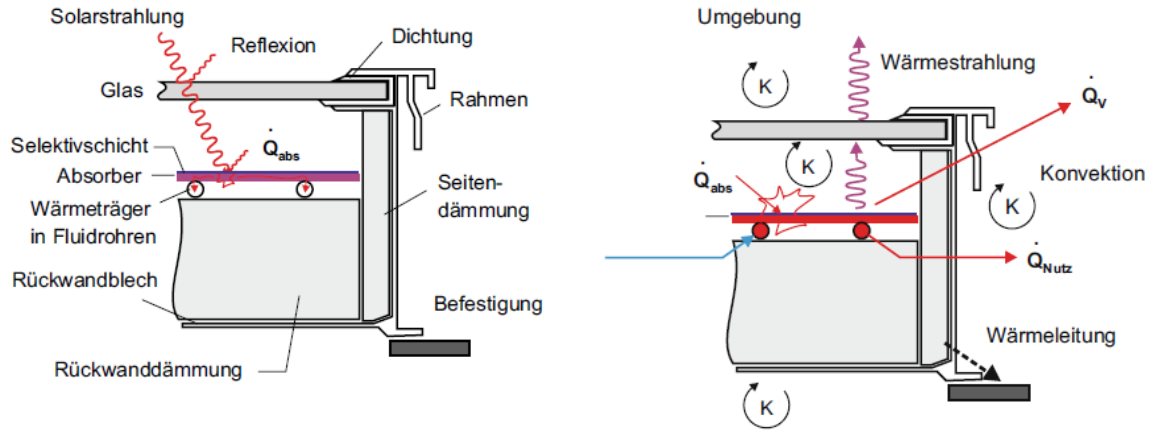

Abbildung 9: Strahlungsabsorption (links) und Wärmeverluste (rechts) in einem Solarkollektor [21][4]

Um Wärme zu erzeugen, wird der Großteil der direkten und diffusen Solarstrahlung durch das hochtransparente Solarglas transmittiert. Der Anteil der reflektierten Strahlung beträgt lediglich ca. 8 %. Zudem werden zusätzlich ca. 2 % absorbiert, was zu knapp 90 % transmittierter Strahlung führt. Wie in **Abbildung 9** dargestellt, verlaufen unterhalb der Absorberschicht Kupferrohre, in denen das Wärmeträgermedium zirkuliert. Zwischen Absorber und Fluidrohr ist ein wärmeleitendes Blech aus Kupfer oder Aluminium angebracht, welches sich erwärmt und die thermische Energie über die Fluidrohre an das Wärmeträgermedium überträgt. So beträgt der in thermische Energie umgewandelte Anteil der Solarstrahlung in der Regel knapp 85 %.
Mit steigender Temperatur im Kollektorinneren steigt ebenfalls die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebung, was zu einem Wärmeverluststrom an die Umgebung und folglich zu einer Verringerung des Nutzenergiestroms führt. Die vom Absorber emittierte Wärmestrahlung kann zudem nicht vollständig vom Glas zurückgehalten werden. Um die Wärmeverluste an die Umgebung am Kollektorrahmen sowie an dessen Rückseite zu verringern, werden diese Bauteile zusätzlich gedämmt.
Im rechten Teil von **Abbildung 9** ist die Energiebilanz für einen Solarkollektor dargestellt. Bei Kollektoren ist zwischen der Bruttofläche A_{G}, der Absorberfläche A_{A} und der Aperturfläche A_{a} zu unterscheiden. Die Aperturfläche beschreibt den Bereich, auf welchen unkonzentrierte Strahlung trifft. Sie ist folglich für jegliche Berechnungen zu verwenden.
Die Leistung eines Vakuumröhrenkollektors ergibt sich nach **Abbildung 9** aus der Differenz aus Wärmeerzeugung und Verlusten, die bedingt durch Wärmestrahlung $\dot{Q}_{\mathrm{S}}$, Konvektion $\dot{Q}_{\mathrm{K}}$ und Reflexion $\dot{Q}_{\mathrm{R}}$ auftreten. Die Kollektornutzleistung $\dot{Q}_{\mathrm{KN}}$ für Vakuumröhrenkollektoren kann durch Gl. 2.4

$$\dot{Q}_{\mathrm{KN}} = \eta_0 \cdot E \cdot A_{\mathrm{a}} - (k_0 \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}}) + k_1 \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}})^2) \qquad \text{Gl. 2.4}$$

unter Berücksichtigung der solaren Strahlungsstärke E sowie der Aperturfläche A_{a} beschrieben werden. Um die Verluste durch Strahlung und Konvektion zu bestimmen, müssen neben der Kollektortemperatur T_{K} sowie der Umgebungstemperatur T_{U} ebenfalls die Verlustkoeffizienten k_0 und k_1, die den Herstellerangaben zu entnehmen sind, berücksichtigt werden. Die mittlere Kollektortemperatur $T_{\mathrm{K,m}}$ wird dann herangezogen, wenn die genaue Kollektortemperatur T_{K} nicht bekannt ist. Da sich diese in Abhängigkeit der Wärmeentnahme aus der Vorperiode und weiteren Restriktionen zum Betrachtungszeitpunkt bei den folgenden Simulationen bestimmen lässt, wird die berechnete

[4] Reprinted by permission from Springer Nature: Springer Nature; Solarthermie - Wie Sonne zu Wärme wird; Schabbach, T., Leibbrandt, P.; Copyright 2014

Kollektortemperatur T_{K} genutzt (vgl. Kapitel 4.2.2). Reflexionsverluste werden anhand des Konversionsfaktors η_0 beschrieben (vgl. Anhang 12.1). Der Kollektorwirkungsgrad η_{K} ergibt sich nach Gl. 2.5

$$\eta_{\mathrm{K}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{KN}}}{E \cdot A_{\mathrm{a}}} = \eta_0 - \frac{k_0 \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}}) + k_1 \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}})^2}{E} \qquad \text{Gl. 2.5}$$

aus dem Verhältnis aus erzielbarer Kollektornutzleistung zu der solaren Bestrahlungsstärke E, die auf die Aperturfläche A_{a} trifft. Eine Herleitung der Kollektornutzleistung $\dot{Q}_{\mathrm{KN}}$ findet sich im Anhang 12.1. Für die Einbindung in den Vorlauf von Wärmenetzen eignen sich, bedingt durch die hohen Vorlauftemperaturen konventioneller Netze, Vakuumröhrenkollektoren. Bei Vakuumröhrenkollektoren sind die Absorber in einem geschlossenen Glasrohr mit Hochvakuum ausgeführt, wodurch Wärmeleitung und Konvektion minimiert werden. Auf diese Weise kann Energie im Wesentlichen in Form von Wärmestrahlung des Absorbers abgegeben werden, die durch die Nutzung einer Selektivbeschichtung der Absorberfläche verringert wird. [21], [22], [23] Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung zur anschließenden Simulation der solarthermischen Wärmeeinbindung in Wärmenetze findet sich in Kapitel 4.2.2.

Neben dem Absorber zur Wassererwärmung umfasst ein Kollektorsystem ebenfalls Speicher, Pumpe sowie Regelung. Führen Kurzzeitspeicher zu geringen Deckungsgraden, so kann durch die Nutzung von Langzeitwärmespeichern bei ausreichender Kollektorfläche je nach Versorgungsobjekt teilweise mehr als die Hälfte des Wärmebedarfes durch solarthermische Wärmeerzeugung bedient werden, was zu einer starken Reduktion der CO_2-Emissionen im Vergleich zu einer konventionellen Wärmeversorgung führt. [21]

Für eine effiziente Anwendung sind gewisse Richtwerte zu beachten. So sollte die Kollektorfläche für Flachkollektoren je nach jährlichem Wärmebedarf 1,4 bis 2,4 m²/MWh entsprechen [20]. Das benötigte Volumen im Langzeitwärmespeicher richtet sich nach der installierten Kollektorfläche. Um solare Deckungsgrade von knapp 50 % zu erreichen, sollte das spezifische Speichervolumen zwischen 1,5 und 2,5 $m^3/m^2_{\mathrm{Kollektorfläche}}$ liegen [1]. Die Einbindung in das Wärmenetz kann je nach Standort des Kollektorfeldes und der Heizzentrale, welche die (regelbaren) Erzeugungsanlagen und thermischen Speicher beinhaltet, zentral oder dezentral erfolgen. Eine zentrale Einbindung ist auch bei dezentraler Erzeugung durch die Nutzung eines zusätzlichen Solarnetzes möglich. Diese Maßnahme ist jedoch mit zusätzlichen Investitionskosten verbunden. [24]

Im Rahmen der Szenariobetrachtungen in Kapitel 5.3 soll der Einfluss von Speicherkapazität und -betriebsstrategie untersucht werden. Es wird von einer zentralen Erzeugung und Einbindung ausgegangen.

Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe ist eine technische Anlage, mit der die Temperatur einer Wärmequelle auf ein technisch nutzbares Temperaturniveau erhöht wird. [25] Potenzielle Wärmequellen sind insbesondere das Erdreich sowie Grund- oder Oberflächenwasser, da diese im Gegensatz zur Luft geringe Temperaturschwankungen im Jahresverlauf aufweisen. Erdwärme kann entweder durch oberflächennahe, horizontale oder durch vertikale Kollektoren aus tieferen Schichten (ca. 40 - 100 m) anhand eines Solekreislaufes entnommen werden. Als Grundwasser wird Wasser aus unterirdischen Hohlräumen bezeichnet, wie es beispielsweise mittels Brunnen genutzt wird. Dem Vorteil der geringen Temperaturschwankungen steht eine Aufbereitung zum Korrosionsschutz und zur Vermeidung von Ablagerungen gegenüber. Wasser aus Flüssen und Seen, welches stärkeren Temperaturschwankungen unterliegt, ist als Oberflächenwasser definiert. [26]

Zur Nutzung von Wärmequellen niedrigen Temperaturniveaus sind die folgenden vier Schritte eines idealen Wärmepumpenprozesses erforderlich, welche anhand der Zustände in einem entsprechenden lg(p)-h-Diagramm dargestellt sind (**Abbildung 10**):

1. Isobare Wärmeaufnahme am Verdampfer (4 - 1),
2. Temperaturerhöhung mittels isentroper Kompression im Verdichter (1 - 2),
3. isobare Wärmeabgabe am Verflüssiger (2 - 3) und abschließend
4. Temperaturabnahme mittels isenthalper Drosselung in Expansionsvorrichtung (3 - 4).

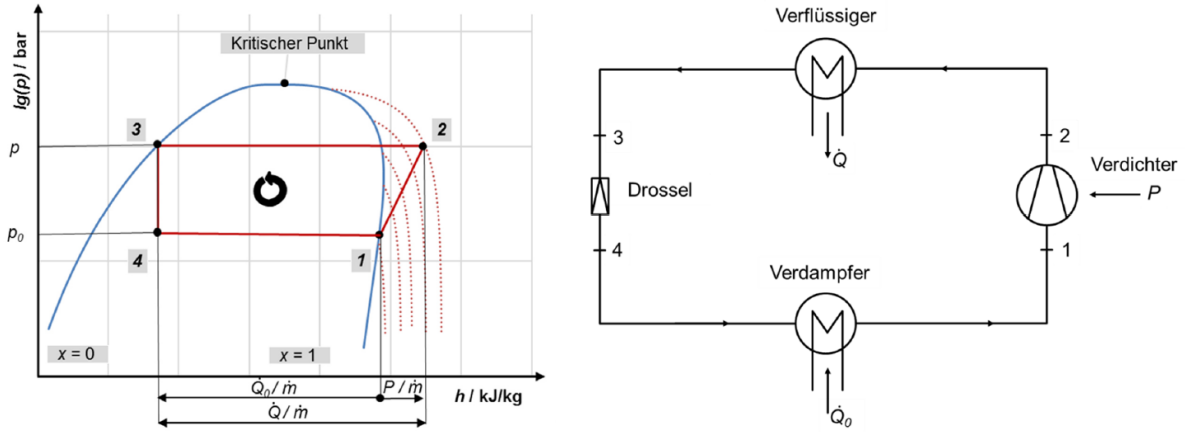

Abbildung 10: Zustandsdiagramm und Prozessschemata einer Kompressionswärmepumpe, eigene Darstellung in Anlehnung an [26] (linke Grafik) und [28] (rechte Grafik)

Anhand der zyklischen Prozessschritte werden ebenfalls die nötigen Bestandteile einer Wärmepumpe deutlich. Die Wärmeübertragung von der Wärmequelle auf das als Kältemittel bezeichnete Arbeitsfluid einer Wärmepumpe erfolgt im Verdampfer. Um einen Wechsel von der flüssigen zur gasförmiger Phase bei konstantem Verflüssigungsdruck zu realisieren, ist die als Verdampfungsenthalpie bezeichnete Energiemenge aufzubringen. Zur weiteren Erhöhung der Temperatur des Kältemittels wird dieses verdichtet. Die Verdichterleistung, welche einen wesentlichen Einfluss auf die Effizienz des Wärmepumpenprozesses hat, wird anhand von Gl. 2.6

$$P = \dot{m} \cdot (h_2 - h_1) \qquad \text{Gl. 2.6}$$

in Abhängigkeit des Kältemittelmassenstroms bestimmt und nimmt mit steigendem Temperaturhub zu. An dieser Stelle wird bereits deutlich, dass zur Erzeugung der exergiearmen[5] Energieform Wärme hochexergetische, elektrische Energie verwendet wird. Dieser Prozess kann folglich nur bei einem geringen Temperaturhub und einem hohen Anteil erneuerbarer Energien in der Stromversorgung geringe CO_2-Emissionen aufweisen. Die Übertragung der Heizwärme erfolgt anschließend im Verflüssiger, in dem die Kondensationsenthalpie abgeführt wird und der Übergang von gasförmiger in die flüssige Phase erfolgt. Um das Kältemittel wieder in seinen Anfangszustand zu überführen, wird dessen Temperatur mittels Entspannung in einer Drossel (Expansionsvorrichtung) reduziert. [30], [31]
Zur Bewertung von Wärmepumpen können verschiedene Kennzahlen herangezogen werden. So beschreibt die Leistungszahl ε nach Gl. 2.7

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}}{P_{\mathrm{el}}} \qquad \text{Gl. 2.7}$$

[5] Als Exergie wird der Teil der Energie beschrieben, welcher sich vollständig in jede andere Energieform umwandeln lässt. Die Exergie kann als Maß für die Arbeitsfähigkeit angenommen werden. Anergie hingegen lässt sich nicht in technische Arbeit umwandeln. Die Summe aus Exergie und Anergie wird als Energie bezeichnet. [29]

das Verhältnis von Heizleistung der Wärmepumpe $\dot{Q}$ zur eingesetzten Verdichterleistung P_{el}. Unter Berücksichtigung jeglicher Nebenantriebe wird der in der Praxis gängige COP-Wert (abgeleitet vom Englischen coefficient of performance) nach Gl. 2.8

$$COP = \frac{\dot{Q}}{P_{\mathrm{el,Verd.}} + P_{\mathrm{el,Nebenantr.}}} \qquad \text{Gl. 2.8}$$

berechnet. Mit Hilfe der Jahresarbeitszahl können saisonale Schwankungen des Temperaturhubes, die aus einer schwankenden Wärmequellentemperatur resultieren, in der Bewertung berücksichtigt werden. Die mittlere Leistungszahl eines Jahres (Jahresarbeitszahl β) wird nach Gl. 2.9

$$JAZ = \beta = \frac{Q_{\mathrm{Jahr}}}{W_{\mathrm{Jahr}}} \qquad \text{Gl. 2.9}$$

durch das Verhältnis von Heizwärme zur elektrischen Arbeit über ein Jahr beschrieben. [28], [26]
Die gebräuchlichsten Wärmepumpenarten sind Kompressions- sowie Absorptionswärmepumpen [26]. Im Folgenden sollen lediglich Kompressionswärmepumpen betrachtet werden, die je nach Antriebsart in elektrische und verbrennungsmotorische Wärmepumpen unterschieden werden. Vor dem Hintergrund der Ressourcenschonung und der Reduktion der CO_2-Emissionen aus konventionellen, endlichen Energieträgern erfolgt im Folgenden eine Beschränkung auf elektrische Kompressionswärmepumpen.
Neben unterschiedlicher Wärmequellen bieten Wärmepumpen ebenso die Möglichkeit der Nutzung verschiedenster Kältemittel, die die Effizienz des Betriebes stark beeinflussen. Durch regulatorische Rahmenbedingungen ist der Einsatz verschiedener Kältemittel allerdings beschränkt. Eine Beschreibung entsprechender Kennzahlen zur Bewertung der Kältemittel findet sich im Anhang 12.2.
Im Folgenden soll als Kältemittel Ammoniak betrachtet werden, da es den ökologischen Anforderungen des Gesetzgebers entspricht und eine hohe Verdampfungsenthalpie sowie eine hohe volumetrische Heizleistung aufweist, wodurch kleine Leitungsquerschnitte und geringe Füllmengen realisiert werden können [31], [32].
Um bei schwankenden Wärmequellentemperaturen eine konstante bzw. bedarfsabhängige Heizleistung zu gewährleisten, ist die Regelung des Wärmepumpenbetriebes nötig. Hierzu kann beispielsweise die Drehzahl des Verdichters geregelt werden, um den Volumenstrom und das Druckverhältnis einzustellen. Eine Beschreibung der modellierten Regelung sowie der Betriebsstrategie in Abhängigkeit der regelbaren Erzeugungsanlagen erfolgt in Kapitel 4.2.2.

2.1.3 Thermische Energiespeicher

Sowohl für einen flexiblen Betrieb von KWK-Anlagen als auch zur Maximierung des Anteils an Wärme aus erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung sind Wärmespeicher essentiell. Sie schaffen die Möglichkeit der zeitlichen Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch und stellen somit ein wichtiges Element zur ökonomischen und ökologischen Optimierung von Energieversorgungssystemen dar. Hierzu sind sowohl die Speicherauslegung bezüglich der potenziellen Speicherdauer als auch die Wahl der Speicherbetriebsstrategie für einen effizienten Betrieb des Gesamtsystems von besonderer Bedeutung. Neben Kurzzeitspeichern zur Pufferung von wenigen Stunden werden ebenso saisonale Wärmespeicher zur Nutzung von solarer Wärme in den Wintermonaten realisiert.
Wärmespeicher lassen sich in sensible, latente, sorptive und chemische Speicher unterteilen. Im Folgenden werden ausschließlich sensible Speicher in Form von zylindrischen Wassertanks betrachtet[6]. Die Energiespeicherung erfolgt durch die Erhöhung der Temperatur des Speichermediums. Hierzu wird

[6] Weiterführende Informationen zu den anderen Speicherformen finden sich beispielsweise in Hauer et al. [33].

bedingt durch hohe Verfügbarkeit und geringe Kosten am häufigsten flüssiges Wasser verwendet. Die gespeicherte Energie stellt nach Gl. 2.10

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \qquad \text{Gl. 2.10}$$

eine Funktion der Masse m, der spezifischen Wärmekapazität c_p und der Differenz der Temperatur des Speichermediums vor und nach der Beladephase (ΔT) dar. Da somit eine fühlbare Änderung der Temperatur je nach Speicherzustand vorliegt, spricht man von sensiblen Wärmespeichern. [30], [34]
Neben der Auswahl der oberen und unteren Temperatur wird die Speicherkapazität durch das Speichervolumen bestimmt. In den betrachteten Speichern ergibt sich durch die unterschiedlichen Temperaturen (hohe Temperaturen im oberen Bereich und geringere Temperaturen im unteren Bereich) durch die Dichteunterschiede des Wassers eine Temperaturschichtung. Wie auch in Wärmenetzen (vgl. Kapitel 2.2.2) treten bei Wärmespeichern durch die hohen Temperaturen im Vergleich zur Außentemperatur trotz Isolierung Wärmeverluste auf. Die Wärmeverluste stellen eine Funktion der Speicheroberfläche dar, die gespeicherte Energiemenge hingegen eine Funktion des Speichervolumens. Aus diesem Grund ist ein günstiges Oberflächen-Volumen-Verhältnis zur Reduktion der Wärmeverluste bei hoher Speicherkapazität anzustreben. [30]
Zur Berechnung der Wärmeverluste kann die mittlere Speichertemperatur als gute Näherung zur Abbildung der Temperaturschichtung herangezogen werden. Wird ein Speicher durch sein großes Volumen nicht in einem Gebäude untergebracht, so ist die Temperatur der Umgebungsluft am entsprechenden Standort zur Ermittlung der Wärmeverluste heranzuziehen. Die Modellierung von Wärmespeichern sowie mögliche Betriebsstrategien werden in Kapitel 4.2.3 erläutert.

2.1.4 Erzeugungsspezifische regulatorische Rahmenbedingungen

Der Betrieb von wärmeerzeugenden Anlagen unterliegt unabhängig vom verwendeten Brennstoff einer Vielzahl an regulatorischen Rahmenbedingungen, die teilweise direkten Einfluss auf deren wirtschaftliches Betriebsergebnis haben. Relevante Gesetze und Richtlinien sowie Fördersystematiken werden im Folgenden vorgestellt.

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) - Zuschläge für KWK-Anlagen und Investitionszuschüsse für Wärmespeicher

Zweck des Gesetzes ist die Erhöhung des KWK-Anteils an der Nettostromerzeugung vor dem Hintergrund der Energieeinsparung und des Klimaschutzes durch die hocheffiziente, gekoppelte Erzeugung von Strom und Nutzwärme. Konkret soll die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen nach § 1 Abs. 1 KWKG auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 gesteigert werden. Da die Nettostromerzeugung durch KWK-Anlagen im Jahr 2017 bereits bei 124 TWh lag [35], sind die formulierten Ziele wenig ambitioniert und lassen einen deutlichen Interpretationsspielraum bezüglich der Rolle der KWK in der Energiewende zu.
Nach § 2 Abs. 13 KWKG handelt es sich bei KWK um "die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage […]". Als Nutzwärme gilt nach § 2 Abs. 26 KWKG Wärme aus einem KWK-Prozess, welche als Prozesswärme oder zu Raumheizungs-, Warmwasserbereitungs- oder Kälteerzeugungszwecken dient. In den vergangenen Jahren wurde das KWKG mehrfach novelliert, was zu einer komplexen Förderstruktur in Abhängigkeit der Leistungsklasse und seit dem Jahr 2016 ebenso in Abhängigkeit der Nutzungsart des im KWK-Betrieb erzeugten Stroms geführt hat.
Grundvoraussetzung für eine Zuschlagszahlung ist die Erfüllung verschiedener Kriterien. So müssen KWK-Anlagen nach § 6 KWKG Strom auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmiger oder

flüssiger Brennstoffe erzeugen, was eine Erzeugung durch Kohle als Brennstoff ausschließt. Des Weiteren darf durch die betrachtete KWK-Anlage kein Wärmenetzanschluss zur Verteilung von Wärme aus anderen KWK-Prozessen verdrängt werden und die zu fördernden Anlagen müssen hocheffizient sein. Das Hocheffizienzkriterium erfüllen solche Anlagen, die ab einer elektrischen Leistung von 1 MW eine Primärenergieeinsparung in Höhe von 10 % im Vergleich zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung aufweisen. Anlagen mit einer geringeren elektrischen Nennleistung müssen lediglich eine Primärenergieeinsparung im Vergleich zur getrennten Erzeugung aufweisen, unabhängig in welcher Höhe diese ausfällt. [36]
In **Abbildung 11** sind die Zuschlagszahlungen in Abhängigkeit der Leistungsgröße und der Stromnutzungsart dargestellt.

	Leistungsanteile (kW_{el}) in ct/kWh				
	≤ 50	> 50 – 100	> 100 – 250	> 250 – 2.000*	> 2.000*
Netzeinspeisung (§7 I+II)	8,0	6,0	5,0	4,4	3,1
	Bonuszahlung bei Kohleersatz: + 0,6 ct/kWh				
Nicht-Netzeinspeisung (Eigenverbrauch o.ä.) (§7 III 1)	4,0	3,0	–	–	–

Abbildung 11: Zuschlagszahlungen nach dem KWKG 2016 in Anlehnung an [37]

Es wird deutlich, dass die Förderung für Anlagen, deren Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird, wesentlich höher ausfällt, als für Strom zu Eigenversorgungszwecken. Die in **Abbildung 11** dargestellten, für die Stromeinspeisung fixen Zuschläge werden für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis (einschließlich) 1 MW sowie ab 50 MW gewährt. Für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW sowie bis zu (einschließlich) 50 MW ergibt sich die Höhe der Zuschlagszahlungen für den eingespeisten Strom durch die Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren auf Basis von Geboten der Anlagenbetreiber [38].
Bei der Eigennutzung beschränkt sich die Zuschlagszahlung auf KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu (einschließlich) 100 kW. Die Dauer der Zuschlagszahlung richtet sich ebenfalls nach der elektrischen Leistung. Für kleine KWK-Anlagen ($P_{el} \leq 50$ kW) werden Zuschläge für 60.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Die Anzahl der jährlichen Vollbenutzungsstunden wird nach § 2 Abs. 3 KWKG über den Quotienten der zuschlagsberechtigten KWK-Nettostromerzeugung pro Jahr und der maximalen KWK-Nettostromerzeugung im Auslegungszustand während einer Betriebsstunde ermittelt. Für größeren Anlagen ($P_{el} > 50$ kW) besteht ein Anspruch auf Zuschlagszahlung für die Dauer von 30.000 Vollbenutzungsstunden. [36]
Neben den Zuschlägen ist ebenso die Vergütung des eingespeisten Stroms im Rahmen des KWKG geregelt. Betreiber von KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu einschließlich 100 kW können nach § 4 Abs. 2 KWKG den erzeugten Strom entweder direkt vermarkten oder aber die kaufmännische Abnahme des erzeugten KWK-Stroms vom Netzbetreiber fordern. Für letzteres gilt nach § 4 Abs. 3 KWKG der sogenannte übliche Preis für KWK-Strom, welcher sich aus dem Durchschnittspreis für Grundlaststrom (Baseload) des vorangegangenen Quartals an der Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) ergibt. Wird die Leistungsgrenze von 100 kW_{el} überschritten, so müssen Betreiber solcher Anlagen nach § 4 Abs. 1 KWKG den eingespeisten Strom direkt vermarkten, womit die Lieferung an einen Dritten gegen ein Entgelt gemeint ist. [36] Als Richtwert kann der Börsenpreis für Grundlaststrom herangezogen werden. Zeitreihen in stündlicher Auflösung werden beispielsweise durch die Plattform SMARD der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt [39].
Neben der Förderung von KWK-Anlagen sind des Weiteren Investitionszuschüsse für weitere Systemkomponenten im KWKG geregelt. Nach § 22 KWKG wird für Wärmespeicher (und Kältespeicher) ein Investitionszuschuss gewährt. Voraussetzung dafür ist es nach

§ 22 Abs. 1 Satz 2 und 3 KWKG, dass die gespeicherte Wärme überwiegend aus an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossene, einspeisende KWK-Anlagen stammt und der mittlere Wärmeverlust geringer als 15 $W/m^2_{Behälteroberfläche}$ ist. Zur Berechnung der mittleren Wärmeverluste kann nach der Richtlinie AGFW FW 313 vorgegangen werden [40]. Neu zu errichtende Wärmespeicher müssen nach § 22 Abs. 4 KWKG für einen Investitionszuschuss ein Volumen von mindestens 1 $m^3_{Wasseräquivalent}$ oder 0,3 m³/kW bezogen auf die elektrische Leistung der KWK-Anlage aufweisen. Bei Erfüllung aller Voraussetzungen werden Wärmespeicher bis zu einem Volumen von einschließlich 50 $m^3_{Wasseräquivalent}$ mit 250 €/m³ gefördert. Größere Speicher erhalten nach § 23 Abs. 1 KWKG eine Förderung in Höhe von 30 % der ansatzfähigen Kosten (maximal 10 Mio. € je Projekt). [36] Entsprechende Fördermodalitäten für Wärmenetze finden sich in Kapitel 2.2.3.
In den folgenden Szenariobetrachtungen sind die Zuschlagszahlungen für den Betrieb von KWK-Anlagen und Investitionszuschüsse für die Errichtung von Wärmespeichern (und Wärmenetzen) unter Berücksichtigung jeglicher Modalitäten abgebildet.

Energiesteuergesetz (EnergieStG)

Das Energiesteuergesetz regelt die Besteuerung von Energieerzeugnissen. Unter gewissen Voraussetzungen können für die in KWK-Anlagen eingesetzten Brennstoffe Vergünstigungen gelten. Nach § 53 a EnergieStG erhalten zuvor versteuerte Energieerzeugnisse, die in KWK-Anlagen mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad in Höhe von mindestens 70 % verheizt wurden, eine anteilige Steuerentlastung. Erfüllen diese KWK-Anlagen neben dem geforderten Nutzungsgrad des Weiteren das zuvor beschriebene Hocheffizienzkriterium, dann wird eine vollständige Steuerentlastung in Höhe von 0,55 ct/kWh_{Erdgas} gewährt, solange die Hauptbestandteile der Anlage noch nicht vollständig abgeschrieben sind (nach der vollständigen Abschreibung ist ebenfalls eine anteilige Steuerentlastung möglich). Für die folgenden Szenariobetrachtungen sind somit alle Kriterien zu überprüfen, damit in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen ggf. eine Steuerentlastung berücksichtigt werden kann. [41]

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) - Förderung von Wärmeerzeugungsanlagen

Mit Hilfe des EEWärmeG ("Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich") soll die Nachhaltigkeit der Energieversorgung gesteigert werden, um fossile Ressourcen zu schonen und die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren. Konkret stellen die Zielvorgaben des EEWärmeG bezüglich des Anteils erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung einen ersten Schritt dar, ebenfalls den Wärmesektor in der Energiewende zu adressieren. So soll nach § 1 Abs. 2 EEWärmeG der "Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent" gesteigert werden.
Umgesetzt werden die Zielvorgaben nach § 3 Abs.1 EEWärmeG durch die Verpflichtung von Eigentümern von Neubauten mit einer Nutzfläche von mehr als 50 m², einen Teil des Wärme- und Kältebedarfes durch die Nutzung von erneuerbaren Energien zu decken. Der vorgeschriebene Anteil des zu deckenden Wärme- oder Kältebedarfes variiert je nach eingesetztem Energieträger. Zur Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Wärme in der Wärmeversorgung wurden entsprechende Förderprogramme erarbeitet. [4] So erfolgt die Förderung der in § 14 EEWärmeG definierten Maßnahmen über das "Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt" (MAP). Das MAP hat ein Fördervolumen von über 300 Mio. € pro Jahr und lässt sich in zwei Bereiche unterteilen:

- Investitionszuschüsse für kleinere Anlagen von Privathaushalten oder Unternehmen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und
- Tilgungszuschüsse und zinsgünstige Darlehen für gewerbliche Anlagen durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).

Alle entsprechenden Einzelheiten des MAP werden in den "Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt" zusammengefasst [42]. Hier finden sich neben der in Teil IV festgeschriebenen "Förderung durch Investitionszuschüsse" in Teil V die "Förderung durch das KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Premium".
Große Solarthermieanlagen können bei einer Bruttokollektorfläche von mehr als 40 m² nach dem MAP auch dann gefördert werden, wenn sie erneuerbare Wärme zur Verteilung in einem Wärmenetz zur Verfügung stellen. Solarthermieanlagen sind nach den Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt nach Teil IV und Teil V förderfähig.
Bei der Nutzung des Programmteils V für Solarkollektoranlagen findet eine Unterscheidung zwischen größen- und ertragsabhängiger Förderung statt. Wird eine größenabhängige Förderung gewählt, so kann nach der Wärmenetz-Kombinationsförderung ein Tilgungszuschuss in Höhe von 40 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten der Solarkollektoranlage bei überwiegender Einspeisung in ein Wärmenetz erfolgen, solange an dieses Netz mindestens vier Kundenobjekte angeschlossen sind. Sind an das Wärmenetz weniger als vier Kundenobjekte angeschlossen, so beträgt die mögliche Höhe des Tilgungszuschusses 30 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten einer Solarkollektoranlage, deren Bruttokollektorfläche mindestens 40 m² beträgt. Bei einer ertragsabhängigen Förderung sind der jährliche Kollektorwärmeertrag, die Anzahl der installierten Solarthermiemodule und ein Betrag von 0,45 € zur Berechnung der Fördersumme zu multiplizieren. Die technischen Fördervoraussetzungen sowie eine Darstellung der Fördermöglichkeiten nach Programmteil IV finden sich im Anhang 12.3. Der Anteil der mittels Tilgungszuschuss geförderten Solarthermieanlagen lag im Jahr 2016 bei lediglich 1,8 %. [42], [43], [44]
Neben solarthermischen Wärmeerzeugern wird die Förderung von Wärmepumpen bis zu einer Nennwärmeleistung von einschließlich 100 kW u.a. zur Bereitstellung von Wärme für Wärmenetze ebenfalls anhand dieser Richtlinie mittels Basis- und Zusatzförderung geregelt. Eine Beschreibung der Förderhöhe und -modalität findet sich im Anhang 12.3.

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) - Umlage auf eigenverbrauchten Strom

Seit einer Novellierung des EEG, welche am 01.08.2014 in Kraft trat, ist für den eigenverbrauchten Strom aus KWK-Anlagen eine anteilige EEG-Umlage zu zahlen. Bis zum 31.12.2017 lag diese bei 40 % der jährlichen EEG-Umlage (§ 61b EEG). Da diese Regelung jedoch bis zum 31.12.2017 befristet war, wurde dieser auf den Eigenverbrauch anfallender Anteil kurzzeitig auf 100 % angehoben. Verhandlungen zwischen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und EU-Kommission führten zu einer Neureglung für Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum nach dem 01.01.2018. So liegt die anteilig zu zahlende EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 MW und größer 10 MW erneut bei 40 %. Für Anlagen, die zwischen diese Grenzen fallen, ergibt sich die zu zahlende EEG-Umlage in Abhängigkeit der jährlichen Vollbenutzungsstunden. Bei einer Betriebsdauer von 3.500 Vbh pro Jahr liegt die anteilige EEG-Umlage bei 40 % und steigt anschließend bis 7.000 Vbh pro Jahr auf 100 % an. [3], [45]
Da in der vorliegenden Arbeit das Jahr 2017 als Referenzjahr und dementsprechend auch als Jahr der Inbetriebnahme herangezogen wird, ist für eigenverbrauchten Strom aus KWK-Anlagen eine anteilige EEG-Umlage in Höhe von 40 % zu berücksichtigen. Im Jahr 2017 betrug die EEG-Umlage 6,88 ct/kWh$_{el}$ [46].

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- KWK weist gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme durch die Auskopplung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme als Nutzwärme ein hohes Potenzial zur Einsparung von CO_2-Emissionen und zur Reduktion des Primärenergiebedarfes auf.
- Die Teillastfähigkeit verbrennungsmotorischer KWK-Anlagen ermöglicht eine effiziente Versorgung von Objekten und Quartieren verschiedener Bedarfsstrukturen.
- Sowohl die solarthermische als auch die oberflächennahe, geothermische Wärmeversorgung nehmen in Zukunft eine bedeutende Rolle in der Objekt- und Quartiersversorgung ein.
- Thermische Energiespeicher stellen ein zentrales Element für einen flexiblen Betrieb von KWK-Anlagen, besonders in Kombination mit fluktuierend einspeisenden, regenerativen Erzeugern, dar.
- Für die Fördermodalitäten von KWK-Anlagen sind neben dem KWKG ebenso das EnergieStG sowie das EEG zu beachten.
- Die Förderung von erneuerbaren Wärmeerzeugern (auch in Kombination mit Wärmenetzen) nach dem EEWärmeG wird anhand der "Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt" detailliert zusammengefasst.

2.2 Leitungsgebundene Wärmeverteilung

Die technische Infrastruktur zur rohrleitungsgebundenen Verteilung von thermischer Energie zwischen einer oder mehreren Erzeugungsanlagen und einem oder mehreren Verbrauchern wird als Wärmenetz bezeichnet. Wärmenetze bieten die Möglichkeit, hocheffiziente KWK-Wärme sowie erneuerbar erzeugte Wärme verlustarm zu verteilen, indem eine Infrastruktur bestehend aus Rohrleitungen genutzt wird, in denen heißes Wasser als Wärmeträgermedium von den Erzeugerstandorten zu den Wärmeverbrauchern fließt. Der Wärmetransport anhand eines Rohrleitungssystems, welches sich je nach Netzgröße über mehrere Kilometer erstrecken kann, ist zwangsläufig mit Verlusten verbunden. Können diese Verluste durch sorgfältige Planung und einen flexiblen Netzbetrieb minimiert werden, so schaffen Wärmenetze nicht nur eine Möglichkeit der effizienten Verteilung, sondern stellen darüber hinaus ein Bindeglied zur effizienten Kopplung der Sektoren Strom und Wärme dar. Im Folgenden werden die technischen Grundlagen zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung skizziert. Des Weiteren wird ein Überblick bezüglich relevanter regulatorischer Rahmenbedingungen und üblicher Parameter zur Effizienzbewertung gegeben.

2.2.1 Einführende Begriffsdefinitionen

Der Begriff des Wärmenetzes wird im deutschen Sprachgebrauch nicht einheitlich verwendet, was auf verschiedene Definitionen in unterschiedlichen Gesetzestexten zurückzuführen ist. Das EEWärmeG spricht nach § 2 Abs. 2 Satz 2 von Fernwärme, wenn Wärme mittels Wärmenetz verteilt wird. Die Wärmeträgermedien können dabei heißes Wasser oder Wasserdampf sein. Es wird zudem in § 2 Abs. 2 Satz 2 EEWärmeG anstelle von Wärmenetzen lediglich von Fernwärme gesprochen, ohne weiter auf den Unterschied zur Nahwärme einzugehen. [4]

Im KWKG ist in § 2 Satz 32 eine konkretere Abgrenzung von Wärmenetzen zu finden. Hiernach handelt es sich bei Wärmenetzen um Einrichtungen zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung, die die Grundstücksgrenze des Standorts der Einspeiseanlage überschreiten. Zudem bieten sie die Möglichkeit, eine unbestimmte Zahl an Abnehmern anzuschließen, wobei es sich um mindestens einen Abnehmer handeln muss, der weder Eigentümer bzw. Miteigentümer noch Betreiber der Einspeiseanlage ist [36].
Werden ganze Städte oder größere Gemeinden anhand eines Wärmenetzes versorgt, so spricht man im allgemeinen Sprachgebrauch von Fernwärme. Die Versorgung von kleineren Stadtteilen, Quartieren oder einzelnen Siedlungen wird meist als Nahwärme bezeichnet. Eine klare Differenzierung zwischen Nah- und Fernwärme anhand charakteristischer Merkmale wie beispielsweise der Trassenlänge oder des maximalen Nenndurchmessers der Rohrleitungen wird durch den Gesetzgeber nicht vorgegeben. In Topp 09 [47] sind verschiedene Definitionsansätze aufgeführt. So wird Fernwärme als "Wärme beliebiger Herkunft, die mit Hilfe eines Trägermediums […] *gewerblich aufgrund eines Vertrages gegen ein Entgelt* geliefert wird und mit deren Lieferung keine eigenen mietrechtlichen Nebenverpflichtungen erfüllt werden" bezeichnet [47]. Folglich können nach Topp 2009 Nahwärme und Fernwärme synonym verwendet werden [47]. In dieser Arbeit wird aus diesem Grund der Terminus *Wärmenetz* verwendet.
Einen ersten Hinweis auf die Größenordnung eines Wärmenetzes liefert die Anschlussleistung, welche sich aus der Summe der Anschlussleistungen aller Verbraucher ergibt. Wird diese Anschlussleistung auf die Trassenlänge bezogen, so spricht man von der Liniendichte. Anstelle der Trassenlänge kann ebenfalls die Fläche des versorgten Gebietes herangezogen werden, um die *Wärmedichte* wiederzugeben. Für einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb werden Wärmenetze in Gebieten realisiert, in denen die Wärmebedarfsdichte, welche das Verhältnis von Wärmebedarf zur Fläche des Netzgebietes beschreibt, besonders hoch ist. Bezieht man den Wärmebedarf auf die Trassenlänge, so ergibt sich die Wärmeabnahmeliniendichte, welche im Bundesdurchschnitt bei 4 MWh/(m·a) liegt. [17], [48], [49]

2.2.2 Grundlegende Funktionsweise und technische Netzparameter

In **Abbildung 12** ist der Aufbau eines Wärmenetzes schematisch dargestellt. Die in einem Heizwerk oder Heizkraftwerk erzeugte Wärme wird mittels Wärmeträgermedium anhand von Vorlaufleitungen zu den einzelnen Verbrauchern befördert. Nach Abgabe der Wärme in den Anschlussstationen der einzelnen Objekte fließt das abgekühlte Wärmeträgermedium über den Rücklauf zurück zu den wärmeerzeugenden Anlagen.

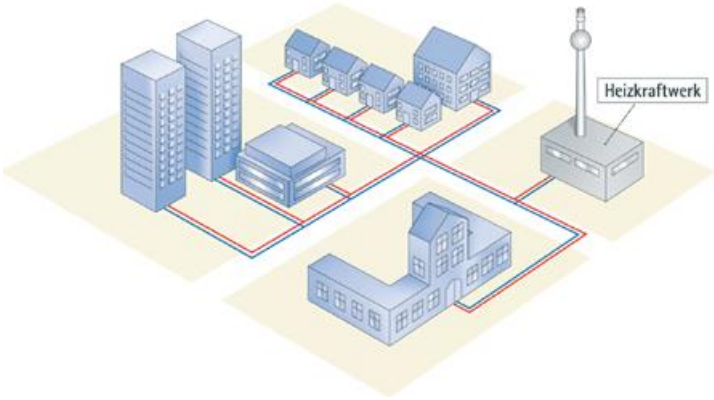

Abbildung 12: Schematische Darstellung eines Wärmenetzes [50]

Damit das Wärmeträgermedium von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern gelangt, ist der Druckverlust des Netzes durch Netzpumpen zu kompensieren. Die Erzeugung kann zentral erfolgen

(**Abbildung 12)**. Eine dezentrale Erzeugung mit einer Heizzentrale und weiteren dezentralen Einspeisern ist ebenso möglich. Letzteres erfolgt beispielsweise bei der Nutzung von industrieller Abwärme. Die Temperatur des Wärmeträgermediums im Vorlauf ist stark von den individuellen Bedarfen der angeschlossenen Verbraucher abhängig und kann zwischen 70 und 140 °C liegen. Hohe Temperaturen werden zur Bereitstellung von Prozesswärme für industrielle Verbraucher benötigt. Für die Beheizung von Gebäuden sowie die Trinkwarmwasserbereitung sind je nach Baustandard Temperaturen von ca. 70 bis 90 °C im Vorlauf ausreichend. Hier ist lediglich eine Mindesttemperatur (in der Regel ca. 70 °C) zur Vermeidung einer Kontaminierung mit Legionellen bei der Trinkwarmwasserversorgung zu gewährleisten [51]. Um ein Verdampfen des Wassers bei Netztemperaturen von mehr als 100 °C zu vermeiden, ist ein entsprechender Druck im Leitungssystem aufrecht zu erhalten.
Die Gesamttrassenlänge aller knapp 1.400 Wärmenetze in Deutschland, bei denen flüssiges Wasser als Wärmeträgermedium verwendet wird, beläuft sich auf rund 20.850 km (Stand August 2017). Zudem werden rund 50 Wärmenetze mit Heizdampf betrieben, deren Trassenlänge in etwa 670 km beträgt (Stand August 2017). [12]
Wärmenetze stellen faktisch ein geschlossenes System dar. Funktional können sie allerdings, wie in **Abbildung 13** dargestellt, in verschiedene Kreisläufe unterteilt werden. Der Primärkreislauf umfasst die Erzeugungsanlagen sowie den Wärmespeicher zur temporären Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung. Vom Primärkreislauf wird das Wärmeträgermedium über den Sekundärkreislauf zu den Verbrauchern transportiert. Hier kann je nach Netzgröße eine weitere Unterscheidung zwischen Transportnetz und Verteilnetz erfolgen. Als Tertiärkreislauf wird das Heizsystem der angeschlossenen Objekte bezeichnet. Der Anschluss kann direkt oder indirekt erfolgen.

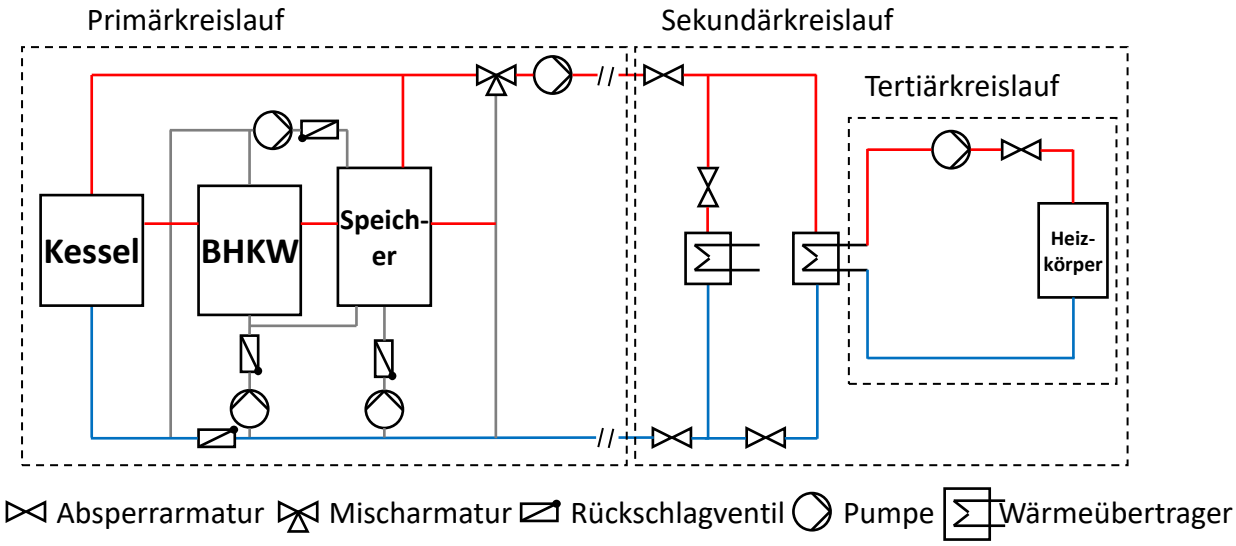

Abbildung 13: Wärmenetzkreisläufe, eigene Darstellung in Anlehnung an [52]

In **Abbildung 13** ist ein indirekter Anschluss dargestellt, bei dem Sekundär- und Tertiärkreislauf über einen Wärmeübertrager voneinander getrennt sind. Zwischen Sekundär- und Tertiärkreislauf erfolgt die Wärmeübergabe zwischen Wärmenetz und Hauszentrale unter Einhaltung der vereinbarten Parameter bezüglich Druck, Temperatur und Volumenstrom in der Übergabestation. Um die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung zur Verfügung zu stellen, wird der maximale Volumenstrom durch Einstellung eines Kombiventils bzw. eines Volumenstromreglers begrenzt. [53] Diese Volumenstrombegrenzung ist zur Modellierung der Volumenstromverteilung im Rahmen der hydraulischen Netzsimulation von besonderer Bedeutung (Kapitel 4.1.2). Erfolgt ein direkter

Anschluss, so durchströmt das Wärmeträgermedium des Wärmenetzes den Kreislauf der Verbraucher direkt und es liegt keine funktionale Trennung von Sekundär- und Tertiärkreislauf vor.
Für ein grundlegendes Verständnis der Funktionsweise eines Wärmenetzes soll dieses zunächst vereinfacht als unverzweigtes System betrachtet werden, welches aus nur einem Erzeuger und einem Verbraucher sowie entsprechend einer Vor- und einer Rücklaufleitung besteht. Eine schematische Darstellung unter Berücksichtigung eines indirekten Anschlusses ohne Betrachtung der zuvor beschriebenen Kreisläufe zeigt **Abbildung 14**.

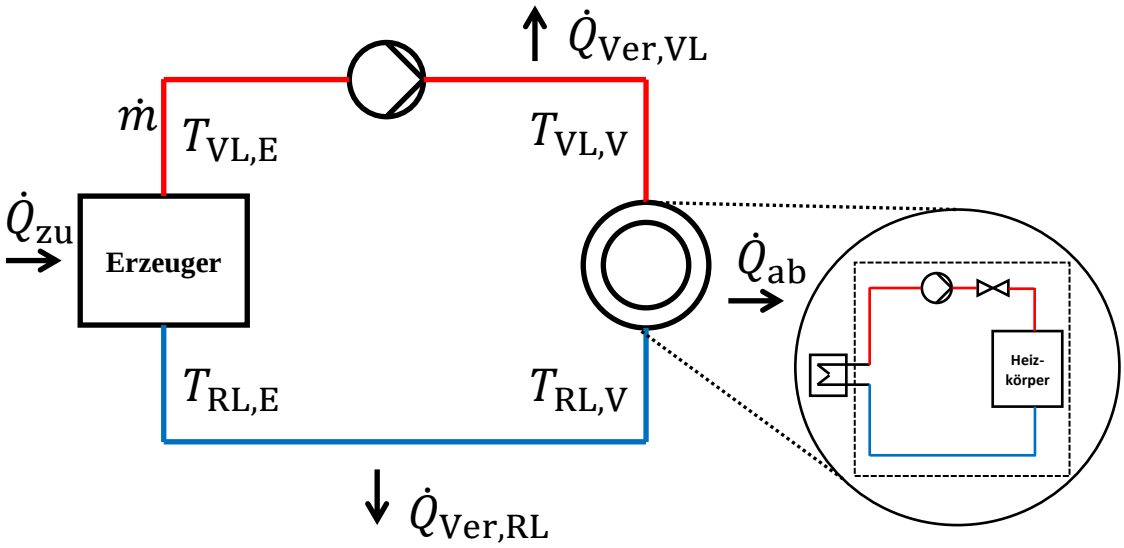

Abbildung 14: Schematischer Erzeuger-Verbraucher-Strang, eigene Darstellung in Anlehnung an [54]

Die wichtigste Größe stellt der übertragene Wärmestrom des Wärmeträgermediums $\dot{Q}$ bzw. die übertragene Energie des strömenden Arbeitsfluides dar. Der übertragene Wärmestrom des Wärmeträgermediums $\dot{Q}$ ergibt sich nach der Thermodynamik aus dem Produkt des Massenstroms $\dot{m}$ und der Enthalpiedifferenz Δh an zwei verschiedenen Arbeitspunkten

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot \Delta h \,. \qquad \text{Gl. 2.11}$$

Die Enthalpie ist in Abhängigkeit der Temperatur T und der spezifischen Wärmekapazität des Arbeitsmediums c_{p} nach Gl. 2.12 definiert

$$\Delta h = c_{\mathrm{p}} \cdot \Delta T \,. \qquad \text{Gl. 2.12}$$

Um den an den Verbraucher zu übertragenden Nutzwärmestrom (vgl. $\dot{Q}_{\mathrm{ab}}$ in **Abbildung 14**) zu bestimmen, ergibt sich unter Berücksichtigung von Gl. 2.11 und Gl. 2.12 folgende Gl. 2.13

$$\dot{Q}_{\mathrm{ab}} = \dot{m} \cdot c_{\mathrm{p}} \cdot \Delta T = \dot{m} \cdot c_{\mathrm{p}} \cdot \left(T_{\mathrm{VL,V}} - T_{\mathrm{RL,V}}\right). \qquad \text{Gl. 2.13}$$

Die Temperatur $T_{\mathrm{VL,V}}$ entspricht nach **Abbildung 14** der Vorlauftemperatur am Verbraucher, $T_{\mathrm{RL,V}}$ entsprechend der Rücklauftemperatur hinter dem Wärmeübertrager am Verbraucher. Die spezifische Wärmekapazität ist eine temperatur- und druckabhängige Größe, was in den folgenden Simulationen zu berücksichtigen ist. Über die Leitungslänge ergeben sich trotz Isolationsmaßnahmen bedingt durch die Differenz zwischen Umgebungs- und Netztemperatur Wärmeverluste, weshalb die Vorlauftemperatur bei den Verbrauchern $T_{\mathrm{VL,V}}$ die Einspeisetemperatur $T_{\mathrm{VL,E}}$ unterschreitet. Da bei konventionellen Wärmenetzen auch die Netzrücklauftemperatur die Umgebungstemperatur überschreitet, treten ebenfalls Verluste in der Rücklaufleitung auf. Aus diesem Grund weist das Wärmeträgermedium

bedingt durch Wärmeverluste über die Strecke an der Hausübergabestation eine höhere Rücklauftemperatur als am Erzeugerstandort auf. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnung dieser Verluste findet sich in Kapitel 4.1.1.
Rücklauftemperaturen in Wärmenetzen können nur theoretisch vorgegeben bzw. auf maximale Temperaturen durch Beimischungen begrenzt werden [55]. In der Praxis sind sie von den Wärmeverteilsystemen auf der Kundenseite abhängig [54].
In **Abbildung 15** sind die Druckverhältnisse für ein Wärmenetz mit einer Pumpe schematisch dargestellt. Die Druckdifferenz in der Vorlaufleitung zwischen der Wärmezentrale und dem kritischen Kunden (am weitesten von der Netzpumpe entfernter Verbraucher) wird als Differenzdruck Vorlauf Δp_{VL} bezeichnet. Für den Wärmenetzbetrieb ist der Druck im Netz kontinuierlich so zu halten, dass der Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf am kritischen Kunden (Differenzdruck Hausstation) einen Wert zwischen 0,5 und 1 bar nicht unterschreitet. Der Differenzdruck Rücklauf beschreibt entsprechend den Druckverlust vom Schlechtpunkt zur Wärmezentrale.

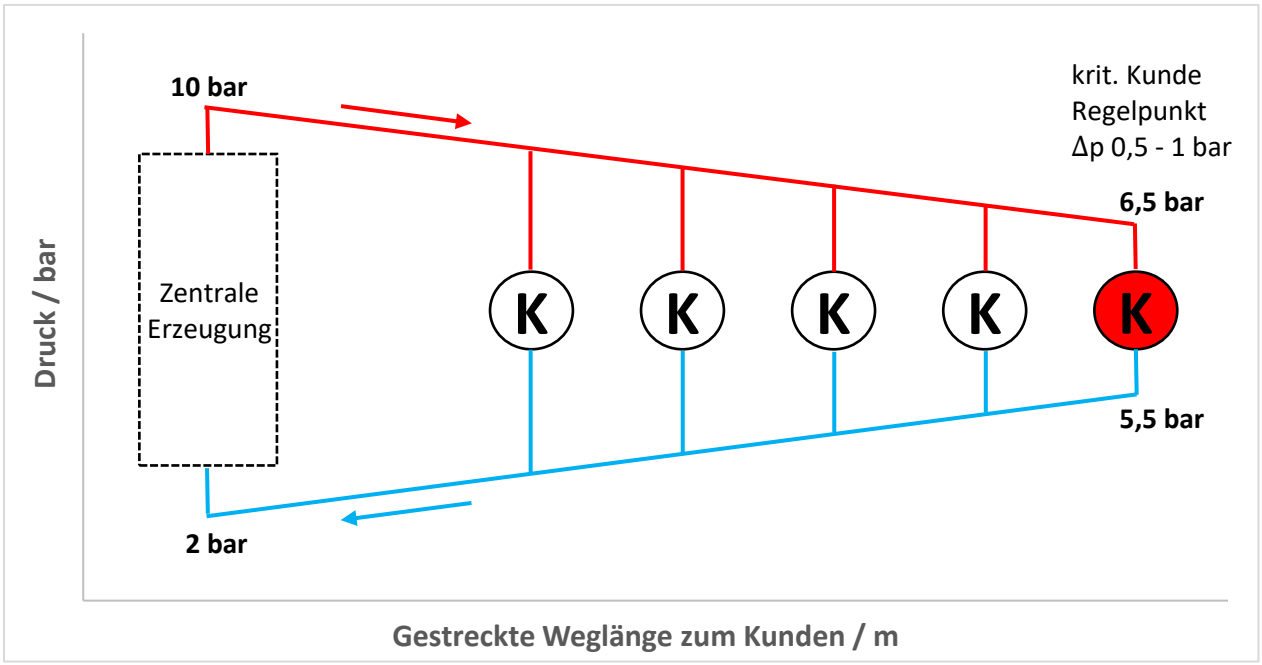

Abbildung 15: Druck-Weg-Diagramm für ein vereinfachtes Wärmenetz mit einer Pumpe, eigene Darstellung in Anlehnung an [51]

Der Gesamtdruckverlust in einem Wärmenetz ergibt sich aus dem Differenzdruck im Vor- und Rücklauf sowie in der Hausstation des kritischen Kunden. Im dargestellten Beispiel liegt der Ruhedruck, welcher bei einem Pumpenausfall das Ausdampfen des Netzes vermeiden soll, bei 2 bar. Die Druckerhöhung durch die Pumpe beträgt somit 8 bar, da der maximale Betriebsdruck im vorliegenden Beispiel auf 10 bar begrenzt ist. Die Regelung des Netzes richtet sich in der Regel nach dem Differenzdruck am kritischen Kunden. Dieser wird kontinuierlich gemessen, um die Pumpenleistung bei Druckschwankungen anpassen zu können. Um den benötigten Strom zum Betrieb der Pumpen und damit sowohl den Primärenergiebedarf als auch die Betriebskosten gering zu halten, sind die Netzdruckverluste zu minimieren. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Druckverluste wird in den Kapiteln 4.1.1 und 4.1.2 erläutert. [51]

Netzarten

Wärmenetze können je nach Anwendungsgebiet in verschiedenen Bauformen realisiert werden, die sich in Bezug auf Netzkosten, Versorgungssicherheit und auftretende Verluste deutlich unterscheiden.

Abbildung 16 zeigt die möglichen Umsetzungen von Wärmenetzen als Strahlen-, Ring- oder Maschennetze.

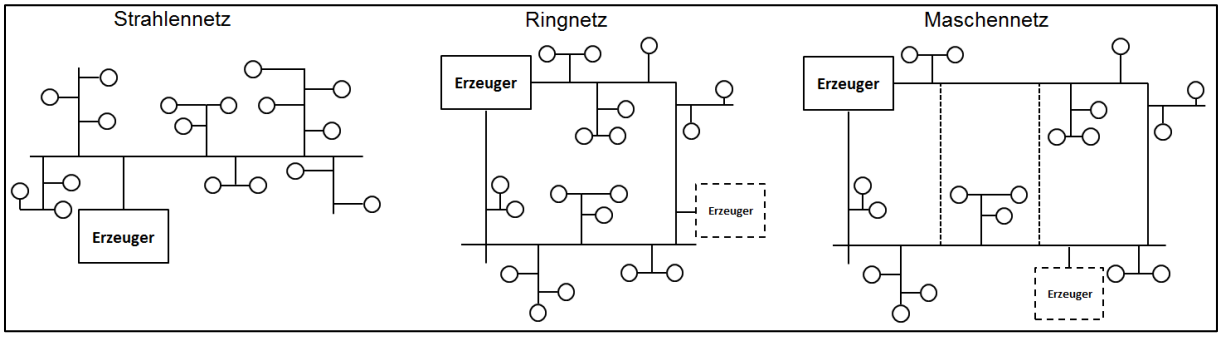

Abbildung 16: Verschiedene Netzformen, eigene Darstellung in Anlehnung an [56]

Wärmenetze mit geringen Trassenlängen und wenigen Verbrauchern werden häufig als Strahlennetze ausgeführt. Sie weisen mit steigender Entfernung von der Heizzentrale einen abnehmenden Durchmesser und somit geringe Materialkosten und Wärmeverluste auf. Der Vorteil von Ring- und Maschennetzen ist eine höhere Versorgungssicherheit, da im Falle einer defekten Leitung Wärme über einen anderen Weg transportiert werden kann. Zudem können bei Ring- und Maschennetzen weitere Abnahmestellen sowie Erzeugungsanlagen schneller in das bestehende Netz integriert werden, weil ein Anschluss an jeder Stelle möglich ist. Demgegenüber stehen höhere Investitionskosten durch längere Trassen und größere Rohrdurchmesser. Bei großen Netzsystemen wird nicht das gesamte Versorgungsgebiet durch ein Netz einer einzelnen Netzart bedient. Strahlennetze schließen sich als Verteilnetze an den Hauptverteilungsring von Ring- oder Maschennetzen an. Bezüglich der Volumenstromverteilung im Netz ist jedes Netzsystem durch den Rücklauf bereits als Maschennetz zu betrachten, weshalb zur Ermittlung der Volumenstromverteilung im Netz komplexe Verfahren genutzt werden müssen (vgl. Kapitel 4.1.2). [56], [57], [58]

Rohrleitungssysteme

Rohrleitungen von Wärmenetzen werden in Abhängigkeit von Netzdruck und -temperatur als Kunststoffmantelrohre mit Stahl- oder Kunststoffmedienrohren ausgeführt. In einem Großteil der Anwendungsfälle werden erdverlegte Systeme gewählt, um einen Eingriff in das Landschaftsbild zu vermeiden und die Wärmeverluste durch eine natürliche Isolierung zu verringern. Möglich ist eine Verlegung in einem Kanal, um die Rohre vor äußeren Einflüssen zu schützen. Aus Kostengründen wird jedoch oft die kanalfreie Erdverlegung realisiert. Zur Reduktion der Wärmeverluste ist das Mediumrohr von einer Isolationsschicht aus einer Polyurethan-Wärmedämmung umgeben, welche durch eine zusätzliche Mantelschicht vor äußeren Einflüssen, insbesondere dem Kontakt mit Wasser, geschützt wird. Hierbei handelt es sich in der Regel um Kunststoffrohre aus Polyethylen, die eine Beständigkeit gegenüber Temperaturen von bis zu 95 °C aufweisen. [17], [59], [60]
In der vorliegenden Arbeit werden ausschließlich kanalfrei erdverlegte Doppelrohrleitungen betrachtet, welche in **Abbildung 17** mit den entsprechenden Geometrien als Einzel- und Doppelrohrleitung dargestellt sind. Jede Leitung ist mit einer eigenen Isolierung ausgestattet (Duo-Leitungen, bei denen Vor- und Rücklauf in demselben Mantelrohr mit nur einer Isolierung realisiert sind, werden nicht betrachtet). In der Praxis werden die zur Verlegung der Rohrleitung entstehenden Gräben mit Sand und Kies bzw. Schotter aufgefüllt. Aus diesem Grund ergibt sich die dargestellte Verlegesituation der kanalfrei erdverlegten Doppelrohrleitungen mit nachverdichtetem Rohrleitungsgraben. Auf die in **Abbildung 17** zusätzlich dargestellten Parameter Wärmeleitfähigkeit (λ_x) und Temperaturen (T_x) wird in Kapitel 4.1.1 eingegangen.

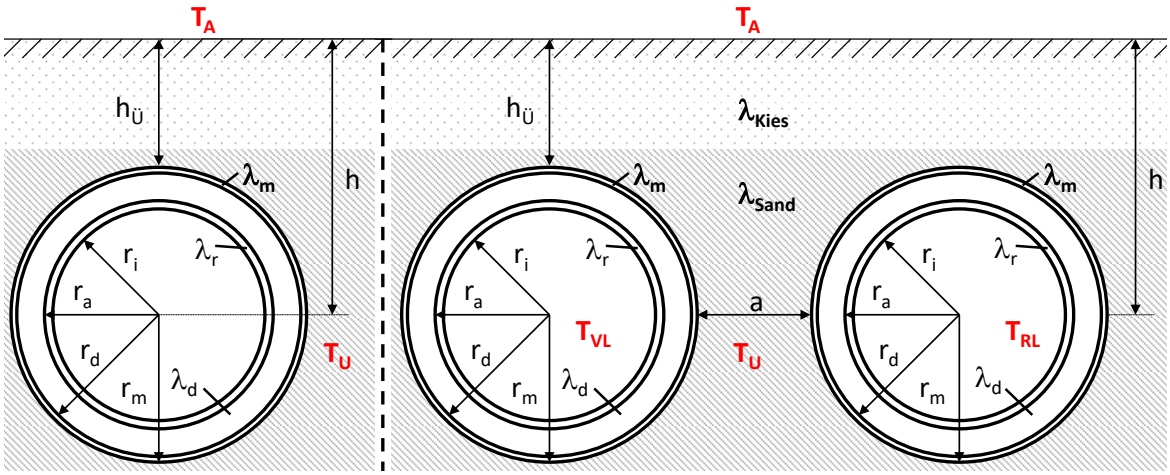

Abbildung 17: Kanalfrei erdverlegte Einzel- und Doppelrohrleitung ohne Aufschüttung

Eine Übersicht der Parameter zur Definition der relevanten Geometrien ist in **Tabelle 1** gegeben.

Parameter	Formelzeichen	Einheit
Rohrinnenradius	r_i	m
Rohraußenradius	r_a	m
Außenradius Isolationsschicht	r_d	m
Außenradius Mantelschicht	r_m	m
Verlegetiefe	h	m
Überdeckungshöhe	$h_\mathrm{Ü}$	m
Lichter Rohrabstand	a	m

Tabelle 1: Nomenklatur Rohrleitungsgeometrien

Netzbetriebsweisen

Der Raumheizungsbedarf ist im Wesentlichen von der Außentemperatur abhängig und unterliegt deutlichen saisonalen sowie täglichen Schwankungen. Somit stellt die Netzlast im Wesentlichen eine Funktion der Außentemperatur[7] dar, was die Auswahl einer geeigneten Netzbetriebsweise erfordert, um auf Lastschwankungen reagieren zu können. Hierzu kann die Temperaturspreizung durch eine Variation der Vorlauftemperatur angepasst werden. Die Regelung der Vorlauftemperatur erfolgt anhand von drei verschiedenen Betriebsweisen. Wie in **Abbildung 18** dargestellt, wird zwischen konstanter Soll-Vorlauftemperatur, gleitender Soll-Vorlauftemperatur sowie gleitend-konstanter Soll-Vorlauftemperatur als kombinierte Betriebsweise unterschieden. Bei der konstanten Betriebsweise wird die Vorlauftemperatur nicht in Abhängigkeit von der Außentemperatur angepasst. Eine Laständerung erfolgt durch eine Anpassung des Massenstroms im Netz, was bei geringen Außentemperaturen durch einen Anstieg der Gesamtlast zu sehr hohen Massenströmen führen kann. Für Industriekunden mit konstant hohem Prozesswärmebedarf auch in den Sommermonaten bietet sich diese Netzbetriebsweise an. Wird bei bestimmten Verbrauchern eine geringere Temperatur benötigt, so ist diese im Heizkreislauf des Objektes anzupassen. Da die konstante Betriebsweise durch hohe Massenströme zu hohen Pumpenstromkosten führen kann, bietet sich die gleitend-konstante Betriebsweise an, bei der die

[7] Die *aktuelle* Außentemperatur stellt nur selten die Führungsgröße der Netzbetriebsweise dar. Hierzu wird häufig die über einen längeren Zeitraum *gemittelte* Außentemperatur unter Berücksichtigung von aktuellen Wetterprognosen herangezogen. [49]

Vorlauftemperatur innerhalb bestimmter Grenzen angepasst wird. Innerhalb dieser Grenzen wird durch eine Veränderung der Vorlauftemperatur auf Lastschwankungen reagiert. Werden diese Grenzen über- bzw. unterschritten, so ist der Massenstrom im Wärmenetz anzupassen. Der Minimalwert ergibt sich durch die für die Warmwassererwärmung vorzuhaltende Temperatur (Legionellen-Prophylaxe). Durch die mögliche Versorgung von sowohl Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf als auch Prozesswärme findet die gleitend-konstante Betriebsweise am häufigsten Anwendung.

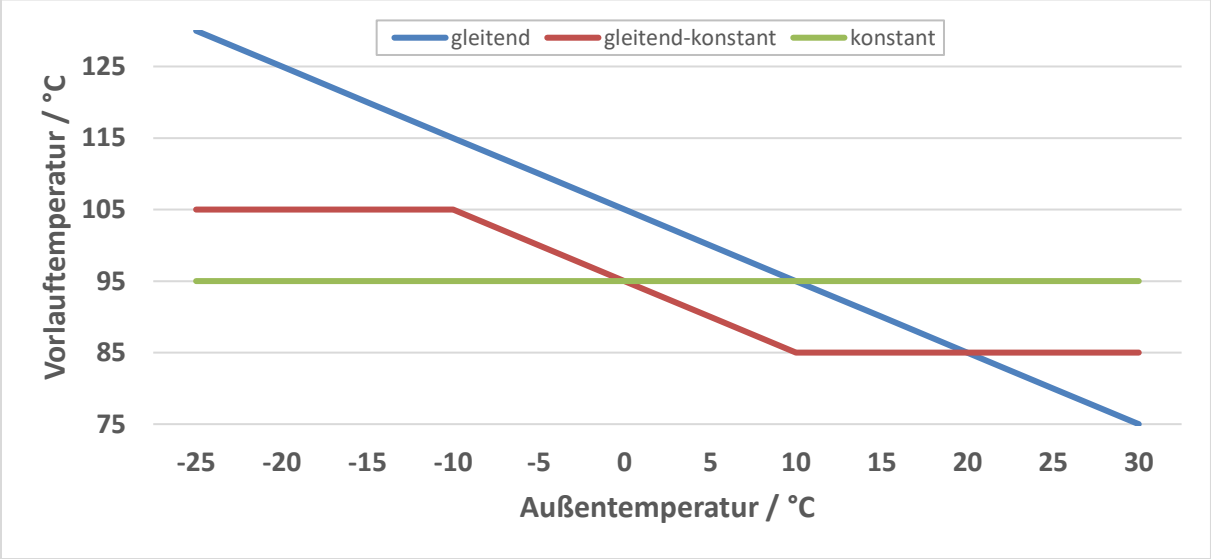

Abbildung 18: Verlauf der Vorlauftemperatur bei verschiedenen Netzbetriebsweisen, eigene Darstellung in Anlehnung an [49] und [53]

Werden in kleineren Wärmenetzen ausschließlich witterungsabhängige Verbraucher zur Raumheizung und Warmwasseraufbereitung mit Wärme versorgt, so kann die gleitende Betriebsweise gewählt werden. Hierbei wird die Vorlauftemperatur vollständig in Abhängigkeit der Netzlast angepasst. Bei steigenden Außentemperaturen kann die Vorlauftemperatur bis zur Heizgrenze, ab der die Raumwärmeversorgung eingestellt wird, reduziert werden (die Trinkwarmwassererzeugung fällt in der Regel witterungsunabhängig an). Durch die vollständige Lastanpassung anhand der Temperaturspreizung können geringe Leitungsdurchmesser verwendet werden, was zu einer Reduktion der Investitionskosten führt. Ebenso steigen allerdings die Druckverluste an und es muss ggf. eine dezentrale Temperaturanhebung zur Legionellen-Prophylaxe erfolgen. [49], [54] Eine Darstellung verschiedener technischer Möglichkeiten zur Trinkwarmwasserbereitstellung findet sich im Anhang 12.4.

Verschiedene Wärmenetzgenerationen und regenerative Netzkonzepte

Die ersten Wärmenetze wurden bereits Ende des 19. Jahrhunderts betrieben. Seitdem findet insbesondere vor dem Hintergrund der Effizienzsteigerung (Senkung der Verteilungsverluste) eine kontinuierliche Weiterentwickelung der Netze statt. Vereinfacht können Wärmenetze nach Lund et al. [61] in vier verschiedene Generationen unterteilt werden, die sich im Wesentlichen in der Betriebstemperatur und dem daraus resultierenden eingesetzten Brennstoff unterscheiden [61]. **Abbildung 19** zeigt die Entwicklung der Netze und die Auswirkung der Temperaturabsenkung auf deren Effizienz. Kohlebefeuerte Wärmenetze der ersten Generation wurden mit *Wasserdampf* als Wärmeträgermedium betrieben. Da durch die benötigten hohen Temperaturen neben einem erhöhten Unfallrisiko des Weiteren die Netzeffizienz äußerst gering war, nutzte man im Rahmen der zweiten Generation von Wärmenetzen ab 1930 erstmals *flüssiges Wasser* bei deutlich geringeren Temperaturen zur Wärmeverteilung. Ziel der Temperaturreduktion war es neben der Verringerung der Wärmeverluste

ebenfalls, eine Möglichkeit zur Einbindung von KWK-Wärme aus kohle- und ölbefeuerten Anlagen zu schaffen. Übliche Netztemperaturen lagen hier allerdings ebenfalls bei über 100 °C, was einen entsprechend hohen Druck zur Vermeidung der Verdampfung erforderte. Neben der weiteren Effizienzsteigerung durch Temperaturabsenkung (Reduktion der Wärmeverluste) war die Reduktion der Abhängigkeit von Erdöl durch die Nutzung von Erdgas ein primäres Ziel zur Entwicklung von Wärmenetzen der dritten Generation ab dem Jahr 1980. Diese heute noch weit verbreiteten Netze weisen je nach Anwendungsgebiet Vorlauftemperaturen von weniger als 100 °C auf. So ist es möglich, zusätzlich zu den fossilen Brennstoffen Erdgas und Kohle ebenfalls industrielle Abwärme sowie erneuerbare Wärme beispielsweise aus Solarthermieanlagen oder Biomassefeuerungen in das Netz einzuspeisen.

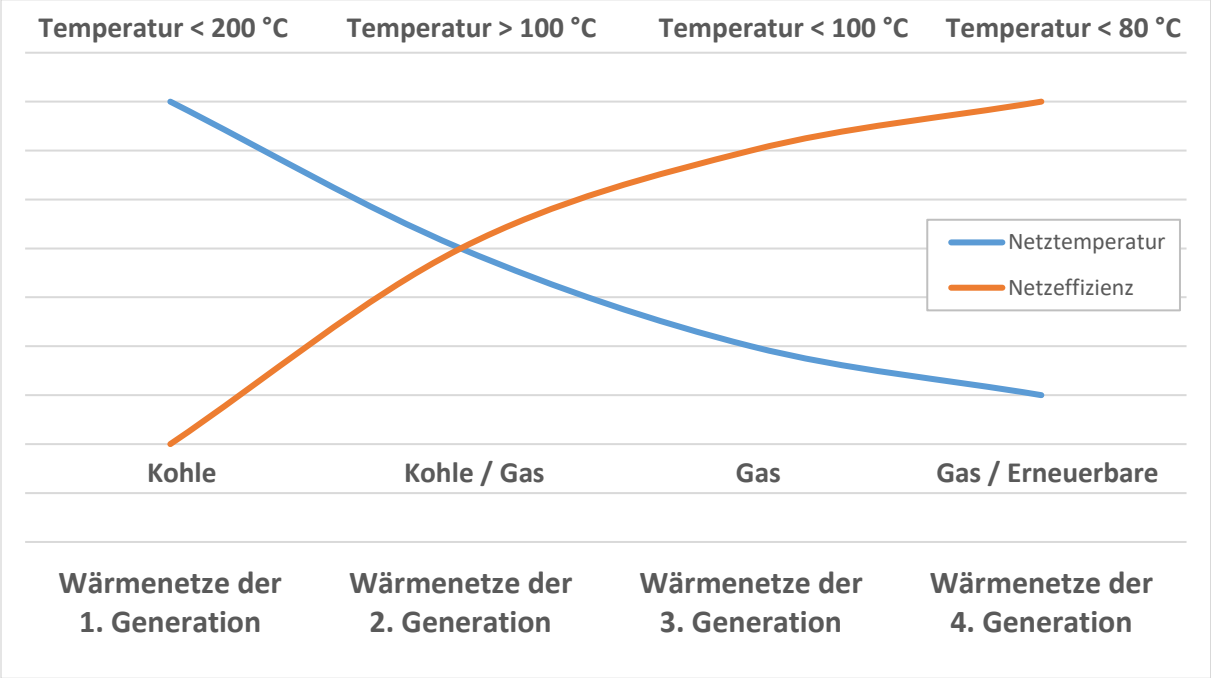

Abbildung 19: Qualitative Entwicklung verschiedener Generationen von Wärmenetzen, eigene Darstellung in Anlehnung an [61]

Durch die deutsche Bundesregierung werden Wärmenetze der vierten Generation unter der Förderbekanntmachung *Wärmenetze 4.0* gefördert, worin die Anforderungen an diese genau definiert sind [62]. So sollen Wärmenetze der vierten Generation einen Anteil an erneuerbaren Energien und Abwärme von mehr als 50 % bei maximal 10 % fossiler Energie, die nicht durch KWK-Anlagen zur Verfügung gestellt wird, aufweisen. Das angestrebte Temperaturniveau, welches die Einbindung verschiedener Wärmequellen ermöglicht, liegt zwischen 20 und 95 °C im Vorlauf. Zieltemperaturen sollten bei unter 70 °C liegen, um die Wärmeverluste zu reduzieren und trotzdem eine Legionellenbildung bei der Trinkwarmwassererwärmung zu vermeiden (bei geringeren Temperaturen ist auf eine dezentrale Nacherhitzung des Trinkwarmwassers zurückzugreifen). Neben ausreichend dimensionierten Wärmespeichern können bei Wärmenetzen der vierten Generation ebenfalls saisonale Speicher realisiert werden, die die Nutzung von erneuerbarer Wärme auch in Monaten mit geringer regenerativer Erzeugung ermöglichen. [62]
Neben den üblichen Wärmenetzsystemen sind des Weiteren neue Netzkonzepte wie *kalte Wärmenetze* bzw. *Anergienetze* (auch Low-Ex-Netze) zu betrachten. Hier bewegen sich die Vorlauftemperaturen in einem Bereich von lediglich 8 bis ca. 20 °C, die für den Betrieb von objektspezifischen, dezentralen Wärmepumpen ausreichen. Diese geringen Netztemperaturen führen zu neuen Herausforderungen in Bezug auf die Ermittlung der Wärmeverluste. Bei den aktuell vorhandenen Wärmenetzen liegen sowohl

Vor- als auch Rücklauftemperatur immer deutlich oberhalb der Umgebungstemperatur, weshalb es kontinuierlich zu Wärmeverlusten kommt. Bei kalten Wärmenetzen ist dies nicht der Fall, wodurch auf die Isolation der Rohrleitungen verzichtet werden kann. So sind in den Sommermonaten auch Wärmegewinne möglich (vgl. Thommessen et al. [27]). Um Frost in den unisolierten Leitungen zu verhindern, werden kalte Wärmenetze mit einer Mischung aus Wasser und Frostschutzmittel (Sole) betrieben. Weitere Konzepte sind die Versorgung von Neubaugebieten mit geringen Wärmebedarfen aus der Rücklaufleitung von bestehenden Wärmenetzen oder die Nutzung von Mehrleitersystemen mit verschiedenen Vorlaufleitungen zur Versorgung von Wohngebieten mit unterschiedlichen Wärmebedarfsanforderungen (bspw. Mischgebiete aus Neubau, saniertem Altbau und unsaniertem Bestand) und somit verschiedenen Vorlauftemperaturen. [61], [63], [64], [65]
Bei der Einbindung von erneuerbaren Energien in Wärmenetze ergeben sich zwei Herausforderungen für die Netzbetreiber. Zum einen muss die Effizienz des Versorgungssystems nicht nur erhalten, sondern möglichst verbessert werden. Des Weiteren ist die vertraglich zugesicherte Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Somit gilt es, verschiedene Aspekte auf eine Kompatibilität mit der vorhandenen Struktur zu prüfen. Neue Erzeugungsanlagen können entweder an einem bereits bestehenden Einspeisepunkt oder an einem neuen Standort integriert werden. Ersteres hat den Vorteil, dass die bestehende Infrastruktur sowie die Regelstrategien der Pumpen und das Nennweitengerüst des Netzes nicht angepasst werden müssen. Bei neuen Einspeisepunkten sind mehrere Kriterien zu prüfen. Allem voran steht die Vorlauftemperatur des Bestandsnetzes, welche von den neuen Erzeugungsanlagen zur Einbindung mittels Wärmetauscher um dessen Grädigkeit überschritten werden muss. Des Weiteren müssen die Nennweiten des Bestandsnetzes ausreichen, um die Wärme aus den Neuanlagen nutzen zu können. [51] Weitere Kriterien finden sich in Paar et al. [51].

Parameter zur Bewertung des Netzbetriebes

Wärme- und Druckverluste bedingen einen zusätzlichen Brennstoff- bzw. Pumpstrombedarf, wodurch sowohl die ökologische als auch die ökonomische Effizienz von Wärmenetzen durch den Anstieg von CO_2-Emissionen und Brennstoff- sowie Pumpstromkosten verringert wird. Wärmeverluste können als absolute und relative Werte (**Abbildung 20**) angegeben werden.

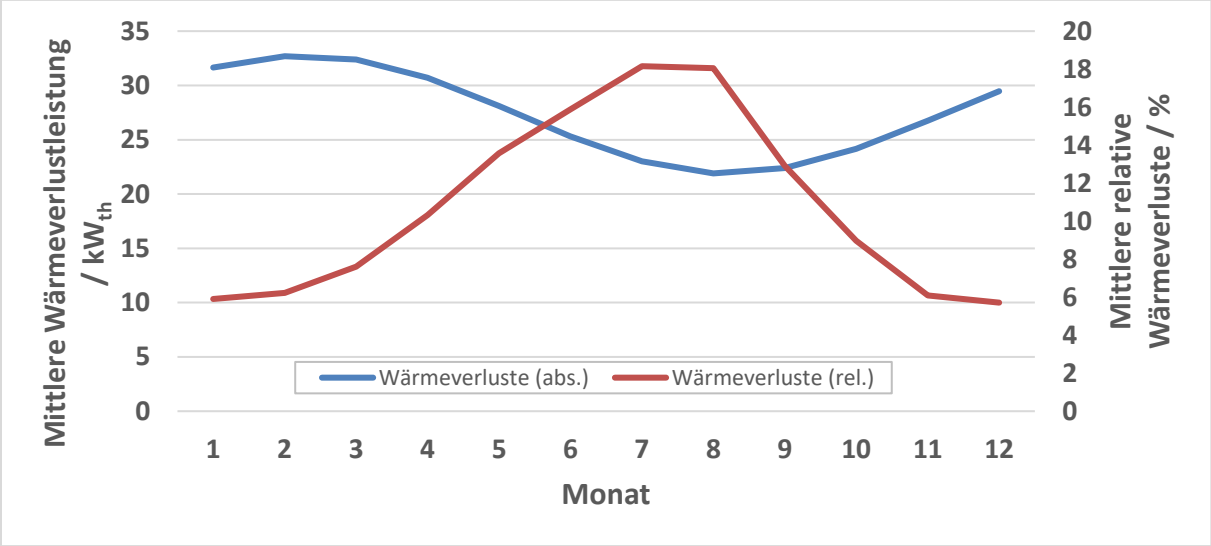

Abbildung 20: Absolute und relative Wärmeverluste eines Wärmenetzes (Monatsmittelwerte 2016)

Mit steigenden Außentemperaturen sinken die absoluten Verluste, da die Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträgermedium und Umgebung ebenfalls sinkt. Die relativen Wärmeverluste, welche das Verhältnis von Wärmeverlusten zur gesamten Wärmeeinspeisung wiedergeben, werden häufig für eine

Effizienzbewertung von Wärmenetzen herangezogen. Sie weisen im Gegensatz zu den absoluten Verlusten in den Sommermonaten die höchsten Werte auf, da zwar die absoluten Wärmeverluste sinken, ebenso aber auch der Wärmebedarf und somit die Gesamteinspeisung. Da die relativen Wärmeverluste im Verlauf eines Jahres starken Schwankungen unterliegen, wird häufig der Mittelwert der relativen Wärmeverluste für ein Jahr zur Bewertung der Netzeffizienz verwendet. Für einen Vergleich mit anderen Wärmenetzen und somit einer ersten Bewertung der Effizienz des Netzbetriebes sind die durchschnittlichen relativen Wärmeverluste deutscher Wärmenetzbetreiber zu betrachten, welche regelmäßig ermittelt und veröffentlicht werden. In den Jahren 2009 bis 2016 lagen diese, wie in **Abbildung 21** dargestellt, zwischen 11 und 14 % [12].

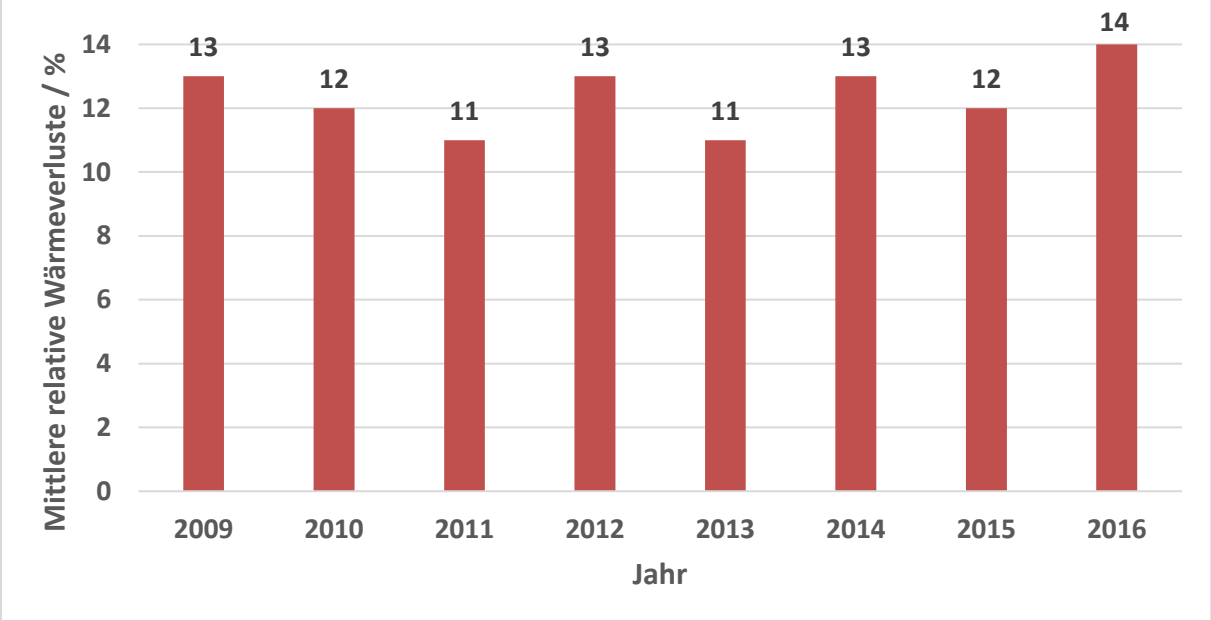

Abbildung 21: Durchschnittliche relative Wärmeverluste deutscher Wärmenetze, eigene Darstellung in Anlehnung an [12]

Da die korrekte Ermittlung der Wärmeverluste eine komplexe Aufgabe mit hohem Arbeitsaufwand darstellt, ist sie Gegenstand von diversen Simulationsrechnungen und soll in Kapitel 4.1.1 detailliert beschrieben werden.
Obwohl für die Effizienzbewertung von Wärmenetzen nicht häufig genannt, haben Druckverluste ebenfalls starke Auswirkungen auf die Effizienz des Netzbetriebes. Je höher der Strombezug für die Netzpumpen ist, desto höher ist der Primärenergiebedarf zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes. Somit steigen die CO_2-Emissionen, welche unmittelbar auf den Netzbetrieb zurückzuführen sind. Gleiches gilt für die Pumpstromkosten bedingt durch einen erhöhten Pumpstrombedarf. Da die Netzpumpen hohe Wirkungsgrade aufweisen, sind die Folgen auf den Netzbetrieb im Vergleich zu den Wärmeverlusten deutlich geringer. Dennoch sollen, aufbauend auf der Ermittlung der Volumenstromverteilung durch eine thermisch-hydraulische Netzsimulation (vgl. Kapitel 4.1.3), auch die Druckverluste als Bewertungsgröße herangezogen werden.

2.2.3 Verteilungsspezifische regulatorische Rahmenbedingungen

Alle wesentlichen Vertragsmodalitäten zwischen Wärmenetzbetreibern und Anschlussnehmer werden über die “Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme“ (AVBFernwärmeV) geregelt [66]. Des Weiteren sind Wärmenetze Gegenstand diverser Gesetze wie

beispielsweise der Energieeinsparverordnung (EnEV), die den Wärmenetzanschluss bei entsprechender Wärmeerzeugung durch KWK und erneuerbare Energien als Maßnahme zur Einhaltung eines vorgeschriebenen Primärenergiebedarfes zur Raumheizung anerkennt [67].
Verschiedene regulatorische Rahmenbedingungen wie das EEWärmeG bieten zudem die Möglichkeit, finanzielle Unterstützung bei der kostenintensiven Investition in Wärmenetze zu erhalten [4]. Die im Folgenden beschriebene Bezuschussung durch das KWKG weist eine deutlich höhere, maximal mögliche Förderung je Projekt auf, als die Bezuschussung nach dem EEWärmeG. Des Weiteren ist eine Kumulierung beider Fördermaßnahmen nicht möglich, weshalb in dieser Arbeit eine Beschränkung auf die wärmenetzspezifischen Investitionszuschüsse nach dem KWKG erfolgt.

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) - Investitionszuschüsse für Wärmenetze

Da Wärmenetze eine Möglichkeit darstellen, einerseits Wärme aus erneuerbaren Energien und andererseits Wärme aus hocheffizienten KWK-Anlagen zu verteilen, wird der Neu- oder Ausbau dieser Netze anhand von Investitionszuschüssen nach dem KWKG subventioniert. Voraussetzung für die Förderung ist neben einem Anteil von mindestens 75 % Wärme aus KWK-Anlagen zur Kundenversorgung (§ 18 Abs. 1 Satz 2a KWKG) zudem eine Inbetriebnahme bis zum 31.12.2022 (§ 18 Abs. 1 Satz 1 KWKG). Wird zusätzlich zur Wärme aus KWK-Anlagen ebenso erneuerbare Wärme oder industrielle Abwärme zur Versorgung der Anschlussnehmer verwendet, so muss der Wärmeanteil der Kombination aus diesen Anlagen für einen Investitionszuschuss nach dem KWKG lediglich 50 % betragen (§ 18 Abs. 1 Satz 2b KWKG).
Die Höhe des entsprechenden Investitionszuschusses richtet sich nach dem mittleren Nenndurchmesser[8] des Wärmenetzes. Beträgt dieser bis zu einschließlich 100 mm, so wird ein Zuschuss von 100 € pro laufendem Trassenmeter der neuen Leitung gezahlt. Dieser Zuschuss ist auf maximal 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten gedeckelt. Beträgt der mittlere Nenndurchmesser mehr als 100 mm, werden 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten bezuschusst. Pro Projekt dürfen unabhängig vom mittleren Nenndurchmesser maximal 20 Mio. € an Zuschuss gewährt werden (§ 19 Abs. 1 KWKG). Die ansatzfähigen Kosten beziehen sich auf alle während des Neu- oder Ausbaus durch Leistungen Dritter angefallenen Kosten, die tatsächlich angefallen sind und erforderlich waren (§ 19 Abs. 2 KWKG). [36]

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Zwischen Fern- und Nahwärme erfolgt keine gesetzliche Unterscheidung. Jegliche Netzarten werden durch den Begriff des Wärmenetzes beschrieben.
- Wärmenetze können in Primär-, Sekundär- und Tertiärkreislauf unterteilt werden, wobei der Tertiärkreislauf das Heizsystem der Verbraucher darstellt. Für diese Arbeit wird ein indirekter Anschluss der Verbraucher an das Wärmenetz mittels Wärmeübertrager angenommen.
- Durch die Nutzung von Zweileiter-Systemen mit Vor- und Rücklaufleitung weisen bereits einfache Strahlennetze hydraulische Maschen auf, deren Volumenstromaufteilung mit Hilfe von geeigneten Verfahren ermittelt werden muss.
- Für diese Arbeit werden erdverlegte, parallel zueinander laufende, isolierte Zweileiter-Systeme betrachtet, deren Gräben mit Sand und Kies verdichtet und aufgefüllt werden.

[8] Zur Ermittlung des mittleren Nenndurchmessers sind die Nenndurchmesser aller neu verlegten Rohrleitungen mit deren Länge zu multiplizieren. Die resultierende Summe ist anschließend mit der Leitungslänge aller neu verlegten Leitungen zu verrechnen. [68]

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Je nach Netzbetriebsweise wird in Abhängigkeit der außentemperaturvariablen Netzlast die Vorlauftemperatur oder der Massenstrom angepasst. Lastschwankungen im Netz führen zu einer Abweichung von der Soll-Temperaturdifferenz basierend auf schwankenden Rücklauftemperaturen. In lastschwachen Sommermonaten kann die Temperaturspreizung durch Absenkung der Vorlauftemperatur saisonal reduziert werden.
- Die Entwicklung von Wärmenetzen weist eine Tendenz weg von konventionellen Systemen mit hohen Betriebsdrücken und -temperaturen hin zu Niedertemperaturnetzen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien auf.
- Zur Bewertung der Netzeffizienz werden die bei der Verteilung auftretenden Verluste herangezogen. Den Wärmeverlusten wird eine höhere Bedeutung in der Bewertung zugesprochen als den Druckverlusten.
- Jegliche Vertragsmodalitäten werden durch die AVBFernwärmeV vorgegeben. Auf eine weitere Betrachtung der gängigen Vertragsmodalitäten wird in dieser Arbeit verzichtet.
- Neben dem KWKG kann auch nach dem EEWärmeG bei Einbindung von erneuerbaren Energien ein Investitionszuschuss für die Realisierung von Wärmenetzen gewährt werden. Eine Kumulierung der Fördermöglichkeiten nach KWKG und EEWärmeG ist nicht möglich. Da das KWKG ein höheres Fördervolumen aufweist, werden in dieser Arbeit jegliche Förderungen basierend auf dem KWKG betrachtet.

2.3 Modelle zur wirtschaftlichen Bewertung von Energiesystemen

Die Bewertung der Effizienz einer Energieversorgungslösung kann sowohl unter wirtschaftlichen als auch unter technischen oder ökologischen Aspekten erfolgen. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung lässt sich eine Investition mit Hilfe von statischen und dynamischen Entscheidungsmodellen bewerten. Eine Übersicht gängiger Verfahren ist in **Abbildung 22** dargestellt.
Statische Verfahren sind dadurch gekennzeichnet, dass immer nur eine einzelne Periode als Referenzperiode betrachtet wird und keine Diskontierung zukünftiger Zahlungen erfolgt, wodurch lediglich Grobanalysen möglich sind. Obwohl die Aussagekraft statischer Verfahren eingeschränkt ist, werden diese in der Praxis bedingt durch den geringen Berechnungsaufwand häufig angewendet. [69]
Im Gegensatz zu den statischen Verfahren wird bei den dynamischen Verfahren der Zeitpunkt von Zahlungen im Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Da Zahlungen, die in der Zukunft auftreten, bezogen auf den Betrachtungszeitpunkt einen geringeren Wert aufweisen, werden diese zur Vergleichbarkeit auf den Betrachtungszeitpunkt diskontiert. Somit ist die Höhe einer Zahlung bei den dynamischen Berechnungsverfahren neben dem absoluten Zahlungsbetrag ebenfalls vom Zahlungszeitpunkt abhängig.

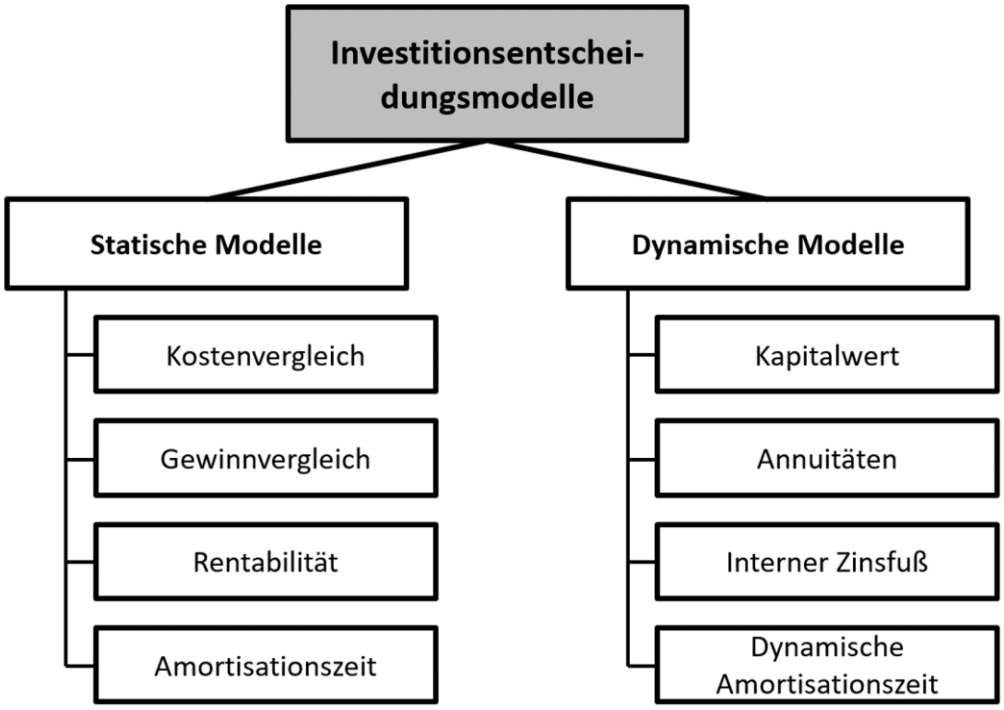

Abbildung 22: Statische und dynamische Investitionsentscheidungsmodelle, eigene Darstellung nach [70]

2.3.1 Kapitalwertmethode

Eine klassische, in der Praxis häufig angewendete Kenngröße zur monetären Bewertung einer Investition ist der Kapitalwert, auf welchem viele der weiteren dynamischen Investitionsrechenverfahren beruhen. Voraussetzung für die Verwendung der Kapitalwertmethode ist die Annahme eines *vollkommenen und vollständigen Kapitalmarktes*. Ein vollkommener und vollständiger Kapitalmarkt ist absolut transparent, wodurch alle Marktteilnehmer über denselben Informationsstand verfügen. Des Weiteren ist er durch einen konstanten und einheitlichen Zinssatz gekennzeichnet, was die Gleichheit von Soll- und Habenzinsen impliziert. Die Höhe der Zinsen für Fremdkapital entspricht folglich der Verzinsung von auf dem Kapitalmarkt angelegtem Eigenkapital. Geldanlagen sowie Kreditaufnahmen sind unter der Annahme eines vollständigen und vollkommenen Kapitalmarktes zu einem einheitlichen Zinssatz ohne Beschränkungen möglich. Des Weiteren werden Steuern sowie Informations- und Transaktionskosten nicht berücksichtigt. Investitionstheoretisch basiert die Kapitalwertmethode auf dem Kapitalmarktmodell nach Fisher, welches durch die Einführung eines Kapitalmarktzinses im Gegensatz zu den bis dato subjektiven Entscheidungen ein objektives Investitionsentscheidungskriterium liefert. Weiterführende Informationen zum Kapitalmarktmodell nach Fisher finden sich in Pape 09 [71].

Der Kapitalwert C_0 einer Investition gibt an, ob diese bezogen auf einen festgelegten Betrachtungszeitraum als vorteilhaft oder nicht zu bewerten ist, indem die Differenz zwischen Anfangsinvestition und der Summe der im Betrachtungszeitraum erwirtschafteten, diskontierten Überschüsse unter Berücksichtigung des abgezinsten Restwertes am Ende des Betrachtungszeitraums gebildet wird. Der Kapitalwert drückt folglich den mit einem Investitionsvorhaben verbundenen Vermögenszuwachs aus. Ist der ermittelte Kapitalwert positiv, so handelt es sich um eine absolut vorteilhafte Investition, da die Rendite des Investitionsobjektes die Kapitalmarktverzinsung übersteigt. Das Gegenteil ist bei einem negativen Kapitalwert der Fall. Bei einem Vergleich verschiedener Investitionsmöglichkeiten ist bei einer rein ökonomischen Betrachtung jene mit dem höchsten

Kapitalwert zu wählen. Der Kapitalwert C_0 stellt die Summe der Barwerte aller Ein- und Auszahlungen in den betrachteten Perioden t_0 bis t_n dar und wird mit Hilfe von Gl. 2.14

$$C_0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{e_\mathrm{t} - a_\mathrm{t}}{(1+i)^t} \qquad \text{Gl. 2.14}$$

unter Berücksichtigung der Einzahlungen e_t, der Auszahlungen a_t sowie des Kalkulationszinssatzes i für alle Perioden n berechnet, wobei der Abzinsungsfaktor dem Term $(1+i)^{-t}$ entspricht. Die im Betrachtungszeitraum erwirtschafteten Einzahlungsüberschüsse (wenn $e_\mathrm{t} - a_\mathrm{t} > 0$) sind mit der Anfangszahlung (Investition) a_0 zu verrechnen, welche zum Zeitpunkt t_0 anfällt und aus diesem Grund nicht abzuzinsen ist. Weist die betrachtete Investition (im vorliegenden Fall bestehend aus den *Investitionen in die Netzinfrastruktur sowie in die Anlagentechnik zur Energieerzeugung, -verteilung und -speicherung*) am Ende des Betrachtungszeitraums einen Restwert auf, so ist dieser in der letzten Periode abgezinst zu berücksichtigen.
Bei der Betrachtung von Gl. 2.14 wird deutlich, dass die Höhe des Kapitalwertes maßgeblich von dem gewählten Kalkulationszinssatz abhängig ist. Hohe Kalkulationszinsen führen zu einer stärkeren Entwertung zukünftiger Zahlungen, woraus geringere Kapitalwerte resultieren. [71], [72] Bedingt durch den Einfluss auf die gewählte Größe zur monetären Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsanlagen soll der Kalkulationszinssatz im Folgenden genauer erläutert werden. Der Kalkulationszinssatz (auch Kalkulationszinsfuß genannt) stellt die Mindestverzinsungsanforderungen eines Investors für eine Investition dar. Es wird folglich der Zinssatz beschrieben, den ein Investor für die zu tätigende Investition erwartet. Die Höhe des Kalkulationszinssatzes wird unter anderem von der Art der Finanzierung bestimmt. Bei Eigenfinanzierung muss der Kalkulationszinssatz i_e mindestens dem Habenzins i_Haben, also der Verzinsung des eingesetzten Kapitals am Kapitalmarkt, entsprechen. Dieser stellt jedoch nur eine Untergrenze dar, da zusätzlich das mit der Investition verbundene Risiko z in die Höhe des Kalkulationszinssatzes einfließt. Mit Hilfe des Risikos wird die Unsicherheit der erwarteten Ein- und Auszahlungen sowie der prognostizierten Nutzungsdauer berücksichtigt. Für eigenfinanzierte Investitionen ergibt sich der Kalkulationssatz nach Gl. 2.15

$$i_\mathrm{e} = i_\mathrm{Haben} + z\,. \qquad \text{Gl. 2.15}$$

In den folgenden Szenarien wird von einer vollständigen Fremdfinanzierung der Investitionen ausgegangen. In diesem Fall wird die Untergrenze des Kalkulationszinssatzes bei Fremdfinanzierung i_f durch den Sollzinssatz zur Überlassung des Fremdkapitals i_Soll dargestellt. Ebenso wird das Risiko berücksichtigt und bewertet, wodurch sich der Kalkulationszinssatz für fremdfinanzierte Investitionen nach Gl. 2.16

$$i_\mathrm{f} = i_\mathrm{Soll} + z \qquad \text{Gl. 2.16}$$

ergibt. Idealerweise wird der Fremdkapitalzinssatz anhand der tatsächlichen Zinssätze, die bei einem Unternehmen für Fremdkapital anfallen, bestimmt. So kann der Fremdkapitalzinssatz mit Hilfe des Durchschnitts der Fremdkapitalzinsen unter Berücksichtigung der Kapitalstruktur eines Unternehmens sowie des Gewinnsteuersatzes bestimmt werden. Eine genaue Beschreibung der Berechnungsmethode findet sich in der entsprechenden Literatur (vgl. bspw. Schuster et al. [69]). Da diese Vorgehensweise durch die Unkenntnis der Finanzierungverhältnisse von EVU nicht möglich ist, soll für die folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen die Berechnung nach Gl. 2.16 erfolgen. [71], [72]
Unter der Annahme eines vollkommenen Kapitalmarktes entsprechen die Sollzinsen den Habenzinsen. Als Größenordnung zur Abschätzung von Habenzinsen können Kenngrößen wie die Umlaufrendite herangezogen werden. Diese entspricht nach Brich 14 [73] der "Rendite festverzinslicher, im Umlauf befindlicher Wertpapiere". Durch die deutsche Bundesbank werden die Renditen aller Bundesanleihen zu einem Durchschnitt zusammengefasst. Dieser täglich ermittelte Wert kann als Vergleichsgröße für

den Habenzins herangezogen werden. [74] Mit Hilfe der Umlaufrenditen kann folglich das aktuelle Zinsniveau auf dem Kapitalmarkt angenähert werden [75]. In **Abbildung 23** sind die Mittelwerte der Umlaufrenditen der letzten 18 Jahre dargestellt. Die Umlaufrendite ist in den letzten Jahren deutlich gesunken und lag im Jahr 2017 nur noch bei knapp 3,2 % des Wertes aus dem Jahr 2000. Für das erste Halbjahr 2018 lag der Mittelwert der Umlaufrendite bei 0,364 %, was im Folgenden als Vergleichswert für den Habenzins und unter Annahme des vollkommenen Kapitalmarktes als Sollzins i_{Soll} herangezogen wird.

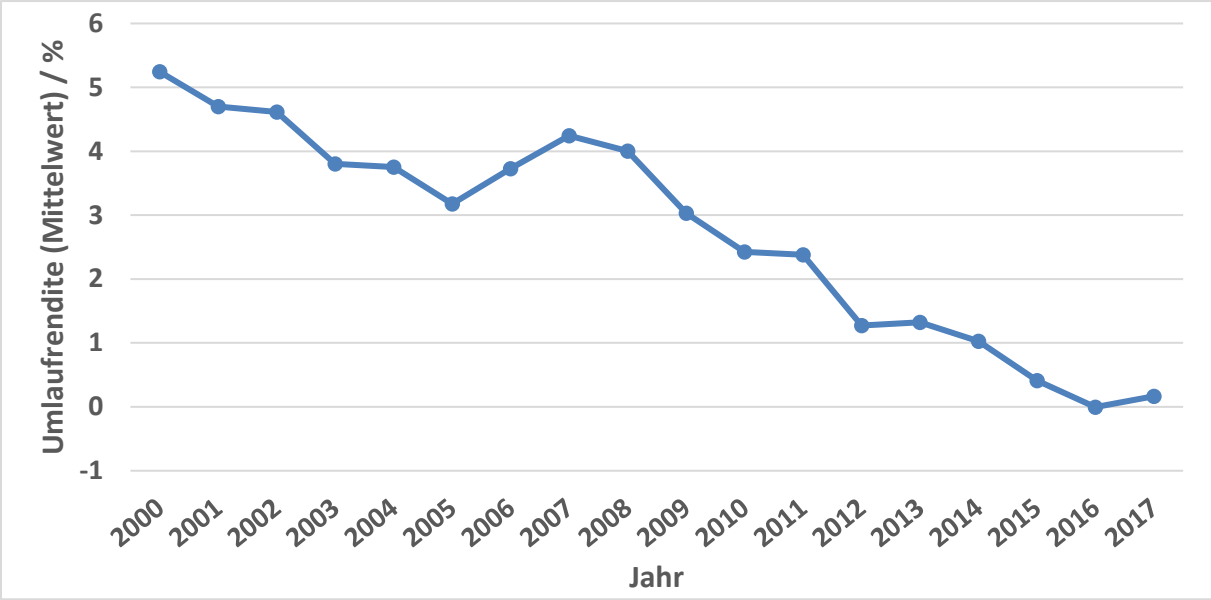

Abbildung 23: Mittelwert der Umlaufrenditen der letzten 18 Jahre [75]

Des Weiteren muss eine Bewertung des mit der Investition verbundenen Risikos erfolgen. Hierzu können einfache Korrekturverfahren oder kapitalmarktorientierte Verfahren genutzt werden. Der bereits angesprochene subjektive Risikozuschlag z, welcher zu den einfachen Korrekturverfahren gehört, erhöht den Kalkulationszinssatz und reduziert damit den Kapitalwert. Die Höhe dieses Risikozuschlags ist durch den Investor individuell in Abhängigkeit der Investition festzulegen. Des Weiteren kann das Risiko auch über weitere Verfahren wie der Ermittlung des Kapitalwertes bei einer Verkürzung der Nutzungsdauer oder durch die Betrachtung sogenannter Sicherheitsäquivalente berücksichtigt werden. Die Beschreibung dieser Verfahren findet sich in Pape 09 [71]. Da eine genaue Bestimmung des Risikos kaum möglich ist, werden verschiedene Risikoprämien und somit auch verschiedene Kalkulationszinssätze in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen betrachtet. Als Referenz wird ein Kalkulationszinssatz für fremdfinanzierte Investitionen in Höhe von 2,5 % angenommen, welcher sich entsprechend aus 0,364 % Fremdkapitalzins und 2,136 % Risikoprämie ergibt. [72]

2.3.2 Annuitätenmethode

Anhand des Kapitalwertes ist es zwar möglich, die Vorteilhaftigkeit einer Investition zu bewerten, allerdings stellt er für die praktische Anwendung eine abstrakte Größe dar. Für eine Betrachtung von *jährlich konstanten* Kosten oder Erlösen soll auf die Annuitätenmethode zurückgegriffen werden. Bei diesem auf dem Kapitalwert basierenden Verfahren werden jegliche Zahlungsströme im Betrachtungszeitraum auf konstante Annuitäten verteilt, die deutlich anschaulicher und einfacher nachzuvollziehen sind. Die Annuität A_0 ergibt sich nach Gl. 2.17

$$A_0 = C_0 \cdot a \qquad \text{Gl. 2.17}$$

aus dem Produkt aus Kapitalwert C_0 und Annuitätenfaktor a. Mit Hilfe des Annuitätenfaktors wird die Summe der Barwertfaktoren im Betrachtungszeitraum nach Gl. 2.18

$$a = \frac{(1+i)^t \cdot i}{(1+i)^t - 1} \qquad \text{Gl. 2.18}$$

dargestellt. [71], [76]

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Investitionsentscheidungen können basierend auf statischen oder dynamischen Modellen getroffen werden. Bei den dynamischen Modellen erfolgt eine Diskontierung zukünftiger Zahlungen auf den Betrachtungszeitpunkt.
- Unter der Annahme eines vollkommenen und vollständigen Kapitalmarktes kann der Kapitalwert als dynamisches Investitionsentscheidungsmodell herangezogen werden.
- Ist der Kapitalwert positiv, so ist die Investition vorteilhaft, da die Summe der Erlöse die Summe der Kosten zuzüglich Anfangsinvestition im Betrachtungszeitraum überschreitet. Ein negativer Kapitalwert impliziert eine nachteilige Investition.
- Der Kalkulationszins hat einen großen Einfluss auf die Höhe des Kapitalwertes. Für die folgenden Szenarien richtet sich der Kalkulationszins nach dem Fremdkapitalzins in Anlehnung an die Umlaufrendite zuzüglich eines Risikoaufschlages.
- Die Multiplikation des Kapitalwertes mit dem Annuitätenfaktor ergibt die Annuität, bei der es sich um jährlich konstante Zahlungen handelt.
- Positive Annuitäten implizieren eine absolut vorteilhafte Investition. Negative Annuitäten entsprechend eine nachteilige Investition.

3 Wissenschaftlicher Ansatz

Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkungen verstärkter Einbindung von Wärme aus regenerativen Erzeugungsanlagen auf alle Komponenten eines Energiesystems zu untersuchen, wobei der Einfluss auf die regelbaren Erzeugungsanlagen und die Verteilungsinfrastruktur im Fokus der Betrachtung stehen.
Energiesysteme stellen komplexe Systeme mit einem multifaktoriellen Einfluss einer Vielzahl an Parametern dar. Besonders die Einbindung von erneuerbaren Energien bringt durch die fluktuierende Erzeugung neue Herausforderungen mit sich. Regelbare Anlagen müssen zukünftig so ausgelegt und betrieben werden, dass sie durch die Vorhaltung eines sowohl positiven als auch negativen Lasthubes auf jegliche Gegebenheiten flexibel reagieren können, was die zukünftig vorranginge Realisierung von Mittel- bis Spitzenlast-Anlagen impliziert. Eine grundlegende Voraussetzung dafür sind ausreichend dimensionierte Wärmespeicher und die Kenntnis über die Wärmesenke, welche sich bei Wärmenetzen durch den Netzbedarf bestehend aus Wärmebedarf der Anschlussnehmer, Wärmeverlusten sowie freier Wärmespeicherkapazitäten ergibt.
Für einen effizienten Betrieb ist folglich die sorgfältige Auslegung und Planung der Kombination von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungsanlagen sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor unter Berücksichtigung jeglicher Systemkomponenten essentiell. Effizienzbewertungen können anhand geeigneter Kennzahlen wie beispielsweise der CO_2-Vermeidungskosten erfolgen. Mit Hilfe der CO_2-Vermeidungskosten können die Mehrkosten einer effizienteren, CO_2-einsparenden Maßnahme im Vergleich zu einer Referenz quantifiziert werden. Voraussetzung zur Berechnung dieser Bewertungsgröße sind entsprechende Kenntnisse über technische und wirtschaftliche Betriebsergebnisse. Für einen effizienten Betrieb von Energiesystemen ist des Weiteren die Kenntnis der Bedarfsstrukturen in Qualität und Quantität bedeutend, da diese im Wesentlichen die Führungsgröße des Anlagenbetriebes darstellen. In jedem zu modellierenden Energiesystem müssen zusätzlich zu den Anforderungen der einzelnen Verbraucher variierende technische und regulatorische Rahmenbedingungen Berücksichtigung finden, weshalb individuelle Betrachtungen unvermeidbar sind. Aus diesem Grund ist die Erarbeitung der Bedarfsprofile in Form von zeitlich aufgelösten Lastgängen ein grundlegender Baustein zur Bewertung und Optimierung von Energiesystemen.
In der Einzelobjektversorgung können Lastgänge zur Darstellung der Bedarfssituation durch einfache Strom- und Gasmengenzählung über ein Jahr oder an repräsentativen Typtagen erarbeitet werden. Je nach Nutzungsart ergeben sich dennoch auch in der Objektversorgung vollkommen unterschiedliche Bedarfsstrukturen. **Abbildung 24** zeigt die geordneten Jahresdauerlinien des Wärmebedarfes von vier verschiedenen Objekten, die alle einen unterschiedlichen qualitativen Verlauf aufweisen.

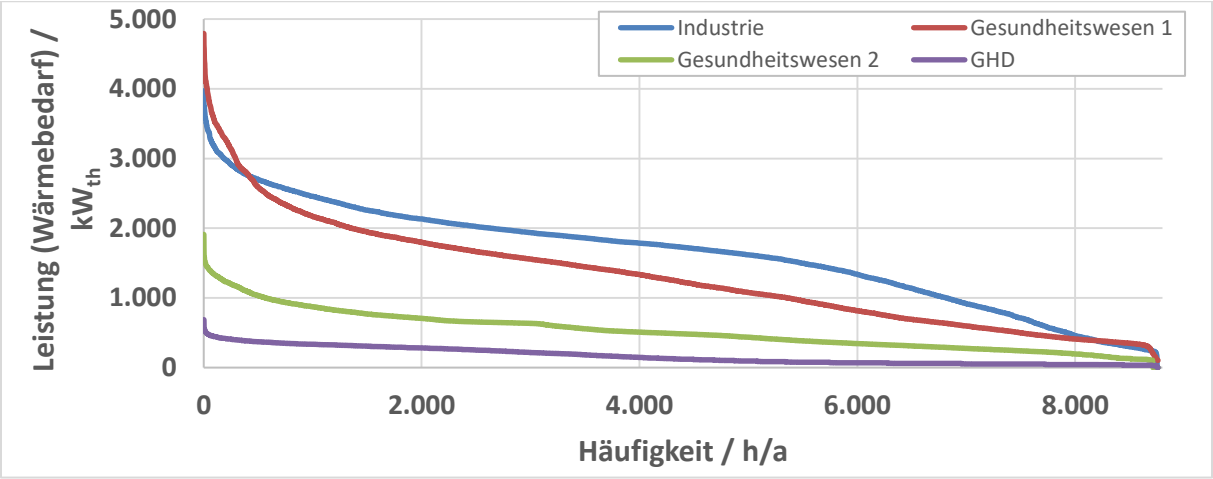

Abbildung 24: Geordnete Jahresdauerlinien des Wärmebedarfes von Objekten unterschiedlicher Sektoren, eigene Darstellung in Anlehnung an [8]

So lässt sich für das dargestellte Industrieobjekt ein leistungsstarkes BHKW mit einer hohen Anzahl an Vollbenutzungsstunden durch den bauchigen Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie deutlich einfacher realisieren, als für das Objekt Gesundheitswesen 1, dessen geordnete Jahresdauerlinie einen steileren Verlauf aufweist.
Für die Auslegung von (teillastfähigen) Erzeugungsanlagen spielt die Höhe des Wärmebedarfes zwar eine untergeordnete Rolle, da prinzipiell jegliche Lastanforderungen durch einen modularen Aufbau abgedeckt werden können. Dennoch ist vor dem Hintergrund der Ressourcenschonung ein langfristiger Teillastbetrieb mit geringen Wirkungsgraden durch eine sinnvolle Auslegung der Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der Spitzenlasten zu vermeiden (vgl. Kapitel 2.1.1). Die genaue Kenntnis über den *qualitativen* Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie ist für die korrekte Auslegung von Erzeugungsanlagenkombinationen umso mehr von Bedeutung.
Aus diesem Grund soll im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein Fokus auf eine detaillierte Berechnung des Wärmebedarfes sowohl bezüglich Qualität als auch Quantität für wärmenetzversorgte Gebiete gelegt werden, um eine belastbare Grundlage für Effizienzmaßnahmen wie beispielsweise die Absenkung der Netztemperaturen zu erhalten. Hierzu sind der *zeitliche Verlauf des Wärmebedarfes* und der daraus resultierende, zeitlich veränderliche Netzzustand heranzuziehen. Wenn komplexe Anlagensysteme in Abhängigkeit verschiedener Preisentwicklungen und -signale, des Angebotes an erneuerbarer Energie, des Bedarfes der Verbraucher und weiterer potenzieller Optimierungsgrößen betrachtet werden, so ist die Einbindung einer detaillierten Netzbetriebssimulation zur Synthese der Wärmesenke essentiell.
An dieser Stelle bietet sich die Simulation von komplexen Energiesystemen als Werkzeug an, um neben einer vorgelagerten Auslegung ebenso durch die Möglichkeit der Verarbeitung diverser Daten (Last, Witterung etc.) und variabler Eingangsparameter verschiedene Betriebszustände zur anschließenden Bewertung und Optimierung darzustellen. Da Energiesysteme aufgrund ihrer Komplexität in ihrer Gesamtheit kaum vollständig beschrieben werden können, werden geeignete *Modelle* gebildet. Als *Modell* ist die abstrakte und vereinfachte Darstellung eines Zielsystems definiert. Die anschließende Nutzung dieser Modelle zur Durchführung von Experimenten wird als *Simulation* bezeichnet. [77] Simulationsverfahren lassen sich in *statische* und *dynamische* Verfahren unterscheiden. Ein dynamisches System ist dadurch gekennzeichnet, dass es anhand von Zeitfunktionen bzw. Zeitvorgängen beschrieben wird. [78]
Durch die hohe Komplexität sind dynamische Simulationsmodelle mit einem hohen Modellierungs- und Berechnungsaufwand verbunden. Bei statischen Simulationen findet eine Zeitpunktbetrachtung statt, in der der vorangegangene Zustand nur einen bedingten Einfluss auf den folgenden Zustand aufweist. Es handelt sich um zeitunabhängige Vorgänge. [79] Eine Möglichkeit der Annäherung von statische an dynamische Simulationsmodelle bietet die *extended-period* Simulation, bei der statische Simulationsschritte für einen fixen Zeitraum, bspw. für eine Stunde, aneinandergereiht werden. So ist die Einbindung von vorangegangenen Zuständen in die Berechnung des aktuellen Zustandes möglich. Es kann beispielsweise der Wärmespeicherfüllstand sowie dessen Be- und Entladung aus der vorangegangenen Stunde bei der Berechnung des Eingangsfüllstandes für den anschließenden Simulationszeitpunkt berücksichtigt werden. “Quasi-dynamisieren“ lassen sich statische Simulationen durch die Verkürzung der Simulationszeitschritte.
Aus diesem Grund werden zwei selbst erarbeitete Simulationsprogramme, wie in **Abbildung 25** dargestellt, kombiniert genutzt, um den Betrieb von zukünftigen Energiesystemen vor dem Hintergrund der ökonomischen und ökologischen Effizienz bewerten zu können.

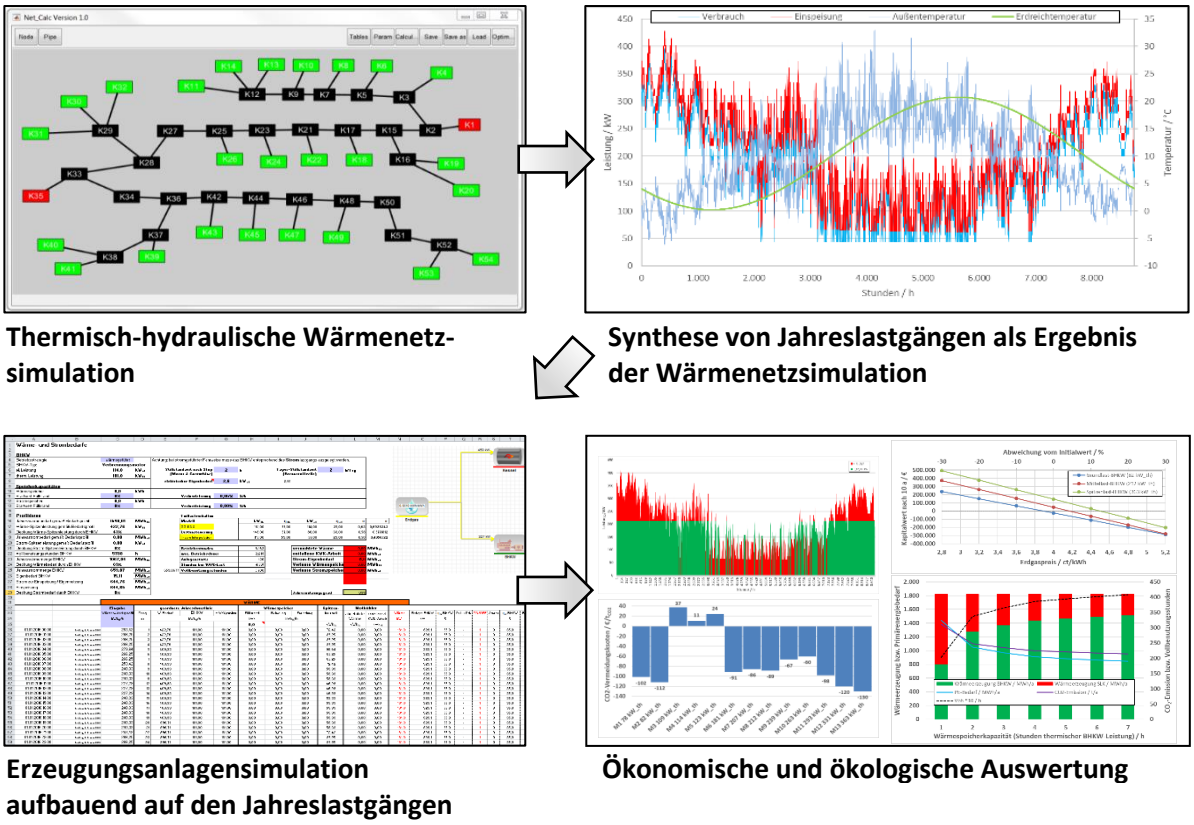

Abbildung 25: Gekoppelte Nutzung verschiedener Simulationsprogramme zur Energiesystemanalyse

Eine ausführliche Simulation des Wärmenetzbetriebes bei unterschiedlichen Eingabeparametern liefert mit einem stündlich aufgelösten Wärmebedarfslastgang den wichtigsten Eingabeparameter zur Simulation des Betriebes verschiedener Erzeugungsanlagenkombinationen unter Berücksichtigung von thermischen Energiespeichern, deren Betrieb durch verschiedene Strategien vorgegeben wird. Durch die Vielzahl der für die Wärmenetzsimulation zu tätigenden Annahmen kann der Wärmebedarfslastgang eine Schwankungsbreite aufweisen, die einer Sensitivitätsanalyse in sinnvollen Grenzen bedarf.
Die Wärmenetzsimulation erfolgt mit Hilfe der Programme MATLAB und EPANET. MATLAB ist ein Programm der Firma "The MathWorks, Inc." zur numerischen Berechnung und Visualisierung, welches anhand von Unterprogrammen (Subfiles) durch den Benutzer erweitert werden kann. Der Name leitet sich von MATrix LABoratory ab, was auf die Nutzung von Matrizen- und Vektoroperatoren zurückzuführen ist. Das von der amerikanischen Environmental Protection Agency (EPA) entwickelte, quellcode-offene Programm EPANET zur *hydraulischen Simulation von offenen Wasserverteilnetzen* kann als eigenständiges Programm oder mit Hilfe von MATLAB über MATLAB-Wrapper bedient werden, was eine kombinierte Anwendung beider Simulationsprogramme zur thermisch-hydraulischen Netzsimulation ermöglicht.
In MATLAB wurde eine grafische Oberfläche erarbeitet, die eine Modellierung von Netzen jeglicher Topologie ermöglicht. Die thermische Netzsimulation erfolgt anhand des MATLAB-Modells. Zur hydraulischen Netzsimulation liefert das Programm EPANET eine Möglichkeit, die Volumenstromverteilung von Flüssigkeiten in Rohrleitungssystemen *bei konstanten Temperaturen* zu ermitteln. Da Wärmenetze jedoch sowohl Wärmeverluste über die Rohrleitungen als auch Temperaturdifferenzen in Vor- und Rücklauf aufweisen, wurde die Modellierung in EPANET zur Berücksichtigung aller temperaturabhängigen Stoffeigenschaften, die die Volumenstromverteilung beeinflussen, entsprechend angepasst. Eine Beschreibung dessen findet sich in Kapitel 4.1.2.
Zur anschließenden Simulation der Erzeugungsanlagen wird ein Programm basierend auf Microsoft Excel verwendet, in welchem verschiedene BHKW, Flach- und Vakuumröhrenkollektoren sowie

sensible Wärmespeicher abgebildet sind. Um die Komplexität nicht weiter zu steigern, erfolgt die stündliche Sonnenstandberechnung sowie die Simulation des Wärmepumpenbetriebes in weiteren, ausgelagerten Simulationsprogrammen ebenfalls basierend auf Microsoft Excel.
Als Datenbasis kann auf geometrische Daten eines realen Wärmenetzes zurückgegriffen werden. Ebenso liegen die Einspeise- und Verbrauchsdaten des betrachteten Netzes für das Jahr 2017 vor, womit sich die Ergebnisse der Wärmenetzsimulation bezüglich der ermittelten Wärmeverluste bewerten lassen. Alle technischen, erzeugungsspezifischen Parameter entstammen Produktdatenblättern. Eine Übersicht der wirtschaftlichen Eingangsgrößen, die eine Vielzahl an Annahmen implizieren, findet sich in Kapitel 5. Basierend auf den Grundlagen aus Kapitel 2 wird im folgenden Kapitel 4 zunächst die Erarbeitung bzw. Modellierung der Simulationsprogramme sowie deren einzelner Systemkomponenten beschrieben. Die Erläuterung eines erarbeiteten Algorithmus für eine thermisch-hydraulische Netzsimulation findet sich in Kapitel 4.1.3. Technische und finanzielle Anlagenparameter, die bei der Modellierung der Energieerzeugungs-, Energieverteilungs- und Energiespeichersysteme berücksichtigt werden, sind in Kapitel 4.2 dargestellt.
Zur Energieversorgung werden drei verschiedene Anlagenkombinationen, deren Konstellationen in **Tabelle 2** dargestellt sind, untersucht und verglichen. Als Referenz (Szenario KON) wird die Versorgung des Wärmenetzes mittels Erdgas-BHKW mit Wärmespeicher und Spitzenlastkessel definiert. Neben solarthermischen Wärmeerzeugern unterschiedlicher Kollektorflächen (Szenario EE 1) wird ebenfalls der Betrieb einer Wärmepumpe als regenerative Erzeugungsanlage in die Betrachtungen aufgenommen (Szenario EE 2).

Szenario	Wärmespeicher	Spitzenlastkessel	BHKW	Erneuerbare Erzeuger
KON	✓	✓	Erdgas-BHKW	×
EE-1	✓	✓	Erdgas-BHKW	Solarthermie
EE-2	✓	✓	Erdgas-BHKW	Wärmepumpe

Tabelle 2: Erzeugungsanlagenkombinationen zur Wärmenetzbefeuerung

Jegliche Logiken zur Simulation des Erzeugungsanlagenbetriebes sowie technische und wirtschaftliche Eingangsparameter sind in Kapitel 4.2 beschrieben. Da es sich ausschließlich um Neubauszenarien handelt, sind Investitionen in alle Anlagen zur Energieerzeugung, -verteilung und -speicherung zu berücksichtigen. Zur Anpassung auf Bestandssysteme dürften die Investitionskosten für die bereits bestehenden Anlagen (in der Regel Wärmenetz, konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen und Wärmespeicher) keine Berücksichtigung finden. Die vergleichende Bewertung der drei Szenarien erfolgt vorrangig anhand der CO_2-Vermeidungskosten.
Eine Erweiterung stellt die monetäre Bewertung von CO_2-Emissionen durch die Einführung einer CO_2-Steuer auf den verwendeten Brennstoff dar. Um eine sinnvolle Größenordnung zu ermitteln, sollen Preise des europäischen Emissionshandels (EU-ETS-Zertifikate) herangezogen werden (**Abbildung 26**). Lagen diese Preise im Jahr 2017 im Mittel noch bei 5,82 €/t_{CO2}, so ist im Jahr 2018 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Der Mittelwert der CO_2-Zertifikatspreise lag für die Zeitspanne von Januar 2018 bis Mitte Oktober 2018 bereits bei 14,74 €/t_{CO2}. Für das Ende des Jahres 2018 wird ein Anstieg auf 25 €/t_{CO2} prognostiziert. Bis zum Jahre 2020 bzw. 2021 kann mit etwa 40 €/t_{CO2} gerechnet werden. [80]
Dennoch wird von einer Annäherung an einen Grenzwert in den folgenden Jahren ausgegangen. Wie auch bei der Entwicklung des CO_2-Emissionsfaktors für den deutschen Strommix (vgl. Kapitel 4.2.5) soll für den CO_2-Zertifikatspreis ein Mittelwert für dem den Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu Grunde liegendem Betrachtungszeitraum von zehn Jahren herangezogen werden. Ausgehend von den in **Abbildung 26** dargestellten Stützstellen für die Jahre 2018, 2019 und 2020 und bei einer Annahme eines

Zertifikatspreises in Höhe von 45 €/t_{CO2} im Jahr 2026 ergibt sich ein mittlerer Zertifikatspreis von 36,55 €/t_{CO2}.

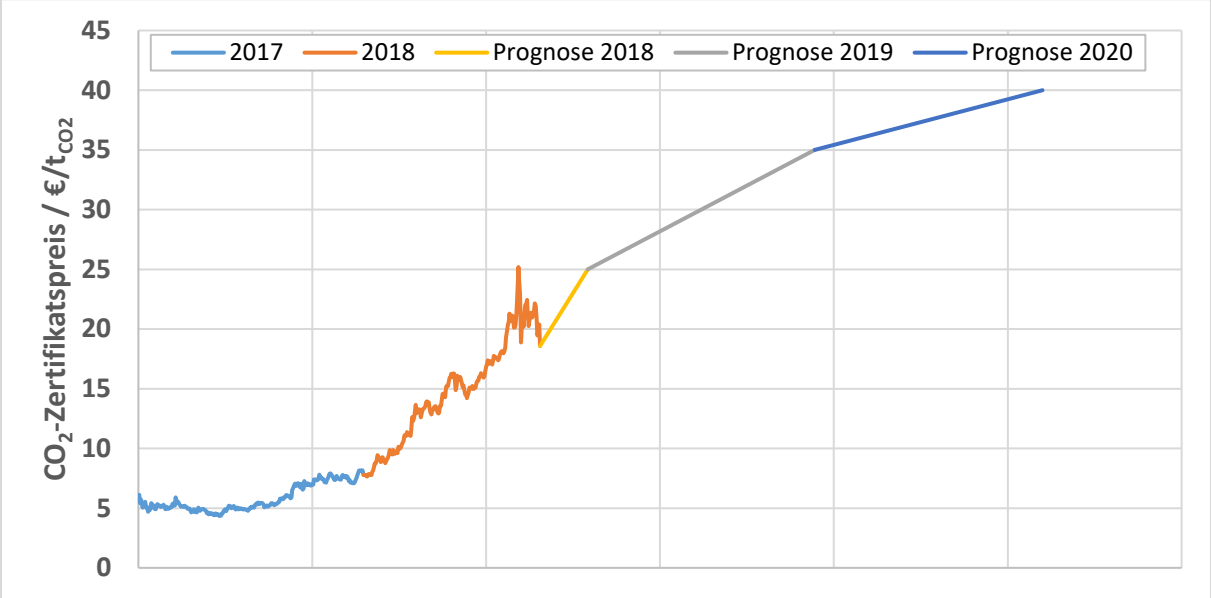

Abbildung 26: Entwicklung und Prognose der CO_2-Zertifikatspreise, eigene Darstellung nach [80]

Eine abschließende Bewertung sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen für sowohl Politik als auch Anwender und Betreiber sind abschließend in Kapitel 6 aufgeführt.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Energiesysteme bestehend aus Erzeugungs-, Verteilungs- und Speicherungsanlagen stellen komplexe Systeme mit multifaktoriellen Einflüssen verschiedener Parameter dar. Durch die Einbindung nicht-regelbarer Erzeugungsanlagen wird die Komplexität dieser Systeme zusätzlich erhöht.
- Eine sorgfältige Auslegung und Planung des kombinierten Betriebes von regelbaren und nicht-regelbaren Erzeugungsanlagen, auch unter Einbindung von Prognosedaten, ist zur Optimierung der Gesamtsysteme essentiell.
- Sowohl die qualitative als auch die quantitative Kenntnis der vorliegenden Bedarfsstrukturen ermöglicht eine Erhöhung der Effizienz der Energieversorgung. Durch den Einfluss der einzelnen Nutzer ist eine Pauschalisierung nicht möglich, was den Bedarf an detaillierten Simulationen unter Einbezug diverser Eingangsparameter unterstreicht.
- Die kombinierte Anwendung der im Rahmen dieser Arbeit erarbeiteten Simulationsprogramme ermöglicht eine Analyse von Energiesystemen unter variablen Randbedingungen.
- Zwingend zu variierende Parameter sind neben den verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen ebenso für die Wärmenetzversorgung geeignete, nicht-regelbare Erzeugungsanlagen, deren optimierte Einbindung eine Anpassung diverser Betriebsstrategien der regelbaren Erzeugungsanlagen und Wärmespeicher erfordert.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden anschließend an die Beschreibung der Simulationstools die Ergebnisse der Wärmenetzsimulationen für ein Quartiersnetz dargestellt und diskutiert.
- Darauf aufbauend erfolgt die Simulation und Auswertung der Szenarien KON (KWK-Anlage, Wärmespeicher und Spitzenlastkessel), EE 1 (KON ergänzt um solarthermische Wärmeerzeuger) sowie EE 2 (KON ergänzt um eine Abwasser-Wärmepumpe).
- Die betrachteten Simulationsszenarien KON und EE 1 werden um die Einführung einer CO_2-Steuer in Anlehnung an die CO_2-Zertifikatspreise ergänzt.

4 Modellierung und Simulation von komplexen Energiesystemen

Für eine Energiesystemanalyse ist eine vereinfachte aber dennoch realitätsnahe Beschreibung (Modellierung) jeglicher Komponenten sowie die Berücksichtigung aller Parameter, die einen direkten oder indirekten Einfluss auf den Zustand des Energiesystems haben, erforderlich. Vor dem Hintergrund anschließender Simulationen zur Betrachtung verschiedener Zustände des Energiesystems erfolgt im Rahmen dieser Arbeit eine umfangreiche Modellierung mit Hilfe eigens entwickelter Programme, da auf diese Weise eine Berücksichtigung aller Einflussgrößen durch unbeschränkte Modellierungsmöglichkeiten gewährleistet werden kann. Die Nutzung von drei verschiedenen Simulationsprogrammen ist auf den Modellierungsgrad und -aufwand (Wärmenetze unterscheiden sich deutlich in ihrer Komplexität von den weiteren Systemkomponenten) sowie die unterschiedlichen Methoden der Simulation zurückzuführen.
Im Folgenden werden die erarbeiteten Programme, die anschließende Modellierung und die Vorgehensweise der Simulation zur Bewertung von Energiesystemen beschrieben. Ziel ist es, technische und wirtschaftliche Betriebsparameter zu ermitteln, die zur Berechnung der CO_2-Vermeidungskosten als Bewertungskenngröße erforderlich sind. Da neben den technischen eine Vielzahl von wirtschaftlichen Eingangsparametern Berücksichtigung findet, erfolgt eine Darstellung beider Bereiche. Abschließend wird die Vorgehensweise der Berechnung von CO_2-Vermeidungskosten dargelegt, um im anschließenden Kapitel 5 die Ergebnisse der Betriebssimulation verschiedener Versorgungsvarianten darstellen, auswerten und vergleichen zu können.

4.1 Modellierung von Wärmenetzen zur Betriebssimulation

Die Modellierung von Wärmenetzen sowie die anschließende *thermische* Simulation des Netzbetriebes erfolgt mittels eines im Rahmen dieser Dissertation entwickelten Simulationstools[9], welches mit Hilfe der Software MATLAB erarbeitet wurde. Die Bedienung des Wärmenetzsimulationsprogramms erfolgt anhand einer grafischen Benutzeroberfläche (GUI, abgeleitet vom Englischen graphical user interface). Als Ergebnisgrößen der Betriebssimulationen werden Wärmeverluste berechnet.
Die *hydraulische* Netzsimulation erfolgt mit Hilfe der Software EPANET. Da der thermische und der hydraulische Netzzustand bedingt durch Wechselwirkungen nicht getrennt voneinander betrachtet werden dürfen, werden beide Programme mit Hilfe einer iterativen Vorgehensweise kombiniert genutzt (vgl. Kapitel 4.1.3). Im Folgenden werden zunächst das Programm zur thermischen Netzsimulation sowie die Vorgehensweise der Wärmeverlustberechnung beschrieben (Kapitel 4.1.1). Anschließend erfolgt eine Darstellung der Software EPANET zur hydraulischen Netzsimulation unter Berücksichtigung der nötigen Anpassungen zur Anwendung auf Wärmenetze (Kapitel 4.1.2), um abschließend die kombinierte, thermisch-hydraulische Netzsimulation unter Berücksichtigung von Wärme- und Druckverlusten zu erläutern.

4.1.1 Netzmodellierung zur thermischen Simulation

Um ein Wärmenetz im Netzsimulationstool zu modellieren, ist die Netzstruktur anhand von Knoten und Leitungen abzubilden. In der grafischen Darstellung des Simulationsprogramms findet im Gegensatz zu den thermisch-hydraulischen Berechnungen keine Unterscheidung zwischen Vor- und Rücklaufleitung statt. Diese werden grafisch als eine Leitung dargestellt. In **Abbildung 27** ist das GUI mit einer Netzkonstruktion dargestellt. Durch die freie Knotenanordnung kann jede Netztopographie abgebildet

[9] Im Folgenden wird zwar ausschließlich der Terminus (Wärmenetz-) *Simulations*tool bzw. -programm verwendet, allerdings werden in dem Programm ebenfalls die zu simulierenden Wärmenetze *modelliert*.

werden. Eine Skalierungsmöglichkeit der Knotenicons ist zur Darstellung komplexer Netzstrukturen ebenfalls gegeben. Wie in **Abbildung 27** zu sehen, wird im Simulationsprogramm zwischen den drei verschiedenen, entsprechend farblich gekennzeichneten Knotenarten *Wärmequelle* (Einspeisestandort), *Wärmesenke* (Verbraucher) und *interner Knoten* unterschieden.

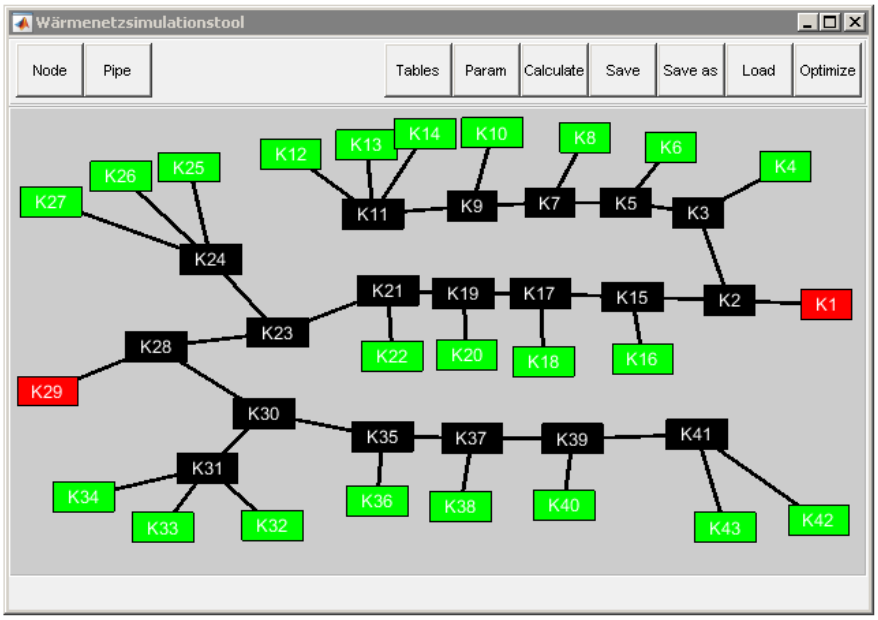

Abbildung 27: GUI des Wärmenetzsimulationstools

Je nach Knotenart sind unterschiedliche Parameter zuzuweisen. Wärmequellen (rot) sind anhand der Vorlauftemperatur und des einzustellenden Netzdrucks im Vorlauf charakterisiert. Interne Knoten (schwarz) stellen lediglich die Verzweigung von Leitungen dar. Wärmesenken (grün) lassen sich durch die Angabe von Anschlussleistung, idealem Massenstrom ohne Berücksichtigung von Wärmeverlusten in den Leitungen und idealer Rücklauftemperatur definieren. Wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, kann die konkrete Rücklauftemperatur in Wärmenetzen vom Netzbetreiber nur bedingt eingestellt bzw. vorgegeben werden, da sie ein Resultat der Qualität sowie der Einstellungen in den Tertiärkreisläufen auf der Kundenseite ist. Es ergibt sich durch Rücklauftemperaturbegrenzer lediglich die Möglichkeit, durch Beimischungen in den Vorlauf zu hohe Rücklauftemperaturen zu vermeiden. In den Simulationen wird entsprechend die Rücklauftemperatur, die sich als Ergebnis der hydraulischen Netzsimulation und dem Verbraucherverhalten einstellt, berechnet. Eine Angabe der Soll-Rücklauftemperatur ist lediglich für die initiale Simulationsschleife nötig, da Startwerte definiert werden müssen. Für jeden Knoten unabhängig der Knotenart werden als Ergebnisgröße Vor- bzw. Rücklauftemperatur angegeben.
Allgemeingültige Simulationsparameter sind vorab einzugeben und können zwischen essentiellen und optionalen Eingaben unterschieden werden. Unverzichtbar sind die Eingabe der Rohrrauhigkeit, des horizontalen Abstandes zwischen Vor- und Rücklaufleitung und der Erdreichtemperatur. Die Wärmeleitfähigkeit des Erdreiches sowie die Verlegetiefe der Rohrleitungen können ebenfalls für alle Leitungen als konstante Parameter definiert werden. Hier kann jedoch auch eine Einzeldefinition für verschiedene Leitungsabschnitte erfolgen. Dichte, Wärmekapazität, dynamische Viskosität sowie Wärmeleitfähigkeit des Wärmeträgermediums werden in Abhängigkeit der Temperatur exakt bestimmt (die Vorgehensweise der Berechnung findet sich im Anhang 12.9).
Eine Übersicht aller Knoten und Leitungen findet sich in einer weiteren Eingabemaske, in der alle relevanten Leitungsparameter einzugeben sind. Wird ein Nenndurchmesser (DN) verwendet, der in der auswählbaren Rohrleitungsdatenbank hinterlegt ist, kann auf die Eingabe der Rohrgeometrien und

Isolationsparameter verzichtet werden. Ansonsten sind neben der Leitungslänge zusätzlich die folgenden Parameter für jede Leitung einzugeben:

- Außendurchmesser Mediumrohr,
- Wandstärke Mediumrohr,
- Wandstärke Isolationsschicht,
- Wandstärke Isolationsschutzschicht,
- Wärmeleitfähigkeit Mediumrohr,
- Wärmeleitfähigkeit Isolationsschicht und
- Wärmeleitfähigkeit Isolationsschutzschicht.

Um unter Berücksichtigung aller Eingaben die Wärmeverluste bei verschiedenen Netzzuständen zu berechnen, können verschiedene Ansätze herangezogen werden, die im Folgenden vorgestellt und diskutiert werden.

Ermittlung der Wärmeverluste

Die Effizienz des Wärmenetzbetriebes wird, wie in den Grundlagen beschrieben, im Wesentlichen anhand der bei der Verteilung auftretenden Wärmeverluste bewertet. Um diese für jede Trasse in einem Wärmenetz ermitteln zu können, müssen zunächst die entsprechenden Grundlagen und Berechnungsansätze dargelegt werden (allgemeine Grundlagen der Wärmeübertragung finden sich im Anhang 12.5). Die Wärmeverluste über eine Rohrleitung ergeben sich als Funktion von Massenstrom, spezifischer Wärmekapazität des Wärmeträgermediums sowie Differenz aus Rohreintritts- und Rohraustrittstemperatur (vgl. Kapitel 2.2.2, Gl. 2.9). Da in der Regel lediglich die Rohreintrittstemperatur an der Heizzentrale am Anfang des Leitungssystems, welche der Soll-Vorlauftemperatur entspricht, bekannt ist, muss zur Kalkulation der Wärmeverluste in einem Wärmenetz für jedes Rohrleitungssegment nicht nur die Massenstromverteilung, sondern zudem die Rohraustrittstemperatur ermittelt werden.
Wenn in einer Rohrleitung Wärme von einem strömenden Fluid durch Konvektion an die Oberfläche der inneren Rohrwand übertragen wird, diese Wärme anschließend durch die Wand geleitet und ebenfalls durch Konvektion (oder Strahlung) an ein weiteres Fluid übertragen wird, liegt ein *Wärmedurchgang* vor. Bei Wärmenetzen wird diese Art der Wärmeübertragung genutzt, um die angeschlossenen Objekte mit Wärme aus dem Netz mit Hilfe eines Wärmeübertragers zu versorgen. Es findet folglich ein Wärmeübergang von dem Fluid hoher Temperatur an die Wandoberfläche gefolgt von Wärmeleitung durch die Wand an die andere Oberfläche mit anschließendem Wärmeübergang an das Fluid geringer Temperatur statt.
Die Wärmeverluste $\dot{Q}_{\mathrm{loss}}$ in einer Rohrleitung werden mit Hilfe von Gl. 4.1

$$\dot{Q}_{\mathrm{loss}} = \dot{m} \cdot c_{\mathrm{p}} \cdot \Delta T \qquad \text{Gl. 4.1}$$

wie bereits ausgeführt in Abhängigkeit des Massenstroms $\dot{m}$, der spezifischen Wärmekapazität c_{p} und der Differenz aus Rohrein- und Rohraustrittstemperatur ($\Delta T = T_{\mathrm{ein}} - T_{\mathrm{aus}}$) des Wärmeträgermediums bestimmt [49]. Es gilt ebenfalls Gl. 4.2

$$\dot{Q}_{\mathrm{loss}} = U \cdot A \cdot \Delta T_{\mathrm{ln}} \qquad \text{Gl. 4.2}$$

zur Berechnung der Wärmeverluste in einer Rohrleitung in Abhängigkeit des Wärmedurchgangskoeffizienten U, der Fläche A und der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz ΔT_{ln}.

Diese ist nach Gl. 4.3

$$\Delta T_{\ln} = \frac{(T_{\text{ein}} - T_{\text{U}}) - (T_{\text{aus}} - T_{\text{U}})}{\ln\left(\frac{T_{\text{ein}} - T_{\text{U}}}{T_{\text{aus}} - T_{\text{U}}}\right)} \quad \text{Gl. 4.3}$$

unter Einbezug der Bezugstemperatur T_{U} definiert. Durch Gleichsetzen von Gl. 4.1 und Gl. 4.2 mit anschließender Umformung kann die Rohraustrittstemperatur T_{aus} durch Gl. 4.4

$$T_{\text{aus}} = (T_{\text{ein}} - T_{\text{U}}) \cdot \exp\left(-\frac{U \cdot A}{\dot{m} \cdot c_{\text{p}}}\right) + T_{\text{U}} \quad \text{Gl. 4.4}$$

ausgedrückt werden. Zur Berechnung der Rohraustrittstemperatur muss folglich der Wärmedurchgangskoeffizient U bestimmt werden. [81] Dieser ist in der oben dargestellten Gl. 4.4 als flächenbezogener Wärmedurchgangskoeffizient (in $\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$) zu verwenden. Einen weiteren Ansatz zur Berechnung der Temperaturänderung längs einer Rohrleitung liefert die Norm VDI 2055 Blatt 1 [82]. Unter Verwendung des längenbezogenen Wärmedurchgangskoeffizienten U_{l}, der den Wärmedurchgang bezogen auf die Länge einer Rohrleitung (in $\text{W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$) angibt, kann die Temperatur am Ende einer Rohrleitung in Form von

$$T_{\text{aus}} = (T_{\text{ein}} - T_{\text{U}}) \cdot \exp\left(-\frac{U_{\text{l}} \cdot l}{\dot{m} \cdot c_{\text{p}}}\right) + T_{\text{U}} \quad \text{Gl. 4.5}$$

ausgedrückt werden. Als Umgebungstemperatur T_{U} ist bei diesem Ansatz die Außenlufttemperatur zu verwenden. [82]

In der Praxis (wie beispielsweise in Produktdatenblättern von Rohrleitungsherstellern) wird der längenbezogene Wärmedurchgangskoeffizient U_{l} verwendet [60]. Um zusätzliche Umrechnungen zu vermeiden wird in dieser Arbeit ebenfalls mit dieser Größe gerechnet. Die Vorgehensweise zur Ermittlung des Wärmedurchgangskoeffizienten wird im Folgenden erläutert. Der Wärmedurchgangskoeffizient U gibt den Wärmedurchgang für verschiedene Geometrien an. Er wird durch den Kehrwert der Summe aller auftretenden Wärmeleitwiderstände R_{ges} anhand von Gl. 4.6 dargestellt

$$U = \frac{1}{R_{\text{ges}}}. \quad \text{Gl. 4.6}$$

Für eine einschichtige Zylinderschale ergibt sich der längenbezogene Wärmeleitwiderstand allgemein zu

$$R = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda} \cdot \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) \quad \text{Gl. 4.7}$$

mit der Einheit $(\text{K} \cdot \text{m}) \cdot \text{W}^{-1}$, wobei die Radien r_2 und r_1 den Außen- und Innenradius r_{a} bzw. r_{i} darstellen [82]. Je nach Art der erdverlegten Rohrleitung sind verschiedene Wärmeleitwiderstände in der Kalkulation des Wärmedurchgangskoeffizienten zu berücksichtigen. Für kanalfrei erdverlegte und isolierte *Einzelrohrleitungen* (vgl. Kapitel 2.2.2) bildet die Summe der in Gl. 4.8 dargestellten Einzelwiderstände den Gesamtwiderstand

$$R_{\text{ges}} = R_{\text{konv,innen}} + R_{\text{WL,Rohr}} + R_{\text{WL,Isolation}} + R_{\text{WL,Mantel}} + R_{\text{WL,Erdreich}}. \quad \text{Gl. 4.8}$$

So müssen neben dem Konvektionswiderstand im Inneren der Rohrleitung die Wärmeleitwiderstände der Materialien des Mediumrohres, der Isolationsschicht sowie der zusätzlichen Isolationsschutzschicht herangezogen werden. Des Weiteren ist der Wärmeleitwiderstand des umgebenden Erdreiches von wesentlicher Bedeutung zur Kalkulation des Wärmedurchgangswiderstandes. Verschiedene Ansätze zur Abbildung dieses Wärmeleitwiderstandes sind im Anhang 12.7 dargestellt. Bei kanalfrei erdverlegten

und isolierten *Doppelrohrleitungen* findet zudem eine gegenseitige Beeinflussung der Vor- und Rücklaufleitung bedingt durch die Temperaturdifferenz des Wärmeträgermediums in den Leitungen statt, weshalb sich der Gesamtwärmeleitwiderstand entsprechend Gl. 4.9 ergibt

$$R_{\mathrm{ges}} = R_{\mathrm{konv,innen}} + R_{\mathrm{WL,Rohr}} + R_{\mathrm{WL,Isolation}} + R_{\mathrm{WL,Mantel}} + R_{\mathrm{WL,Erdreich}} + R_{\mathrm{WL,gegens.\ Einfluss}} \,. \qquad \text{Gl. 4.9}$$

In der vorliegenden Arbeit wird ausschließlich von kanalfrei erdverlegten und isolierten *Doppelrohrleitungen* ausgegangen. [49], [81], [82] Eine detaillierte Beschreibung zur Ermittlung des Konvektionswiderstandes im Inneren der Rohrleitung sowie der Wärmeleitwiderstände der einzelnen Rohrschichten, des Erdreiches und des gegenseitigen Einflusses zwischen Vor- und Rücklaufleitung findet sich im Anhang 12.6 und 12.7, wobei ein Vergleich zweier unterschiedlicher Vorgehensweisen nach Nussbaumer et al. [49] und Oeljeklaus 87 [81] erfolgt.

Berechnung der Rohraustrittstemperatur bei korrekter Bezugstemperatur

Die Wahl der korrekten Bezugstemperatur T_{U} hat einen entscheidenden Einfluss sowohl auf die Höhe als auch auf den zeitlichen Verlauf der Wärmeverluste (vgl. Gl. 4.4 und Gl. 4.5). Auch hier unterscheiden sich die Ansätze nach Nussbaumer et al. [49] und Oeljeklaus 87 [81]. In Oeljeklaus 87 [81] wird als Bezugstemperatur zur Ermittlung der Temperatur- und Wärmeverluste in einer erdverlegten Rohrleitung die Außentemperatur angegeben. Nussbaumer et al. [49] verwendet die Temperatur des ungestörten Erdreiches in der entsprechenden Verlegetiefe.
Für die Außentemperatur an verschiedenen Standorten können gemessene Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [83] genutzt werden. Die Temperatur des ungestörten Erdreiches ist in der Regel nicht bekannt bzw. für verschiedene Tiefen als gemessener Jahrestemperaturverlauf nicht verfügbar. Ansätze zur Ermittlung der Erdreichtemperatur in verschiedenen Tiefen liefern u.a. Hilbig 99 [84] und Loose 13 [85]. Für die vorliegende Arbeit wird der Ansatz nach Loose 13 [85] verwendet. Der Temperaturverlauf an der Erdoberfläche sowie die Temperatur im tiefen Erdreich haben einen wesentlichen Einfluss auf die Temperatur des ungestörten Erdreiches. Der geothermische Gradient, welcher eine Temperaturzunahme zwischen 1,5 bis 4 K pro 100 m Tiefe beschreibt, ist erst in größeren Tiefen von Bedeutung und kann für die vorliegende Betrachtung vernachlässigt werden.
Die Temperatur des thermisch ungestörten Erdreiches folgt der Temperatur der Außenluft mit einem Phasenverzug und einer deutlichen Dämpfung der Temperaturamplitude. Die Ausprägung dieser Phänomene ist insbesondere von der Tiefe und den Eigenschaften des umgebenden Erdreiches abhängig. Nach Loose 13 [85] kann die Temperatur des Erdreiches T_{Erdreich} in der Tiefe z zum Zeitpunkt t mit Hilfe von Gl. 4.10 bestimmt werden

$$T_{\mathrm{Erdreich}} = t_{\mathrm{m}} - \Delta t_0 \cdot \exp\left(-z \cdot \sqrt{\frac{\pi}{a_{\mathrm{E}} \cdot \tau_0}}\right) \cdot \cos\left[\frac{2 \cdot \pi}{\tau_0} \cdot \left(\tau - \Delta\tau_0 - \frac{z}{2} \cdot \sqrt{\frac{\tau_0}{\pi \cdot a_{\mathrm{E}}}}\right)\right] . \qquad \text{Gl. 4.10}$$

Zur Anwendung sind die in der folgenden **Tabelle 3** aufgeführten Parameter zu verwenden. Die Eigenschaften des Erdreiches werden durch die Temperaturleitfähigkeit des Erdreiches a_{Erdreich} unter Verwendung der Dichte ρ_{Erdreich}, der spezifischen Wärmekapazität $c_{\mathrm{p,Erdreich}}$ und der Wärmeleitfähigkeit $\lambda_{\mathrm{Erdreich}}$ zusammengefasst (vgl. Anhang 12.6 Gl. 12.21).

Parameter	Formelzeichen	Wert	Einheit
Mittlere Temperatur der Erdoberfläche	t_{m}	variabel	°C
Periode der Lufttemperatur	τ_0	8.760[10]	h
Amplitude der Oberflächentemperatur	Δt_0	15	K

[10] Bei Schaltjahren ist dieser Wert auf 8.784 h anzupassen.

Zeitverzögerung (Versatz Boden- zu Außentemperatur)	$\Delta\tau_0$	720	h
Temperaturleitfähigkeit des Erdreiches	a_{Erdreich}	variabel	m²/h
Tiefe	z	variabel	m
Zeitpunkt	τ	-	h

Tabelle 3: Eingangsparameter zur Berechnung der Erdreichtemperatur (Werte für Deutschland) [85], [86]

Als mittlere Temperatur der Erdoberfläche t_{m} kann die jahresdurchschnittliche Lufttemperatur verwendet werden. Diese ergibt sich folglich aus dem Mittelwert der gemessenen Jahreszeitreihen. [85], [86] Je nach betrachtetem Standort ist die mittlere Temperatur der Erdoberfläche entsprechend anzupassen.

In **Abbildung 28** sind Außen- sowie Erdreichtemperatur für eine Tiefe von 1,2 m für den Standort Lemgo in Anlehnung an Thommessen et al. [27] dargestellt. Die Erdreichtemperatur wurde für Erdreich mit einer Dichte von 1.700 kg/m³, einer spezifischen Wärmekapazität in Höhe von 1.177 J/(kg·K) und einer Wärmeleitfähigkeit von 2 W/(m·K) berechnet. Die mittlere Temperatur der Erdoberfläche t_{m} betrug im betrachteten Jahr 9,55 °C. Es ist deutlich zu sehen, dass die Temperatur des ungestörten Erdreiches der Außentemperatur mit Phasenverzug und gedämpften Spitzen folgt.

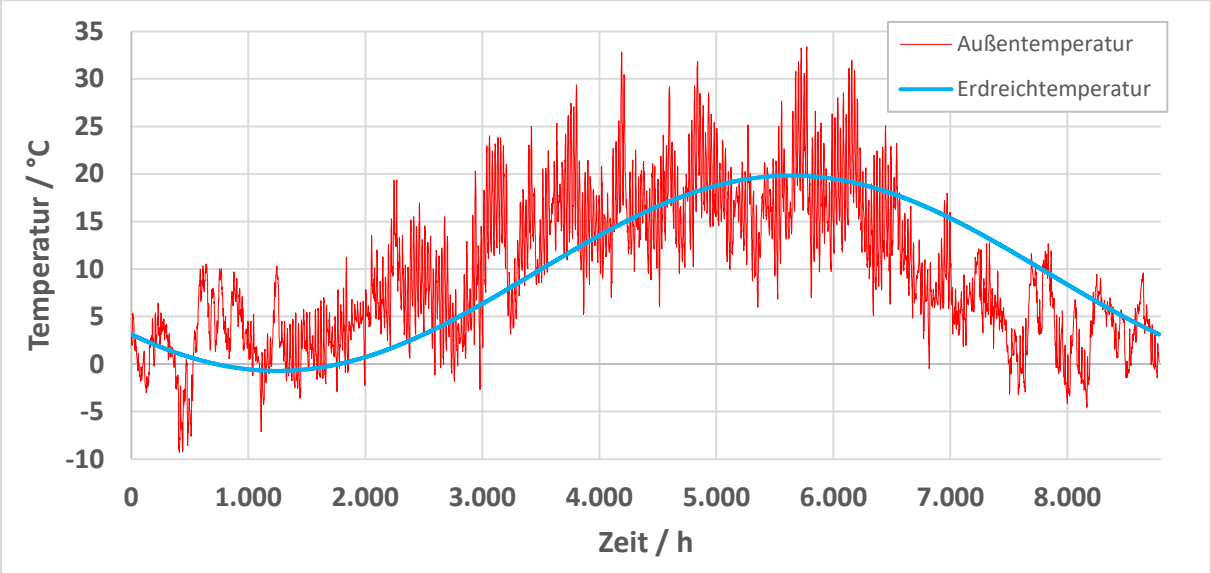

Abbildung 28: Gemessene Außentemperatur und berechnete Erdreichtemperatur, Lemgo (2016)

Insbesondere die dämpfende Wirkung lässt sich mit Hilfe der Temperaturamplitude sehr gut veranschaulichen. Die Jahrestemperaturamplitude des ungestörten Erdreiches, welche die Differenz aus Jahreshöchst- und Jahrestiefstwert beschreibt, beträgt für den betrachteten Zeitraum 20,6 °C und liegt somit um knapp 22 °C unterhalb der Jahrestemperaturamplitude der Außenluft (42,7 °C). Der Phasenverzug kann mit Hilfe der Monats*mittelwerte* der betrachteten Temperaturen anhand von **Abbildung 29** veranschaulicht werden. Die Monatsmittelwerte der Außentemperatur liegen in der ersten Jahreshälfte (von Januar bis Juli) oberhalb der Mittelwerte der Temperatur des ungestörten Erdreiches, was auf einen längeren Aufheizprozess des Erdreiches sowie auf Schwankungen der Außentemperatur insbesondere hin zu höheren Temperaturen zurückzuführen ist. Ebenfalls kühlt das Erdreich langsamer aus, weshalb in den Monaten August bis Dezember die Monatsmittelwerte der berechneten Temperatur des ungestörten Erdreiches die der Außentemperaturen überschreiten, wodurch der Phasenverzug deutlich wird.

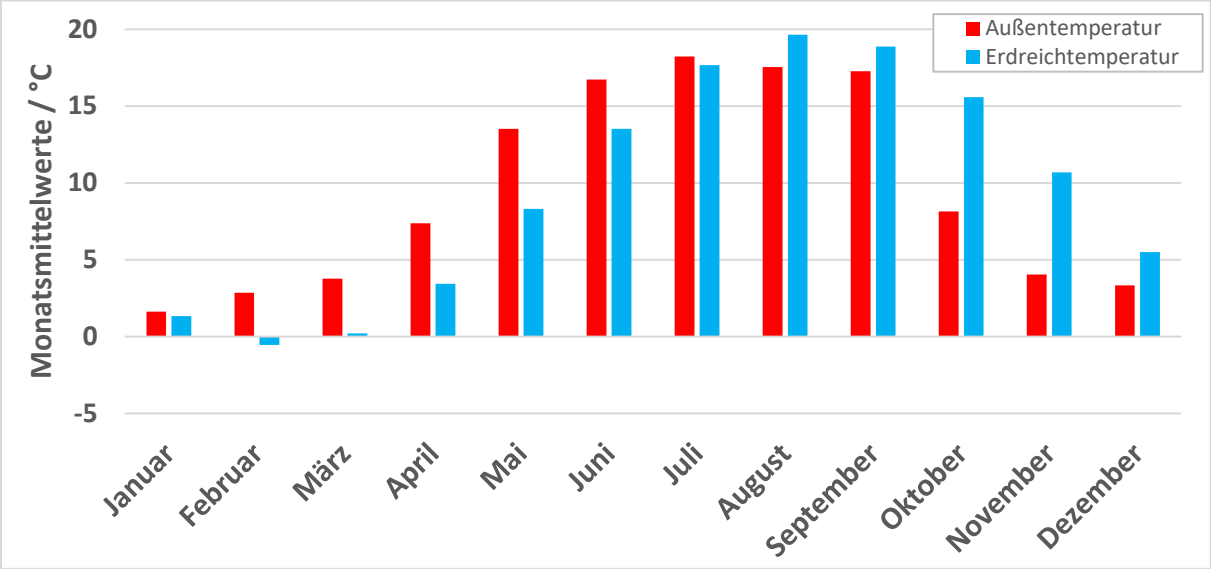

Abbildung 29: Monatsmittelwerte der gemessenen Außentemperatur und der berechneten Erdreichtemperatur, Lemgo (2016)

Um den Einfluss der verschiedenen Parameter untersuchen und die Vorgehensweise trotz fehlender Messdaten validieren zu können, wurden verschiedenen Eingangsgrößen variiert. Anhand von **Abbildung 30** wird deutlich, dass der Phasenverzug sowie die Dämpfung mit steigender Tiefe wie zu erwarten zunehmen.

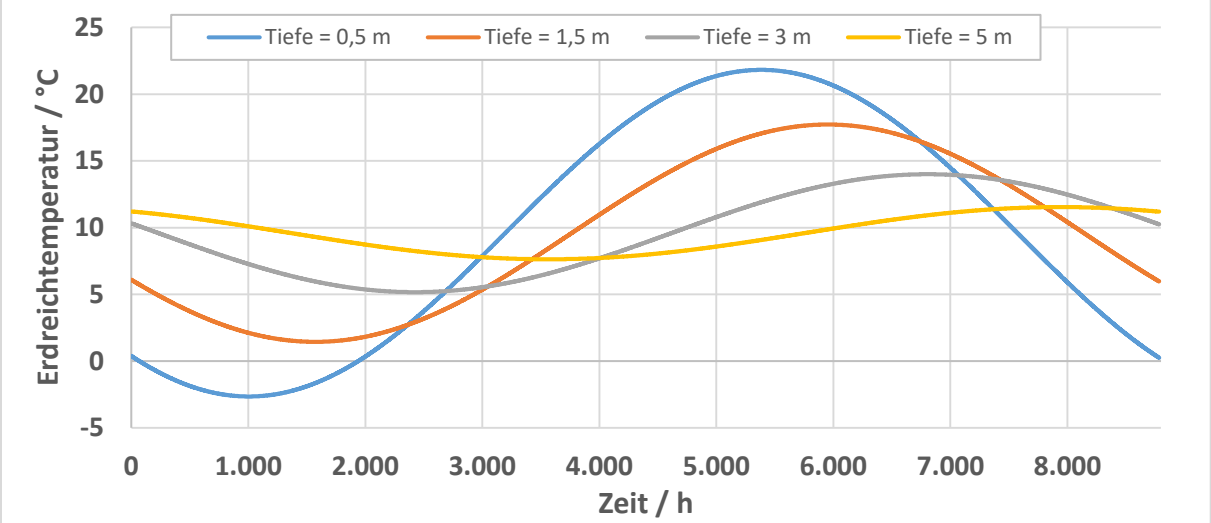

Abbildung 30: Berechnete Erdreichtemperatur für verschiedene Tiefen, Lemgo (2016)

Es lässt sich erkennen, dass ab einer bestimmten Erdreichtiefe nur noch geringe saisonale Temperaturschwankungen auftreten. Auswirkungen der Variationen von Erdreicheigenschaften auf den berechneten Erdreichtemperaturverlauf sind im Anhang 12.7 grafisch dargestellt. Mit steigender Wärmeleitfähigkeit des Erdreiches nimmt ebenso die Jahresamplitude der Erdreichtemperatur zu. In der vorliegenden Arbeit wird der oben beschriebene Ansatz zur Berechnung der Temperatur des ungestörten Erdreiches in der entsprechenden Verlegetiefe der Rohrleitungen verwendet.
Wird die Außentemperatur zur Berechnung der Wärmeverluste herangezogen, so folgen die Temperatur- und Wärmeverluste im zeitlichen Verlauf dem Verlauf der Außentemperatur, welche in der Regel stündlichen Schwankungen unterliegt. **Abbildung 31** zeigt sowohl die Außen- als auch die Rohreintrittstemperatur und die auftretenden Wärmeverluste und -gewinne für einen fiktiven Erzeuger-

Verbraucher-Strang unter Zuhilfenahme der Werte aus Thommessen et al. für einen Zeitraum von einem Tag [27]. Anhand der Darstellung lässt sich feststellen, dass kein zeitlicher Versatz zwischen der Temperaturdifferenz in der Vorlaufleitung und dem Verhältnis von Außen- zu Rohreintrittstemperatur besteht. Sobald die Außentemperatur die Rohreintrittstemperatur überschreitet, findet eine Zunahme der Temperatur des Wärmeträgermediums in der Vorlaufleitung (Wärmegewinne) statt. Gleiches gilt für den Temperaturverlust, wenn die Außentemperatur die Temperatur des Wärmeträgermediums unterschreitet. Da insbesondere die Kenntnis über das Auftreten von Wärmeverlusten im Jahresverlauf für die Betreiber von Wärmenetzen von besonderem Interesse ist und zukünftige Netze wie bereits beschrieben eine Entwicklung hin zu geringen Netztemperaturen aufweisen, eignet sich die Außentemperatur als Bezugstemperatur für diese Arbeit nicht.

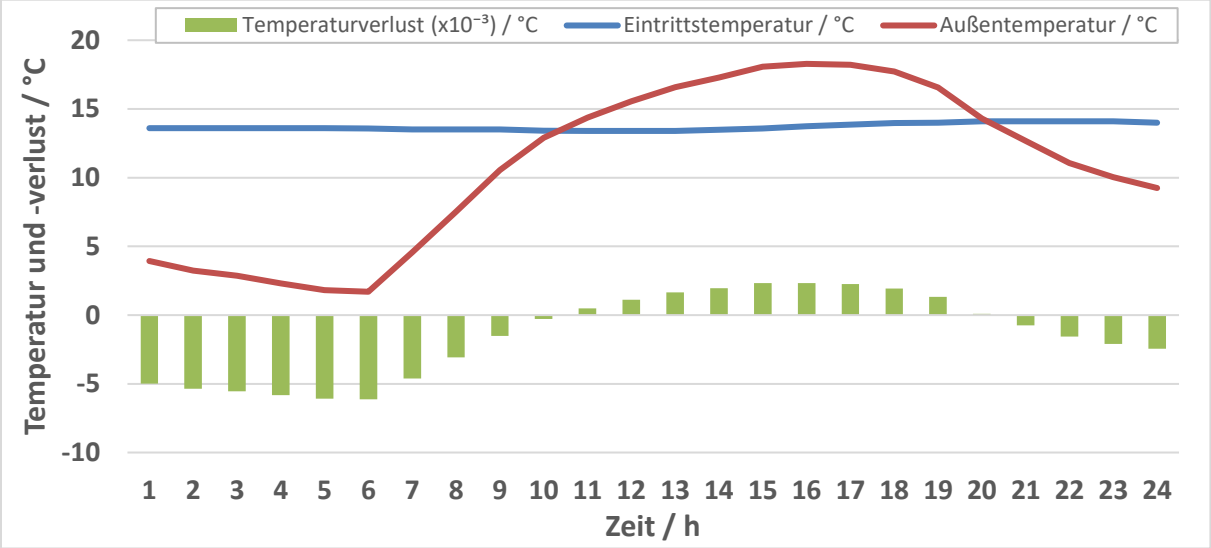

Abbildung 31: Rohreintrittstemperatur und Temperaturverluste nach Oeljeklaus 87 [81] (2016)

Bei der Nutzung der Temperatur des ungestörten Erdreiches als Bezugstemperatur zur Ermittlung der Verluste in einer Rohrleitung werden sowohl Phasenverzug als auch Dämpfung durch das Erdreich berücksichtigt. Der Tag, welcher in **Abbildung 31** dargestellt ist, soll zum direkten Vergleich beider Ansätze herangezogen werden. Da die hohen Außentemperaturen mit deutlicher Verzögerung und Dämpfung im Erdreich in der genannten Verlegetiefe vorkommen, können Wärmegewinne nach Nussbaumer et al. [49] erst zu einem deutlich späteren Zeitpunkt auftreten (**Abbildung 32**).

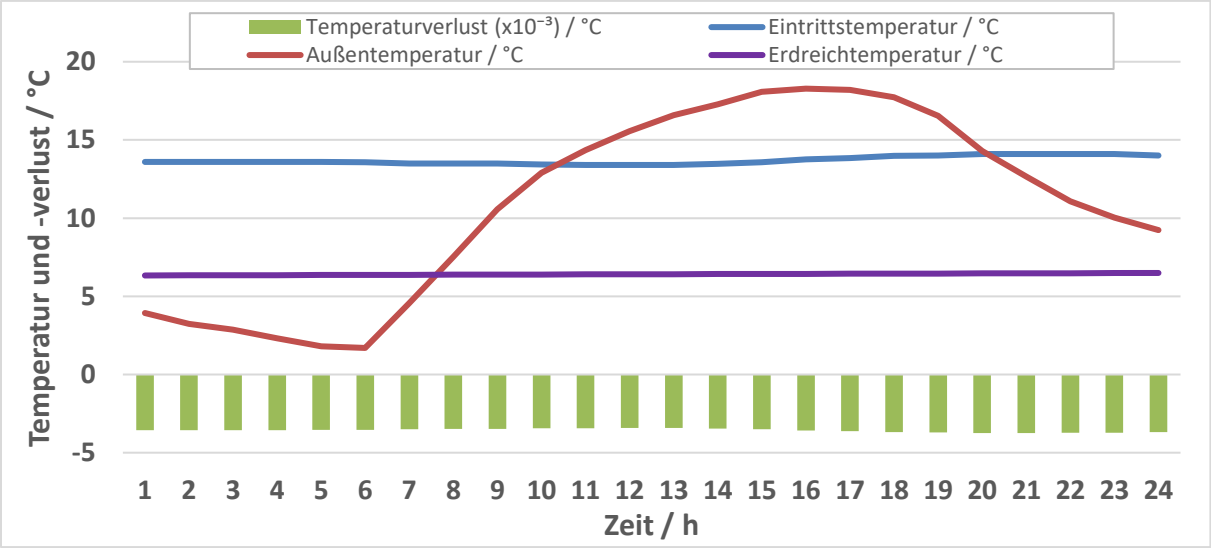

Abbildung 32: Rohreintrittstemperatur und Temperaturverluste nach Nussbaumer et al. [49] (2016)

Es ist zu sehen, dass für den betrachteten Tag eine Differenz zwischen Erdreich- und Rohreintrittstemperatur besteht, da das Erdreich die hohen Außentemperaturen in der Verlegetiefe nicht sofort annimmt und keine Wärmegewinne zu verzeichnen sind.
Da sich im zeitlichen Verlauf deutliche Unterschiede zwischen den Berechnungsansätzen ergeben und der Ansatz nach Nussbaumer et al. [49] eine bessere Eignung zur Berechnung der Verluste im Jahresverlauf aufweist, wird in den Wärmenetzsimulationen die zuvor zu berechnende Erdreichtemperatur als Bezugstemperatur zur Ermittlung der Wärmeverluste herangezogen.

Ermittlung der Druckverluste

Neben den Wärmeverlusten stellen die Druckverluste innerhalb des Rohrnetzes die zweite relevante Größe zur Effizienzbewertung von Wärmenetzen dar. Um die Druckverluste, die sich aus verschiedenen Verlustarten zusammensetzen können, auszugleichen, werden Druckhaltestationen mit Pumpen entlang der Rohrleitungstrassen ausgeführt. [49], [51] Hohe Druckverluste führen zu einem erhöhten Strombedarf durch den Betrieb der Netzpumpen, was neben dem Primärenergiebedarf somit auch die Betriebskosten des Wärmenetzes erhöht.
Im Folgenden wird zunächst die Berechnung der Strömungsdruckverluste beschrieben. Die weitaus komplexere Berechnung der daraus resultierenden Volumenstromverteilung wird im anschließenden Kapitel 4.1.2 dargestellt.
Der Gesamtdruckverlust Δp_{ges} eines inkompressiblen Fluides in einer Rohrleitung ergibt sich aus der Summe der Strömungsdruckverluste der einzelnen Rohrleitungen Δp_{Rohr}, der Druckhöhenverluste durch geodätische Höhendifferenzen Δp_{geo}, der Druckverluste durch manometrische Höhendifferenzen Δp_{mano} sowie der Differenz der Geschwindigkeitshöhen Δp_{velo} nach Gl. 4.11

$$\Delta p_{ges} = \Delta p_{Rohr} + \Delta p_{geo} + \Delta p_{mano} + \Delta p_{velo} . \qquad \text{Gl. 4.11}$$

Die Strömungsdruckverluste Δp_{Rohr} sind neben den Reibungswiderständen in den Rohrleitungen selbst zusätzlich von den Widerständen in Formstücken und Armaturen abhängig. Der reibungsbedingte Druckverlust $\Delta p_{Reibung}$ für gerade Rohrleitungsstücke wird unter Berücksichtigung der Rohrreibungszahl ψ anhand von Gl. 4.12

$$\Delta p_{Reibung} = \psi \cdot \frac{L}{d_i} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot w^2, \qquad \text{Gl. 4.12}$$

oder nach Darcy in Abhängigkeit des Volumenstroms nach Gl. 4.13

$$\Delta p_{Reibung} = \psi \cdot \frac{8L\rho}{d_i^5 \pi^2} \cdot \dot{V}^2 \qquad \text{Gl. 4.13}$$

ausgedrückt [87]. Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Rohrreibungszahl ψ und der mittleren Strömungsgeschwindigkeit w findet sich im Anhang 12.6. Um Druckverluste durch Einbauteile wie Armaturen, T-Stücke oder 90°-Bögen berücksichtigen zu können, wird die Druckverlustzahl ξ eingeführt. Jegliche Verluste, die aufgrund von zusätzlicher Reibung oder Turbulenzen in den Formstücken auftreten, sind in den Druckverlustbeiwerten enthalten. Entsprechende Werte können je nach betrachtetem Bauteil verschiedenen Tabellen wie beispielsweise aus Siekmann et al. [88] entnommen werden. So ergibt sich der zusätzliche Druckverlust durch Leitungseinbauten nach Gl. 4.14

$$\Delta p_{Bauteile} = \xi \cdot \frac{\rho}{2} \cdot w^2 \qquad \text{Gl. 4.14}$$

in Abhängigkeit der Dichte ρ und der mittleren Strömungsgeschwindigkeit w. Liegen mehrere Rohrleitungseinbauten vor, so wird die Summe der Druckverlustbeiwerte gebildet.

Für die Strömungsdruckverluste ergibt sich nach Gl. 4.15 der folgende Ausdruck

$$\Delta p_{Rohr} = \left(\psi \cdot \frac{L}{d_i} + \sum \xi\right) \cdot \left(\frac{\rho}{2} \cdot w^2\right). \qquad \text{Gl. 4.15}$$

Bei Wärmenetzen handelt es sich um Systeme bestehend aus diversen Rohrleitungen unterschiedlicher Geometrien und verschiedenen Rohrleitungseinbauten und Formteilen. Aus diesem Grund muss für jedes Leitungsteilstück bzw. für jede Leitung der Druckverlust gesondert berechnet werden, da sich sowohl die Rohrreibungszahl als auch der volumetrische Mittelwert der Strömungsgeschwindigkeit in den Leitungen ändern. Zur Darstellung des Gesamtdruckverlustes durch Rohrreibung unter Berücksichtigung von Formteilen und Armaturen sind entsprechend der Eintrittsdruck nach der Heizzentrale sowie der Austrittdruck vor der Heizzentrale zu betrachten. [89], [90] Da es sich bei Wärmenetzen um *geschlossene* Rohrleitungssysteme handelt, können alle weiteren Verlustarten vernachlässigt werden.

4.1.2 Netzmodellierung zur hydraulischen Simulation

Zur hydraulischen Netzsimulation wird auf das frei verfügbare, quellcode-offene Programm EPANET zurückgegriffen. Da EPANET ursprünglich zur Simulation des hydraulischen Zustandes von Wasserverteilnetzen bei konstanter Temperatur unter Berücksichtigung von Wassereinspeise- und Wasserentnahmestellen entwickelt wurde, sind bei der Anwendung auf geschlossene Wärmenetzsysteme einige Anpassungen nötig.
Die Netzmodellierung erfolgt, wie auch im Netzsimulationstool, anhand der Definition von Knoten und Leitungen in der EPANET-Benutzeroberfläche, wobei auch hier eine Bedienung ausschließlich mit Hilfe von MATLAB möglich ist. **Abbildung 33** zeigt ein beispielhaftes Netz, wie es in EPANET dargestellt und bearbeitet werden kann. Neben Knoten (K) und Leitungen (L) können Ventile modelliert werden, die beispielsweise die Limitierung des maximalen Durchflusses an den einzelnen Verbrauchern ermöglichen (vgl. Kapitel 2.2.2). Des Weiteren lassen sich vor dem Hintergrund der Modellierung von Wasserverteilnetzen sogenannte Reservoirs einfügen, die zwar in Wärmenetzen nicht vorkommen, jedoch bei der Anwendung von EPANET auf Wärmenetze die Möglichkeit zur Druckregulierung bieten, die in der Praxis mittels Pumpen erfolgt.

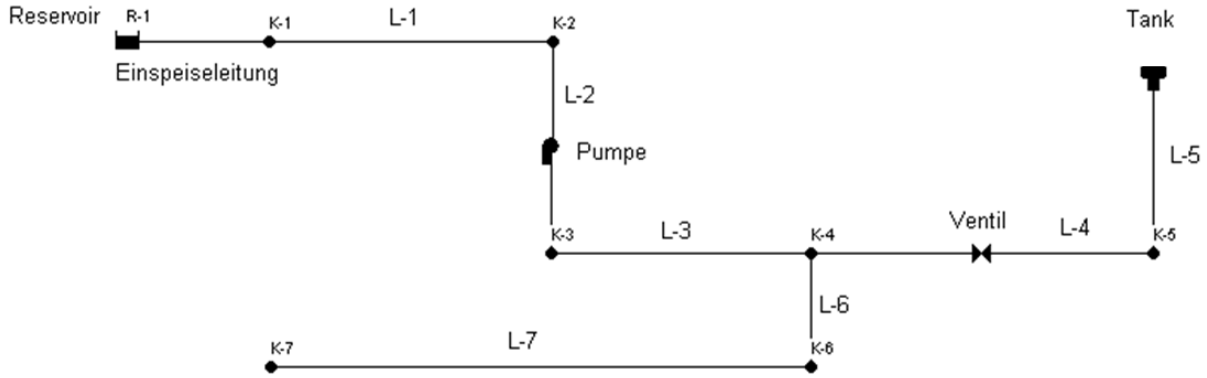

Abbildung 33: Darstellung eines Wasserverteilnetzes in EPANET

Zwar können auch Pumpen selbst in EPANET berücksichtigt werden, da diese jedoch ausschließlich über Kennlinien des zu fördernden Volumenstroms definiert werden, ist eine Druckregulierung mit Hilfe dieser Elemente nicht möglich und muss über den Umweg der Reservoirs erfolgen. Die Rohrleitungen werden in EPANET lediglich mittels Innendurchmesser, Länge und Rauhigkeit beschrieben. Für Formstücke wie 90°-Bögen und T-Stücke sowie Wärmeübertrager kann jeder Leitung ein sogenannter

minor loss coefficient R zugeordnet werden, der eine zusätzliche Druckverlusthöhe als Funktion der mittleren Strömungsgeschwindigkeit und des dynamischen Druckes nach Gl. 4.16

$$R = \frac{2g}{w^2} \cdot \Delta h_{\mathrm{V}} \qquad \text{Gl. 4.16}$$

erzeugt. Dieser Parameter entspricht dem Druckverlustbeiwert nach Gl. 4.14. Für 90°-Bögen wird ein *minor loss coefficient* in Höhe von 0,8 verwendet [91]. T-Stücke müssen in Abzweig- und Ursprungsleitung unterteilt werden. Für die Abzweigleitung gilt ein minor loss coefficient in Höhe von 1,8. Die Ursprungsleitung wird mit einem minor loss coefficient in Höhe von lediglich 0,6 belegt [91]. Knoten können als Einspeise- oder Entnahmeknoten definiert werden, was für die Druckregulierung anhand von Reservoirs essentiell ist. Druckverluste lassen sich in EPANET nach verschiedenen Ansätzen ermitteln. Da die Berechnungsvorschrift nach Darcy-Weisbach (vgl. Gl. 4.13) auch für hohe Temperaturbereiche, wie sie in Wärmenetzen auftreten, Gültigkeit besitzt, wird diese ausgewählt. Neben der Berechnungsvorschrift sind in den Standardeinstellungen ebenfalls die Dichte und die kinematische Viskosität des Wassers anzupassen. Sowohl die Dichte als auch die kinematische Viskosität stellen temperaturabhängige Stoffeigenschaften dar, die für die Durchführung von realitätsnahen Simulationsrechnungen zum einen durch die Wärmeverluste in den Vor- und Rücklaufleitungen selbst und zum anderen durch den Temperaturunterschied des Wärmeträgermediums zwischen Vor- und Rücklauf (20 - 25 K in den Szenarien in Kapitel 5) nicht vernachlässigt werden dürfen. Initial werden beide Werte auf die Vorlauftemperatur bezogen. Die Dichte ist hierzu als sogenannte *specific gravity* g_{spec} über das Verhältnis der Dichte bei der tatsächlichen Temperatur zu der Dichte von Wasser bei 4° C nach Gl. 4.17

$$g_{\mathrm{spec}} = \frac{\rho_{\mathrm{Wasser}}(x°C)}{\rho_{\mathrm{Wasser}}(4°C)} \qquad \text{Gl. 4.17}$$

anzugeben. Ähnlich dazu wird die kinematische Viskosität als *relative viscosity* v_{rel} über das Verhältnis der kinematischen Viskosität bei gegebenen Temperaturbedingungen zu der kinematischen Viskosität des Wärmeträgermediums bei einer Temperatur in Höhe von 20 °C nach Gl. 4.18

$$v_{\mathrm{rel}} = \frac{v_{\mathrm{Wasser}}(x°C)}{v_{\mathrm{Wasser}}(20°C)} \qquad \text{Gl. 4.18}$$

berücksichtigt. Da die Temperaturabhängigkeit der Dichte und der kinematischen Viskosität in der hydraulischen Berechnung mit EPANET jedoch ohne eigene Modifizierung keine Berücksichtigung findet, soll in Kapitel 4.1.3 eine iterative Vorgehensweise unter Einbindung der Temperaturabhängigkeit dieser beiden Stoffeigenschaften erläutert werden.

Grundlagen der hydraulischen Netzsimulation

Zur Ermittlung der Volumenstromverteilung zur hydraulischen Netzsimulation kann auf Analogien zwischen Elektrotechnik und Strömungsmechanik zurückgegriffen werden. So entspricht der gesuchte Druckverlust Δp zwischen zwei Knoten in einem Wasserverteilnetz der Spannung U in der Elektrotechnik. Ebenso kann der Volumenstrom $\dot{V}$ in den Leitungen mit dem Strom I verglichen werden. Der Zusammenhang zwischen Spannung und Strom ist anhand der Elementegleichung für einen ohmschen Widerstand R nach Gl. 4.19

$$U = R \cdot I \qquad \text{Gl. 4.19}$$

als linear definiert. Anders ist dies hingegen für den Zusammenhang zwischen Druckverlust und Volumenstrom, die nach Gl. 4.13 eine quadratische Abhängigkeit aufweisen, welche zu einer Nichtlinearität nach Gl. 4.20

$$\Delta p = f(\dot{V}^2) \qquad \text{Gl. 4.20}$$

und damit zu einer iterativen Berechnungsweise führt. Die iterative Vorgehensweise erfordert des Weiteren, dass zur Berechnung im Iterationsschritt t die Ergebnisse des vorherigen Iterationsschrittes $t-1$ berücksichtigt werden. Aus diesem Grund ist eine Abschätzung von Startwerten zur Durchführung des ersten Iterationsschrittes essentiell. Entsprechende Verfahren sollten für eine möglichst genaue Lösung gute Konvergenzeigenschaften aufweisen. Bedingt durch den quadratischen Zusammenhang zwischen Druckverlust und Volumenstrom weist die hydraulische Wärmenetzsimulation eine hohe Komplexität auf und erfordert die Implementierung von Lösungsalgorithmen. Im Folgenden sollen verschiedene Berechnungsverfahren vorgestellt und verglichen werden, um das Verständnis für den in EPANET implementierten Gradient-Algorithmus zu erhöhen. [87]

Zur hydraulischen Simulation muss zunächst die Netztopologie mit allen relevanten Parametern dargestellt werden. Hierfür sind die entsprechenden Netzelemente *Knoten*, *Strecken* und *Maschen* zu definieren. Knoten in Wärmenetzen sind Verbindungspunkte zwischen zwei oder mehreren Leitungen. Hier treten folglich entweder Abzweigungen auf oder es werden zwei oder mehrere Leitungen zusammengeführt. Zwei Knoten werden durch eine *Strecke* miteinander verbunden. Diese entsprechen den Rohrleitungen im Wärmenetz. Eine Masche ist eine in sich geschlossene Schleife aus beliebig vielen Knoten und Strecken, die auch wiederum in weitere Maschen unterteilt sein kann. Da es sich bei Wärmenetzen in der Regel um Zweileitersysteme bestehend aus Vor- und Rücklauf handelt, weist jedes Netz auch dann bereits eine Masche auf, wenn es sich um einen einfachen Erzeuger-Verbraucher-Strang[11] handelt. **Abbildung 34** zeigt ein schematisches Wärmenetz mit zwei Verbrauchern und den entsprechenden Maschen unter Berücksichtigung der Vor- und Rücklaufleitung.

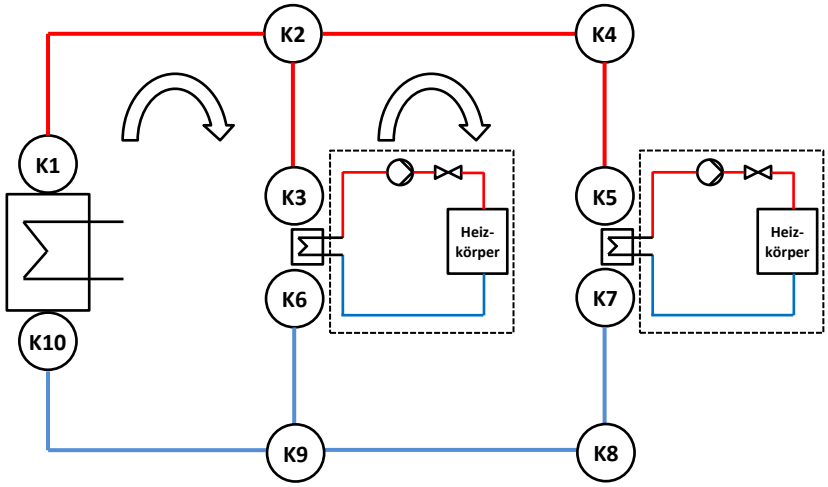

Abbildung 34: Schematisches Wärmenetz mit zwei Maschen und zwei Verbrauchern unter Berücksichtigung der Temperaturknoten[12]

In **Tabelle 4** ist die Leitungs- bzw. Streckendefinition des in **Abbildung 34** dargestellten Netzes anhand der Start- und Endknoten dargestellt.

Leitung	Startknoten	Endknoten
L1	K1	K2
L2	K2	K3

[11] Erzeuger-Verbraucher-Stränge stellen ein System aus einer Wärmesenke und einer Wärmequelle mit entsprechend je nur einer Vor- und Rücklaufleitung dar.

[12] Üblicherweise würden die Knoten K3 und K6 bzw. K5 und K7 als ein Knoten dargestellt. Da jedoch durch die Wärmeabgabe andere Temperaturen vorliegen, erfolgt in dieser Darstellung eine weitere Differenzierung.

L3	K2	K4
L4	K4	K5
L5	K6	K9
L6	K7	K8
L7	K8	K9
L8	K9	K10

Tabelle 4: Leitungsdefinition des schematischen Wärmenetzes aus Abbildung 34

Die hydraulisch relevante Masche wird durch die Leitungen L2-L3-L4-L5-L6-L7 beschrieben. Für das oben dargestellte Wärmenetz liegt die Herausforderung in der Berechnung der Volumenstromaufteilung am Beginn dieser Masche (Knoten K2). Um die Volumenstromverteilung bestimmen zu können, müssen die Druckverluste, die über die einzelnen Rohrleitungen auftreten, bestimmt werden. Für ein wie in **Abbildung 34** dargestelltes, einfaches Netz kann die Berechnung von Hand erfolgen. Da die Korrektur der Volumenströme in einer weiteren Masche eine entsprechende Korrektur in der ersten Masche nach sich zieht, nimmt die Komplexität der Berechnungen mit steigender Anzahl an Verbrauchern und Verzweigungsstellen im Netz deutlich zu.
Die hydraulische Rohrnetzsimulation kann anhand sequentieller Einzelschritt- oder simultaner Gesamtschrittverfahren erfolgen. *Sequentielle Einzelschrittverfahren* basieren auf dem sogenannten Newton-Verfahren, welches zur iterativen Nullstellenbestimmung von nicht-linearen, eindimensionalen Funktionen herangezogen wird. [92], [93] Jegliche Berechnungen beginnen mit der Abschätzung von Startwerten, die im Rahmen der Verfahren korrigiert werden. Je besser diese Startwerte den realen Bedingungen entsprechen, desto kürzer ist der anschließende Rechenprozess.
Die geschätzten Startwerte werden bei sequentiellen Verfahren im Unterschied zu simultanen Verfahren nacheinander korrigiert. Die Verfahren beruhen auf dem Prinzip der Annäherung an eine Nullstelle einer nicht-linearen Funktion anhand von linearen Funktionen.
Die *simultanen Gesamtschrittverfahren* basieren auf dem Newton-Raphson-Verfahren [92] [93]. Dieses stellt eine Erweiterung des Newton-Verfahrens auf nicht-lineare, mehrdimensionale Gleichungssysteme dar, bei welchem die eindimensionale Funktion $f(x)$ durch ein mehrdimensionales, nicht-lineares Gleichungssystem ersetzt wird. Beim Newton-Raphson-Verfahren findet eine zeitgleiche (simultane) Korrektur der Startwerte statt, was es von den sequentiellen Verfahren unterscheidet. [92], [93], [94], [95] Eine detaillierte Beschreibung beider Verfahren findet sich im Anhang 12.8. Die simultane oder sequentielle Lösung kann unter Nutzung von knoten- oder maschenorientierten Verfahren erfolgen.

Knotenorientierte Verfahren

Knotenorientierte Berechnungsverfahren basieren auf dem Prinzip der Massenerhaltung, welches besagt, dass bei stationären Rohrströmungen nach Gl. 4.21

$$\dot{m} = \rho \cdot \dot{V} = const. \qquad \text{Gl. 4.21}$$

der in ein Kontrollvolumen eintretende Massenstrom gleich dem aus dem Kontrollvolumen austretenden Massenstrom ist. Da für inkompressible Fluide lediglich eine Temperaturabhängigkeit bezüglich ihrer Dichte unterstellt wird, gilt für den Volumenstrom $\dot{V}$ bei konstanter Temperatur ebenfalls

$$\dot{V} = \frac{\dot{m}}{\rho} = const. \ . \qquad \text{Gl. 4.22}$$

Die Anwendung der Kontinuitätsbedingung auf Wasserverteil- bzw. Wärmenetze soll mit Hilfe von **Abbildung 35** erläutert werden. Dargestellt wird ein exemplarischer Knoten mit einer zufließenden und zwei abfließenden Rohrleitungen.

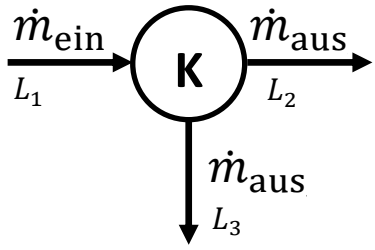

Abbildung 35: Knotendarstellung eines schematischen Rohrnetzes

Für den betrachteten Knoten K, welcher in diesem Fall das Kontrollvolumen darstellt, gilt nach Gl. 4.23

$$\sum \dot{m}_{\mathrm{ein}} = \sum \dot{m}_{\mathrm{aus}} \qquad \text{Gl. 4.23}$$

bzw. bei konstanter Temperatur

$$\sum \dot{V}_{\mathrm{ein}} = \sum \dot{V}_{\mathrm{aus}} \,. \qquad \text{Gl. 4.24}$$

Nach dem ersten Kirchhoff'schen Gesetz muss die Summe aller in einen Knoten eintretenden Ströme der Summe der austretenden Ströme entsprechen. Mit Hilfe einer Darstellung der Volumenströme als Funktion der Knotendrücke kann bei den knotenorientierten Verfahren ein Korrekturterm ermittelt werden, der bei sequentieller Anwendung die Volumenströme soweit korrigiert, dass das erste Kirchhoff'sche Gesetz (bis zu einer zuvor definierten Genauigkeitsanforderung) erfüllt wird. Eine detaillierte Beschreibung findet sich im Anhang 12.8. [94], [95], [96], [87]

Maschenorientierte Verfahren

Im Gegensatz zu den knotenorientierten Verfahren weisen die maschenorientierten Verfahren, welche auf der Energieerhaltung innerhalb einer Masche basieren, bessere Konvergenzeigenschaften auf. Eine bekannte Methode zur Ermittlung der Volumenstromaufteilung in Wasserverteilnetzen ist das maschenorientierte Hardy-Cross-Verfahren, welches von dem gleichnamigen Bauingenieur im Jahr 1936 ursprünglich für die Berechnung von Biegemomenten entwickelt wurde [97], [98]. Neben der Berücksichtigung der Kontinuitätsbedingung (Durchflussbilanz aus Gl. 4.23) bei der initialen Schätzung der Volumenströme in allen Leitungen wird des Weiteren das zweite Kirchhoff-Gesetz, die sogenannte Maschenbedingung, herangezogen. Dieses besagt, dass die Summe der Druckverluste in einer Masche bei definierter Umlaufrichtung gleich Null ist

$$\sum \Delta p_{\mathrm{S}} = 0 \,. \qquad \text{Gl. 4.25}$$

Als Hilfswerte zur Schätzung der Volumenströme können die Anschlussleistungen der Verbraucher sowie weitere bekannte Netzparameter herangezogen werden. Anschließend sind die Druckverluste Δp für jede Leitung nach Gl. 4.15 zu bestimmen, um die mechanische Energiebilanz für jede Masche nach Gl. 4.25 aufzustellen. Mit Hilfe des Newton-Verfahrens kann ein Term zur Korrektur des Volumenstroms als Funktion der residualen Druckverluste, die sich aus den je nach Maschenumlaufrichtung positiven und negativen Druckverlusten in einer Masche ergeben, ermittelt werden. Die Korrektur erfolgt wie bei den knotenorientierten Verfahren so lange, bis ein entsprechendes Abbruchkriterium erreicht wurde. Eine detaillierte Beschreibung findet sich im Anhang 12.8. Den besseren Konvergenzeigenschaften der maschenorientierten Verfahren steht ein deutlich höherer Modellierungsaufwand gegenüber.

Sowohl knoten- als auch maschenorientierte Verfahren haben bei der Anwendung den Nachteil, dass die Konvergenzeigenschaften stark von der Auswahl der Startwerte abhängig sind. Liegen diese nah an der realen Lösung, so kann ein der geforderten Genauigkeit entsprechendes Ergebnis schnell ermittelt

werden. Ist dies jedoch nicht der Fall, so ist in der Regel bereits für kleine Netze eine hohe Anzahl an Iterationen nötig. Für komplexere Netze, wie sie bei vermaschten Wärmenetzen vorliegen, verschlechtern sich die Konvergenzeigenschaften beider Verfahren deutlich. [92], [93], [94], [99], [95] Des Weiteren impliziert die Abschätzung von Startwerten für komplexe Netze einen hohen zusätzlichen Aufwand. Aus diesem Grund und durch den verhältnismäßig hohen Modellierungsaufwand der beschrieben Verfahren wird für diese Arbeit der in EPANET implementierte Gradient-Algorithmus genutzt.

Gradient-Algorithmus in EPANET

Zur hydraulischen Netzsimulation wird in EPANET auf einen von Todini et al [92] und Salgado-Castro 88 [93] erarbeiteten Gradienten-Algorithmus zurückgegriffen. Dieser stellt ein knotenorientiertes Verfahren dar, bei dem die Reibungsdruckverluste zwischen den Knoten unter Einhaltung der Kontinuitätsbedingung an allen Knoten minimiert werden sollen. Das resultierende Gleichungssystem besteht aus einem linearen Teil zur Darstellung der Knotengleichungen und einem nicht-linearen Teil, welcher die Druckverluste in den einzelnen Rohrleitungen abbildet. Der bedingt durch den Volumenstrom auftretende Druckverlust in einer Rohrleitung zwischen zwei Knoten soll der Druckdifferenz zwischen diesen Knoten entsprechen

$$\Delta p_{\mathrm{K}} = |p_{\mathrm{K2}} - p_{\mathrm{K1}}| = \lambda \cdot \frac{8lp}{\pi^2 d^5} \cdot \dot{V}^2 = \Delta p_{\mathrm{V,L}}\,, \qquad \text{Gl. 4.26}$$

wodurch sich der residuale Druckverlust einer Rohrleitung nach Gl. 4.27 zu

$$p_{\mathrm{V,r}} = \Delta p_{\mathrm{K}} - \Delta p_{\mathrm{V,L}} \qquad \text{Gl. 4.27}$$

ergibt. Die Lösung erfolgt simultan mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahrens. Eine ausführliche Beschreibung des Gradient-Algorithmus findet sich in Todini et al [92] und Salgado-Castro 88 [93].

4.1.3 Thermisch-hydraulisch gekoppelte Netzsimulation

Da zwischen dem thermischen und dem hydraulischen Netzzustand bedingt durch die Temperaturabhängigkeit verschiedener Stoffeigenschaften Wechselwirkungen bestehen, erfolgt die Netzsimulation iterativ unter kombinierter Anwendung der zuvor beschriebenen Simulationsprogramme. Die Berechnungsvorschrift zur Ermittlung der relevanten Stoffeigenschaften Dichte, dynamische Viskosität, Wärmeleitfähigkeit und -kapazität findet sich im Anhang 12.9.
Zur Nutzung von EPANET zur Berechnung der Volumenstromverteilung in Wärmenetzen müssen diverse Modifikationen vorgenommen werden. Um eine Druckregulierung in der hydraulischen Netzsimulation zu berücksichtigen, muss auf die verfügbaren Reservoirs zur Wassereinspeisung zurückgegriffen werden. Der Gradient-Algorithmus verfolgt einen bedarfsorientierten Ansatz, der immer eine Lösung in Abhängigkeit der zuvor definierten Ein- und Ausspeisemengen ermittelt, da das entsprechende Gleichungssystem in Abhängigkeit dieser Randbedingungen gelöst wird. Folglich kann die Lösung bei zu geringen Ausgangsdrücken zur Deckung des Wasserbedarfes im betrachteten Rohrnetz zu negativen Drücken führen. Mit Hilfe der Reservoirs ist eine Regulierung der Drücke an den verbundenen Knoten möglich, da jedem Reservoir ein *total head* H_{t} zugewiesen werden kann. Somit lässt sich die vom Reservoir auf das Rohrleitungsnetz wirkende, relative Druckhöhe an jedem mit einem Reservoir verbundenen Knoten einstellen. Bei der Einstellung des Druckes an einem Knoten ist die Umrechnung in die Druckhöhe H nach Gl. 4.28

$$H = \frac{p(bar) \cdot 10^5}{\rho_{\mathrm{Wasser}}(4°C) \cdot g} \qquad \text{Gl. 4.28}$$

zu beachten, wobei in diesem Schritt die Dichte von Wasser bei 4 °C heranzuziehen ist. Um den *total head* H_t zur Eingabe in EPANET zu bestimmen, ist nach Gl. 4.29

$$H_\mathrm{t} = H \cdot \frac{\rho_\mathrm{Wasser}(4°C)}{\rho_\mathrm{Wasser}(x°C)} = \frac{p(bar) \cdot 10^5}{\rho_\mathrm{Wasser}(x°C) \cdot g} \qquad \text{Gl. 4.29}$$

die Druckhöhe mit der *sepcific gravity* g_spec zu verrechnen. Soll am Einspeisepunkt eines Wärmenetzes beispielsweise ein Druck in Höhe von 4 bar wirken, so ergibt sich für eine Vorlauftemperatur in Höhe von 75 °C und einer entsprechenden Dichte des Wassers in Höhe von 972,77 kg/m³ ein *total head* in Höhe von 41,92 m. Bei dem in **Abbildung 36** schematisch dargestellten Wärmenetz mit einem Verbraucher zwischen den Knoten K-2 und K-3 findet die Druckregulierung anhand der Elemente Reservoir und Einspeiseknoten K-1 statt, die über die Druckleitung miteinander verbunden sind. Da der in EPANET integrierte bedarfsorientierte Ansatz Wasserentnahmen als positive (Bedarfs-) Mengen definiert, muss dem Einspeiseknoten K-1 folglich ein negativer Wasserbedarf zugewiesen werden, d.h. Wasser wird in das Netz eingespeist und nicht entnommen. Gleichzeitig muss diese Einspeisung für eine ausgeglichene Massenstrombilanz an einem zusätzlich einzufügenden Entnahmeknoten wieder als Ausspeisung (positiver Wasserbedarf) entnommen werden. Dieser Entnahmeknoten bildet des Weiteren den fiktiven Endknoten des Wärmenetzes, da sich ein geschlossener Kreislauf, wie er in Wärmenetzen vorhanden ist, mit EPANET nicht nachbilden lässt.

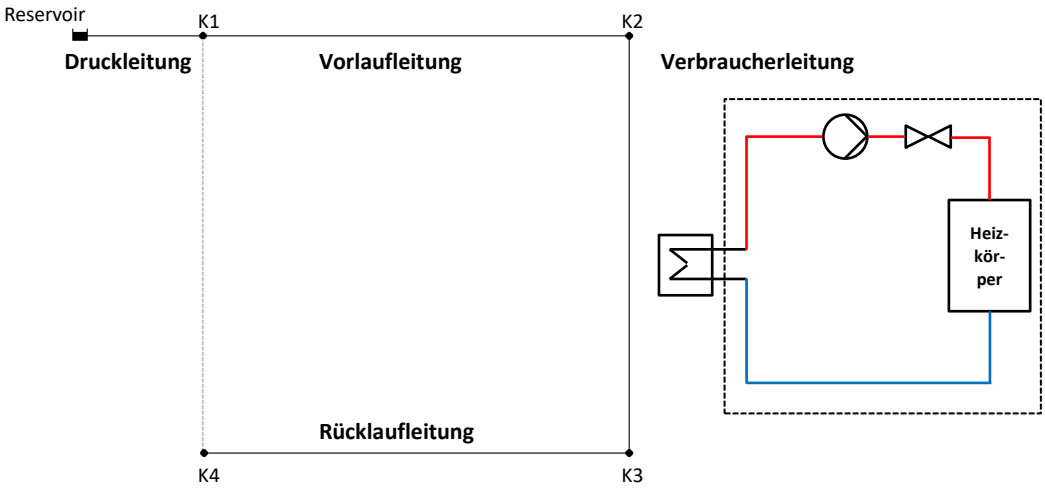

Abbildung 36: Erzeuger-Verbraucher-Strang Darstellung in EPANET

Zwischen Einspeise- und Entnahmeknoten sitzt in der Realität die Heizzentrale, welche anhand einer zusätzlichen Leitung und eines Wärmeübertragers eingebunden wird. Weitere Wärmeübertrager finden sich bei den Verbrauchern. Die entsprechenden Druckverluste in den Wärmeübertragern sind anhand der *minor loss coefficients* in der hydraulischen Simulation zu berücksichtigen. Der zu berechnende *minor loss coefficient R* wird in EPANET als Funktion der mittleren Strömungsgeschwindigkeit nach Gl. 4.16 eingegeben. Die Umrechnung in den Widerstandskoeffizienten r erfolgt nach Gl. 4.30

$$r = \frac{0{,}02517 \cdot R}{d^4}. \qquad \text{Gl. 4.30}$$

Eine Zusammenfassung der Widerstandskoeffizienten ist wie auch bei den Druckverlustbeiwerten möglich (vgl. Gl. 4.15). Die Darstellung der Druckverluste in Form von Widerstandskoeffizienten ermöglicht die Modellierung der Verbraucher anhand zusätzlicher Rohrleitungen. In **Abbildung 36** stellt die Rohrleitung zwischen den Knoten K-2 und K-3 den Verbraucher mit einem Widerstandskoeffizienten entsprechend des Wärmeübertragers dar. Für die Wärmeübertrager an den

Verbrauchern wird in den folgenden Simulationen ein Widerstandskoeffizient in Höhe von 24,42 basierend auf Vorgaben von EPANET genutzt [100]. [91], [101]
Um auch weit von den Erzeugungsanlagen entfernte Verbraucher mit einem ausreichenden Massenstrom zu versorgen, erfolgt eine Steuerung des Volumenstroms mit Hilfe von Blenden und Ventilen. Diese Blenden werden so ausgelegt, dass die erzeugten Druckverluste an den Blenden selbst bei Volllast zu einer zur Versorgung jeglicher Verbraucher ausreichenden Volumenstromverteilung führen. In EPANET ist die Auswahl verschiedener Ventile möglich. Mit Hilfe von Ventilen zur Volumenstrombegrenzung (FCV, abgeleitet vom Englischen flow control valves) kann der maximale Volumenstrom, der durch eine Rohrleitung fließt, festgelegt werden. Um den Soll-Volumenstrom bei Volllast für die angeschlossenen Verbraucher zu ermitteln, muss die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung berücksichtigt werden. Der benötigte Soll-Volumenstrom ergibt sich nach Gl. 4.31

$$\dot{V}_{\mathrm{soll}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{max}}}{\rho \cdot c_{\mathrm{p}} \cdot \Delta T_{\mathrm{soll}}} \qquad \text{Gl. 4.31}$$

unter Beachtung der gewünschten Temperaturdifferenz ΔT_{soll} zwischen Vor- und Rücklauf (Wärmeverluste in den Leitungen werden an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt). Wenn an allen FCV der auf diese Weise berechnete Soll-Volumenstrom eingestellt wird, ergibt sich eine Volumenstromverteilung im Wärmenetz, die bei Volllast zu den gewünschten Temperaturdifferenzen vor und nach den Verbrauchern führt. Die hydraulische Simulation eines so modifizierten Wärmenetzes gibt den benötigten Druckabfall über die Ventile an. Anschließend können anhand des benötigten Druckabfalls *minor loss coefficients* der Blenden nach Gl. 4.30 ermittelt werden. Somit können die FCV im nächsten Schritt durch normale Leitungen ausgetauscht werden, denen der *minor loss coefficient* der entsprechenden Blende zugeordnet wird.
Wie bereits angesprochen, ist in EPANET vor dem Hintergrund der hydraulischen Simulation von *Wasserverteilnetzen* nur die Auswahl einer *konstanten* Temperatur zur Bestimmung der Dichte und der dynamischen Viskosität des Wärmeträgermediums möglich. Eine getrennte, hydraulische Simulation von Vor- und Rücklauf zur Berücksichtigung der Temperaturdifferenz ist nicht zielführend, da die Druckverluste im Rücklauf unmittelbar Auswirkungen auf den Vorlauf haben (eine Trennung beider Kreisläufe ist bei Wärmenetzkreisläufen sowohl bei direktem als auch bei indirektem Anschluss der Verbraucher nicht gegeben).
Um EPANET basierend auf der Vielzahl an Vorteilen wie dem leistungsstarken Gradient-Algorithmus und der einfachen Anwendung ohne Abschätzung von Startwerten trotzdem nutzen zu können, wird im Folgenden ein iteratives Verfahren zur thermisch-hydraulisch gekoppelten Simulation vorgestellt. Ein vereinfachtes Ablaufschema (Flowchart) findet sich in **Abbildung 37**.
Zu Beginn muss das betrachtete Wärmenetz sowohl in EPANET (hydraulische Simulation) als auch im Netzsimulationstool in MATLAB (thermische Simulation) modelliert werden. Die Modellierung im Netzsimulationstool wurde bereits in Kapitel 4.1.1 beschrieben. Für die hydraulische Simulation mit EPANET sind neben den Rohrleitungsgeometrien die Druckregulierung sowie die hydraulischen Parameter (Limitierung der Volumenströme durch Blenden, Berücksichtigung der Druckverlustbeiwerte von Formteilen sowie Wärmeübertragern) sorgfältig zu erarbeiten. Unter Zuhilfenahme der Anschlussleistungen und der Soll-Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf können Massen- bzw. Volumenströme an den einzelnen Verbrauchern sowie der benötigte Gesamtmassenstrom $\dot{m}_{\mathrm{ein}}$ zur Versorgung aller Verbraucher ohne Wärmeverluste nach Gl. 4.32

$$\dot{m}_{\mathrm{ein}} = \frac{\sum \dot{Q}_{\mathrm{V}}}{c_{\mathrm{p}} \cdot \Delta T_{\mathrm{soll}}} \qquad \text{Gl. 4.32}$$

bestimmt werden. Dieser wird als Volumenstrom als negativer Bedarf am Einspeiseknoten und als positiver Bedarf am Ausspeiseknoten eingestellt.

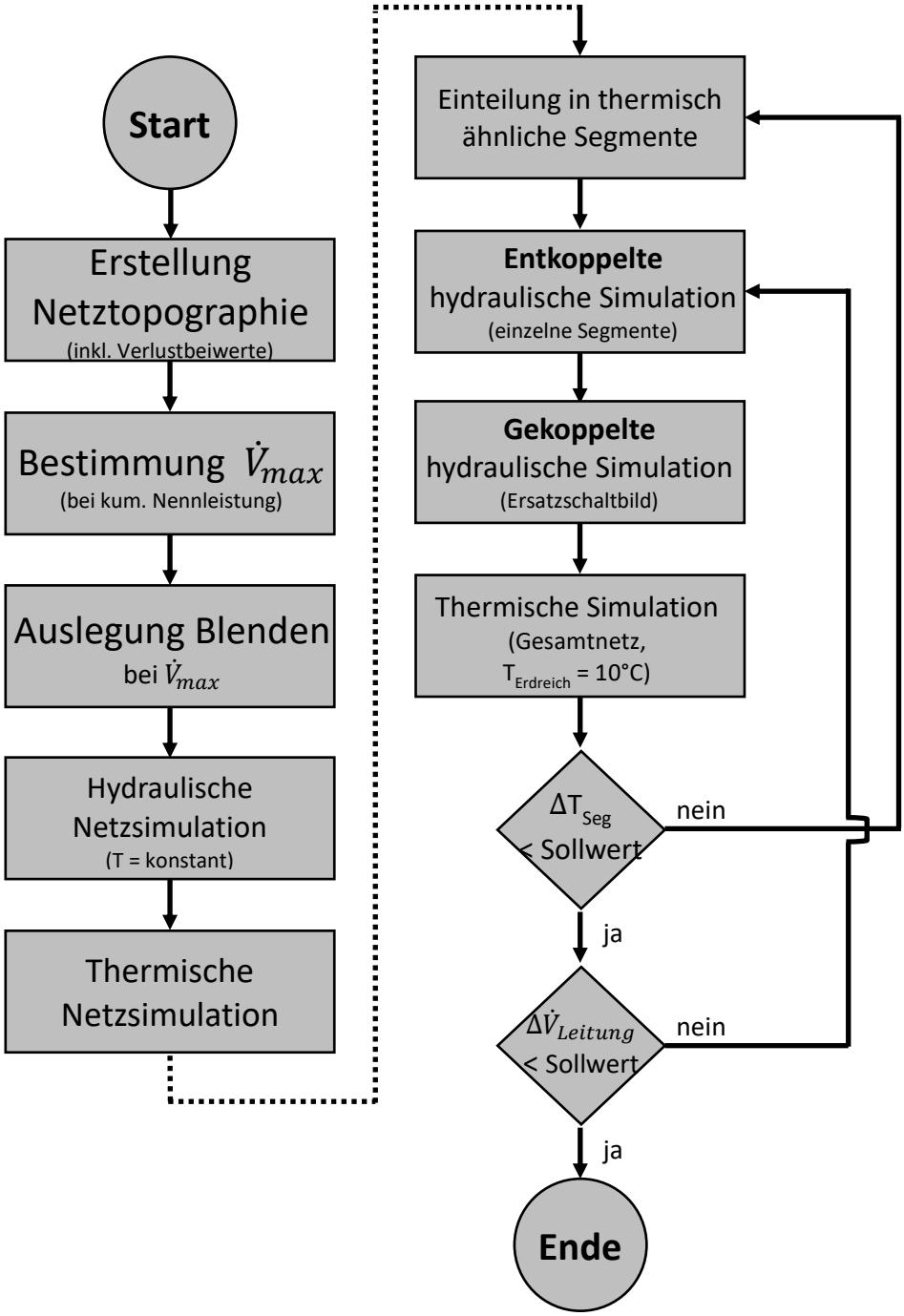

Abbildung 37: Vorgehensweise zur Berechnung der Volumenstromverteilung für jeden Netzlastpunkt

Darauf aufbauend können die Blenden zur Limitierung des maximalen Volumenstroms an jedem Verbraucher ausgelegt werden. Mit diesen Basiseinstellungen wird eine erste hydraulische Simulation bei konstanter Netztemperatur in Vor- und Rücklauf ohne Betrachtung jeglicher Wärmeverluste im Netz durchgeführt, um eine initiale Volumenstromverteilung zu erarbeiten. Mit Hilfe dieser Volumenstromverteilung können unter der Annahme einer konstanten Dichte die Massenströme in den einzelnen Rohrleitungen berechnet werden. Aufbauend auf den Ergebnissen dieser hydraulischen Netzsimulation erfolgt eine thermische Simulation zur Ermittlung der Wärmeverluste. Gemäß den sich einstellenden Temperaturen wird das Wärmenetz anschließend in thermisch ähnliche Segmente unterteilt (Wahl der Anzahl der Segmente je nach Genauigkeitsanforderung). Im folgenden Schritt können die realen Druckverluste unter Berücksichtigung der temperaturbedingten Änderungen der Dichte des Wärmeträgermediums durch hydraulisch entkoppelte Simulationen der einzelnen Segmente

angenähert werden. Mithilfe der korrigierten Druckverluste wird ein Ersatzschaltbild des Wärmenetzes erstellt, in dem die einzelnen Leitungen mit den entsprechenden Druckverlusten als Widerstandskoeffizienten dargestellt werden. Auf diese Weise kann für jede einzelne Leitung die temperaturbedingte Änderung der Stoffeigenschaften in Form der daraus resultierenden Druckverluste bzw. Druckverlustbeiwerte berücksichtigt werden. Anschließend wird eine hydraulische Simulation des Ersatzschaltbildes durchgeführt und somit die Volumenstromverteilung im Wärmenetz unter realen Bedingungen (Berücksichtigung der Dichteänderung) angenähert. Darauf aufbauend erfolgt eine erneute thermische Simulation des Gesamtnetzes unter Nutzung der so ermittelten Volumenstromverteilung. Dieses Vorgehen wird iterativ wiederholt, bis die zuvor definierten Genauigkeitsanforderungen bezüglich der Wärmeverluste in den thermischen Segmenten und der resultierenden Veränderung des Volumenstromes in den einzelnen Leitungen erreicht werden. Auf diese Weise ergibt sich für den Volllastfall im betrachteten Netz die sich einstellende Volumenstromverteilung bei einer Erdreichreferenztemperatur in Höhe von 10 °C.
Mit der gleichen Vorgehensweise lassen sich ebenfalls die Volumenstromverteilung und Wärmeverluste für andere Lastfälle ermitteln. Diese sind wiederrum ein Resultat der zuvor definierten Heizkurve. Die Heizkurve beschreibt die Last bzw. den Wärmebedarf im Wärmenetz bei verschiedenen Außentemperaturen als Anteil an der Jahreshöchstlast, welche ab einer zuvor definierten Außentemperatur anfällt (vgl. **Abbildung 38**).

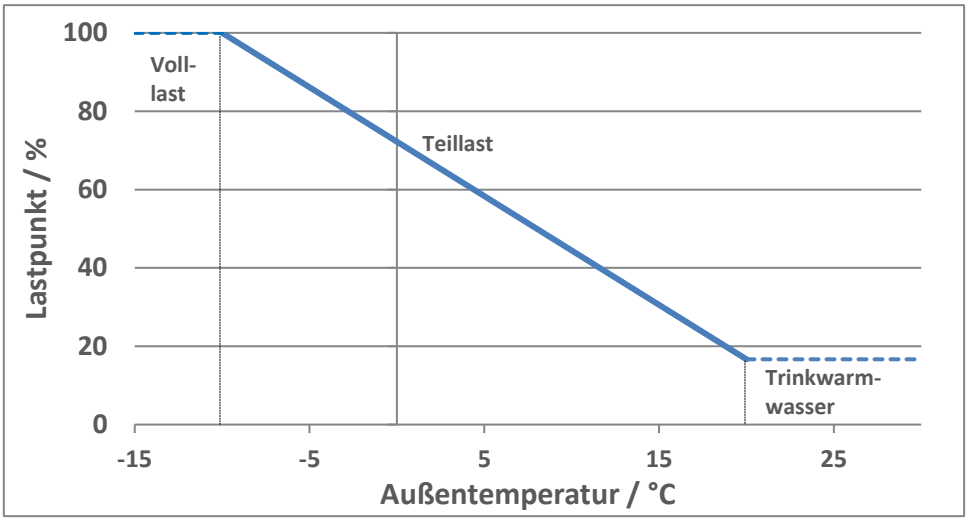

Abbildung 38: Heizkurve zur Ermittlung aller Lastpunkte in einem Wärmenetz

Ab einer festgelegten Heizgrenztemperatur wird das Wärmenetz lediglich zur Trinkwarmwasserversorgung betrieben. Für den vorliegenden Fall wurde von einer Heizgrenztemperatur in Höhe von 20 °C bei einem Trinkwarmwasseranteil in Höhe von 10 % der maximalen Last ausgegangen. Beide Werte ergeben sich je nach den Anforderungen im betrachteten Versorgungsgebiet. Die Netzauslegungstemperatur liegt bei -10 °C [53]. Zur Simulation eines vollständigen Jahres sind für alle Kombinationen aus Erdreichtemperatur und außentemperaturabhängigem Lastpunkt basierend auf den entsprechenden hydraulischen Simulationen der einzelnen Lastpunkte thermische Simulationen durchzuführen. Durch die zeitliche Aneinanderreihung der einzelnen Simulationspunkte (definiert durch Erdreichtemperatur und Lastpunkt im betrachteten Jahr als Funktion der Außentemperatur) wird eine statische Jahresbetrachtung in Form einer extended-period Simulation ermöglicht.
Die auf diese Weise ermittelten, stündlich aufgelösten Lastgänge des Wärmebedarfes sowie des Pumpstrombedarfes (basierend auf den Druckverlusten und Pumpenkennwerten) stellen die Schnittstelle zwischen dem zuvor beschriebenen Wärmenetzsimulationstool und dem in Folgenden ausgeführten Erzeugungsanlagensimulationstool dar. Der (Netz-) Wärmebedarf, welcher die Summe

der Verbraucherbedarfe und der Wärmeverluste darstellt, muss durch die Wärmeerzeugung der Anlagenkombinationen aufgebracht werden. Dieser Lastgang ist (je nach betrachteter Betriebsstrategie) entsprechend die entscheidende Größe für sowohl die Auslegung als auch den Betrieb aller Erzeugungsanlagen. Um eine ökonomische und ökologische Bewertung des Gesamtsystems vornehmen zu können, sind darüber hinaus der zusätzliche Primärenergiebedarf sowie die Betriebskosten der Netzpumpen als Resultat aus den Druckverlustberechnungen zu betrachten. Somit erfolgt die kombinierte Anwendung beider Simulationsprogramme durch die Nutzung der Wärmeverlust- und Pumpstromlastgänge.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Die Simulationen des Wärmenetzbetriebes erfolgen statisch in Form einer extended-period Betrachtung ("Quasi-Dynamisierung"), da der Detaillierungsgrad ausreichend ist.
- Als Bezugstemperatur zur Ermittlung der thermischen Netzverluste wird die Temperatur des Erdreiches auf der Verlegetiefe der Rohrleitungen berechnet und genutzt. Es wird ein eigenes Simulationstool basierend auf dem Programm MATLAB angewendet.
- Zur Druckverlustberechnung und Ermittlung der Volumenstromverteilung wird das Programm EPANET zur hydraulischen Simulation von Wasserverteilnetzen genutzt.
- Die Berücksichtigung der temperaturabhängigen Stoffeigenschaften bei der hydraulischen Netzsimulation erfordert die Erarbeitung einer iterativen Vorgehensweise unter Anwendung einer thermisch-hydraulisch gekoppelten Simulation. Die Verbindung der beiden Programme (EPANET und MATLAB-basiertes Netzsimulationstool) erfolgt anhand eines selbst erarbeiteten Algorithmus unter Zuhilfenahme des Open-Source MATLAB-EPANET-Toolkits.
- Die Kombinationen aus Erdreich- und Außentemperatur (bzw. entsprechender Netzlast) geben die zu berücksichtigenden Simulationspunkte für eine Jahresbetrachtung vor.
- Zur Effizienzbewertung und zur anschließenden Vorgabe einer Führungsgröße für den Betrieb der Erzeugungsanlagen werden sowohl Wärme- als auch Druckverluste für ein definiertes Referenzjahr ermittelt. Als Export stehen stündlich aufgelöste Lastgänge zur Verfügung.

4.2 Modellierung von Energieerzeugungsanlagen zur Betriebssimulation und wirtschaftlichen Bewertung

Die Simulation des Betriebes verschiedener Kombinationen von Erzeugungsanlagen sowie Wärmespeichern aufbauend auf den Ergebnissen der Wärmenetzsimulationen erfolgt anhand eines im Rahmen dieser Dissertation entwickelten Simulationstools basierend auf Microsoft Excel. Neben dem Pumpstrombedarf zur Aufbringung der Druckverluste im Wärmenetzbetrieb sind besonders die stündlich aufgelösten Wärmebedarfslastgänge als Ergebnis der Wärmenetzsimulation essentielle Eingabeparameter, da diese im Wesentlichen den Betrieb der Erzeugungsanlagen bedingen. Im Folgenden werden der Aufbau des Simulationsprogrammes, die Modellierung verschiedener Energieerzeugungsanlagen und Wärmespeicher, die Vorgehensweise der Simulation sowie die technischen und wirtschaftlichen Ergebnisgrößen der Simulation dargelegt.

4.2.1 Grundlegender Aufbau und Simulationslogik

Der Betrieb von Energiesystemen bestehend aus mehr als einer Erzeugungsanlage wird durch eine Vielzahl an Betriebsparametern, die teilweise Abhängigkeiten untereinander aufweisen, beeinflusst. Die höchste Priorität liegt in der Deckung der Energiebedarfe im betrachteten System. Darauf aufbauend kann unter Einhaltung dieser Vorgabe der Betrieb vor dem Hintergrund verschiedener Zielgrößen in Abhängigkeit der Betrachtungsperspektive ökonomisch oder ökologisch optimiert werden.
Eine schematische Darstellung der Zusammenhänge und Wirkweise, wie sie im Erzeugungsanlagensimulationstool modelliert ist, ist in **Abbildung 39** gegeben. Im Zentrum steht die gewählte Betriebsstrategie, da diese den Lastpunkt der Erzeugungsanlagen je nach Präferenz in Abhängigkeit des vorgegebenen Wärme- oder Strombedarfes oder weiterer Faktoren wie beispielsweise des Börsenstrompreises *unter Berücksichtigung der Erfüllung der Versorgungsaufgabe* vorgibt. Als Eingangsgröße werden stündlich aufgelöste Bedarfslastgänge für ein Versorgungsgebiet genutzt[13]. Im Falle des Wärmebedarfes werden hierzu die Ergebnisse der Wärmenetzsimulation herangezogen. Diese werden für einen Betrachtungszeitraum von zehn Jahren als konstant angenommen (eine Anpassung bspw. vor dem Hintergrund sinkender Wärmebedarfe ist möglich). Anschließend sind die zu simulierenden Erzeugungsanlagen sowie Wärmespeicher auszuwählen, die anhand verschiedener technischer Kenngrößen modelliert und basierend auf eigenen Listen realer Anlagen frei auswählbar sind. Unter Berücksichtigung weiterer Eingangsparameter, die im Verlauf des folgenden Abschnittes erläutert werden, erfolgt eine stündlich aufgelöste Betriebssimulation mit dem Ergebnis verschiedener technischer und wirtschaftlicher Bewertungskenngrößen.

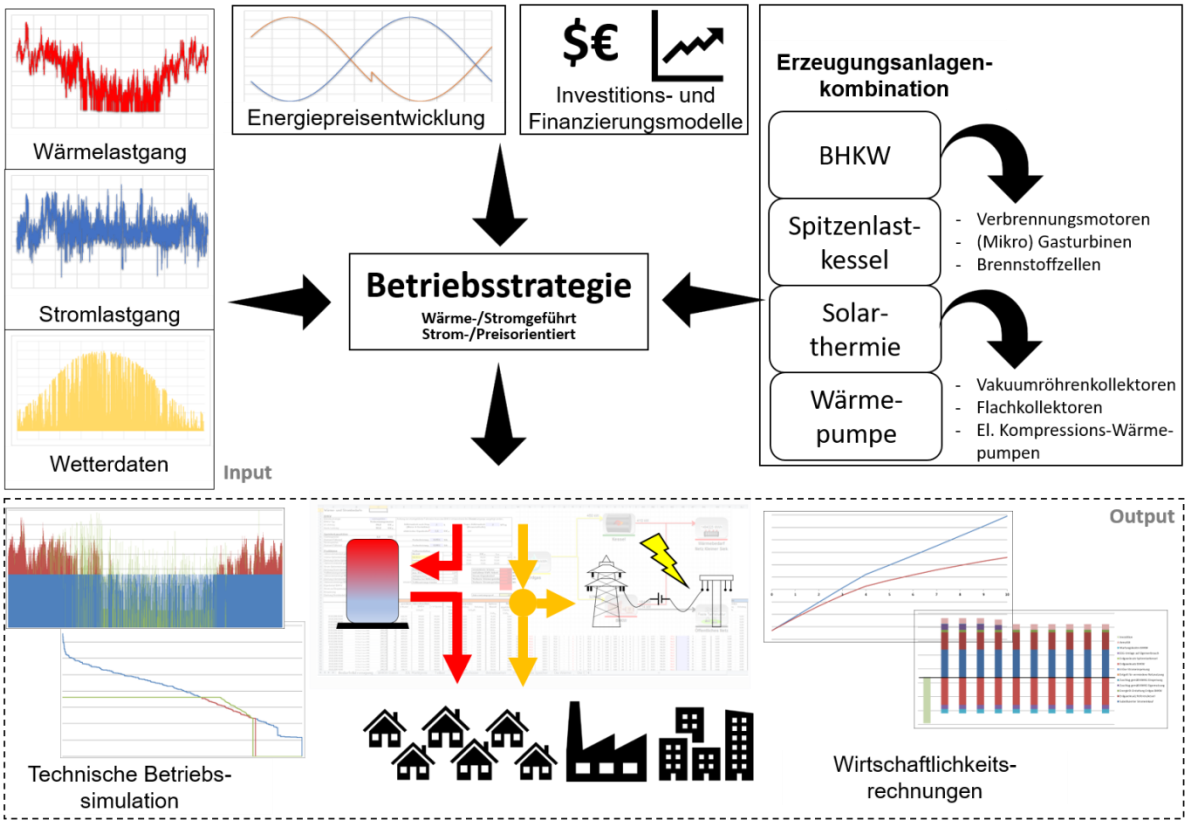

Abbildung 39: Energiesystemmodell des Erzeugungsanlagensimulationstools

[13] Die Betrachtung einzelner Objekte ohne Wärmenetze (bspw. einzelne Ein- oder Mehrfamilienhäuser) ist ebenso möglich.

Betriebsstrategien der KWK-Anlagen

Als Betriebsstrategien der regelbaren Erzeugungsanlagen, welche das zentrale Element der Anlagensimulationen darstellen, sind sowohl die *wärmegeführte* als auch die *stromorientierte* Betriebsstrategie auszuwählen. An dieser Stelle spielt bereits die Intention des Anlagenbetreibers eine entscheidende Rolle, da Optimierungsmöglichkeiten im Wesentlichen bei der stromorientierten Betriebsweise gegeben sind.
Bei der wärmegeführten Betriebsweise richtet sich der Betrieb der KWK-Anlagen ausschließlich nach dem Wärmebedarf des zu versorgenden Objektes bzw. Versorgungsgebietes. [8] Die im Erzeugungsanlagensimulationstool verwendete Logik ist anhand von **Abbildung 40** dargestellt.

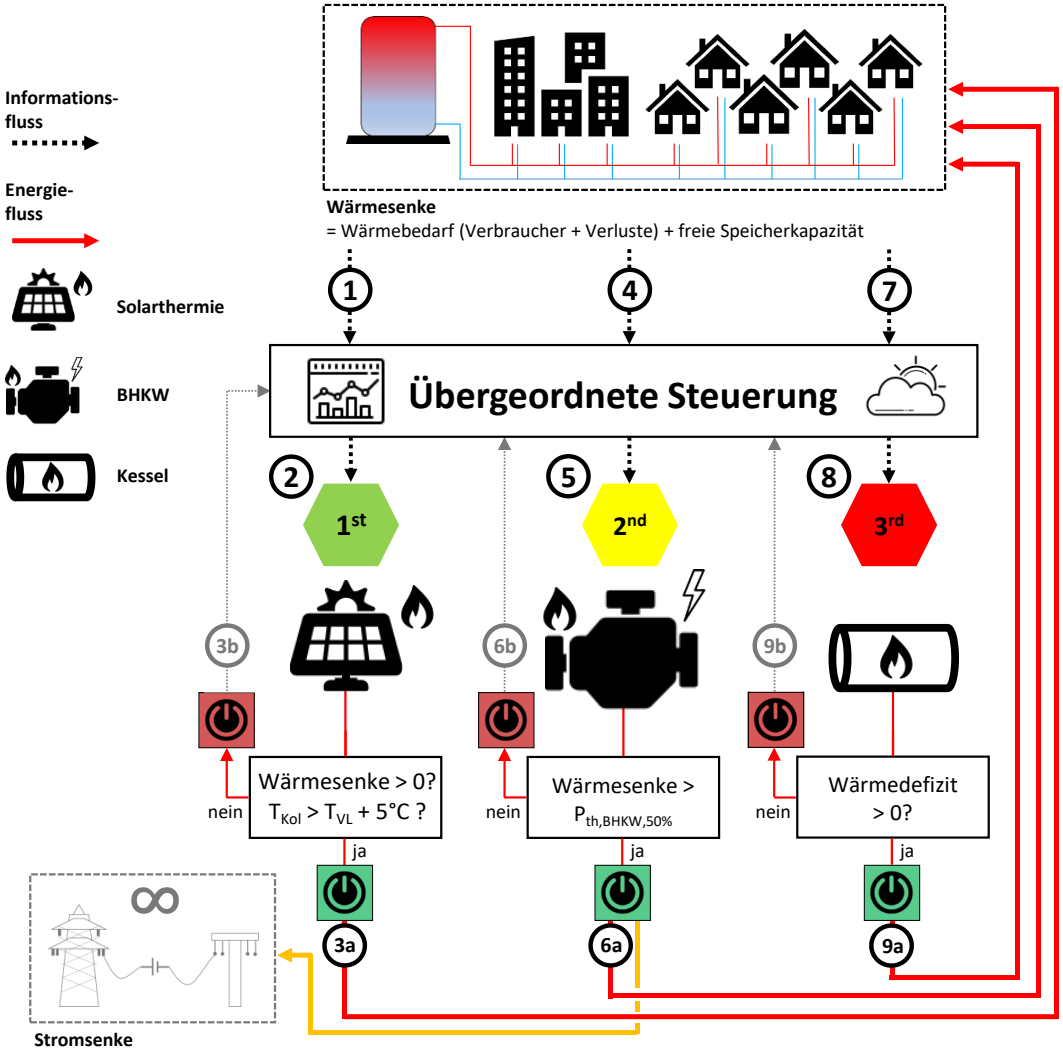

Abbildung 40: Methodik und Priorisierung der wärmegeführten Betriebsweise

Hier wird deutlich, dass die Wärmesenke, welche als Wärmebedarf (bei Wärmenetzversorgung entsprechend Verbraucherwärmebedarf unter Berücksichtigung der Wärmeverluste) zuzüglich freier Wärmespeicherkapazität (je nach Wärmespeicherbetriebsstrategie) definiert ist, maßgeblich für jegliche Entscheidungen ist. Informationsflüsse und Entscheidungsprozesse erfolgen zentral in Abhängigkeit der gewählten Betriebsstrategie. Für jede betrachtete Stunde wird in einem ersten Schritt die Höhe der Wärmesenke bestimmt.

Mit höchster Priorität wird anschließend die potenzielle regenerative (solarthermische) Wärmeerzeugung geprüft[14]. Ist eine solarthermische Wärmeeinbindung möglich, so soll diese in maximal möglicher Höhe erfolgen. Somit wird die Wärmesenke in der betrachteten Stunde um die solarthermische Wärmeerzeugung reduziert.
Mit zweiter Priorität wird der Einsatz von KWK-Anlagen geprüft. Diese können nur dann in Betrieb genommen werden, wenn die Höhe der Wärmesenke in der betrachteten Stunde (folglich mit der Einheit $\mathrm{kWh} \cdot \mathrm{h}^{-1} = \mathrm{kW}$) mindestens dem minimal anfahrbarem thermischen Teillastpunkt der KWK-Anlage, also der thermischen Leistung, die sich bei 50 % elektrischer Leistung ergibt, entspricht. Der tatsächliche Lastpunkt der KWK-Anlage resultiert entsprechend aus der Höhe der (um die solarthermische Einspeisung reduzierten) Wärmesenke. Der im KWK-Prozess erzeugte Strom wird, wie für EVU üblich, vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung, welches als unendlich große Stromsenke angenommen wird, eingespeist[15] (bei der Betrachtung einzelner Objekte oder in Sonderfällen wie bei der Stromversorgung von Wärmepumpen (vgl. 5.4) ergibt sich entsprechend eine potenzielle Eigennutzung des Stroms).
In einem letzten Schritt wird anschließend geprüft, ob die Wärmesenke abzüglich der solarthermischen und KWK-Wärmeerzeugung sowie nach vollständiger Entladung des Wärmespeichers einem Wert größer als Null entspricht. Ist somit ein Wärmedefizit vorhanden, kann die Erfüllung der Versorgungsaufgabe nur durch den Spitzenlastkessel gewährleistet werden. Dies erfolgt allerdings erst dann, wenn jegliche andere Wärmepotenziale nicht ausreichen.
Die Auslegung der Anlagenkombination sollte vor dem Hintergrund einer minimalen Kessellaufzeit erfolgen, da erdgasbetriebene Kesselanlagen durch die reine Wärmeerzeugung im Vergleich zu KWK-Anlagen eine geringere Effizienz aufweisen. *Wärmegeführte* KWK-Anlagen werden ohne Möglichkeit des Notkühlerbetriebes ausgeführt, wodurch sichergestellt ist, dass die Anlage in jeder Betriebsstunde nach dem KWK-Prinzip im Sinne des KWKG (§ 2 Abs. 13 KWKG [36]) Strom und *Nutz*wärme erzeugt.
Bei der *stromorientierten* Betriebsweise zur ökonomischen Optimierung des Anlagenbetriebs ist der Börsenstrompreis zwar die primäre Führungsgröße, allerdings nur unter der Voraussetzung, dass die erzeugte Wärme ebenfalls als Nutzwärme im Sinne des KWKG zur Bedarfsdeckung genutzt oder gespeichert werden kann (im Gegensatz zur wärmegeführten Betriebsweise besteht eine Notkühlungsmöglichkeit). Hintergrund für solch eine preisorientierte Betriebsweise sind die täglichen und saisonalen Schwankungen der Börsenstrompreise. **Abbildung 41** zeigt die stündlichen Börsenpreise für Grundlaststrom im September 2017 (vgl. zusätzlich Anhang 12.11) [39].
Anhand der rötlich eingefärbten Bereiche lassen sich die Stunden erkennen, an denen der Betrieb des BHKW bedingt durch geringe bis hin zu negative Strompreise möglichst zu vermeiden ist. Die grün eingefärbten Bereiche zeigen die Stunden, in denen mit dem Betrieb des BHKW potenziell ein hoher Gewinn erwirtschaftet werden kann. Mit Hilfe von zwei geeignet zu wählenden Anschaltpreisen kann der Betrieb der KWK-Anlagen entsprechend gesteuert werden.

[14] Die Einbindung von Wärme aus Wärmepumpen erfolgt bedingt durch die regulatorischen Rahmenbedingungen anhand anderer Entscheidungsparameter (vgl. Kapitel 4.2.2).
[15] Eine Unterscheidung nach Blind- und Wirkleistung erfolgt nicht. Es wird von reiner Wirkleistung ausgegangen.

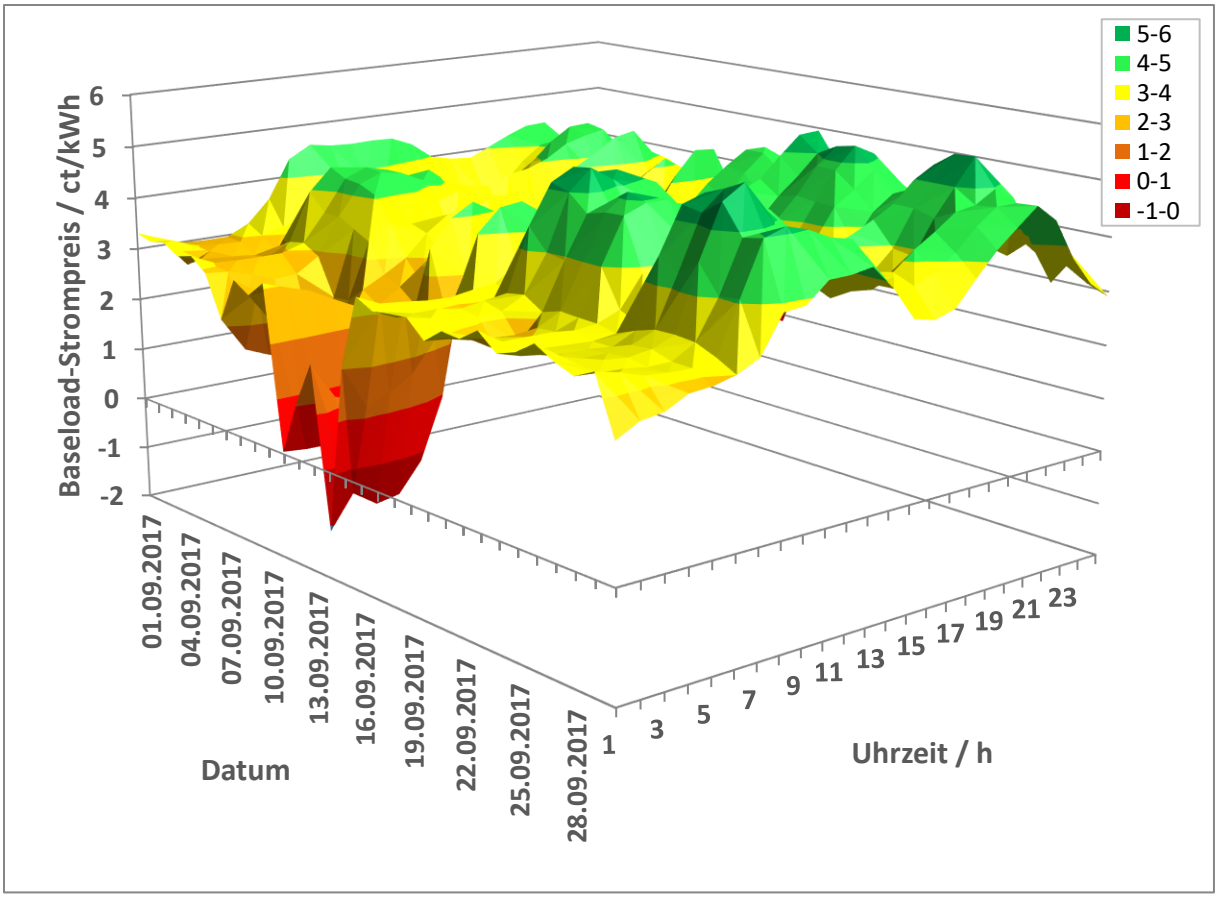

Abbildung 41: Stündlicher Preis für Baseload-Strom September 2017, eigene Darstellung nach [39]

Wie auch bei der wärmegeführten Betriebsweise erfolgt bei der stromorientierten Betriebsweise zunächst die maximal mögliche Einbindung regenerativer (solarthermischer) Wärme. Mit Hilfe eines minimalen Anschaltpreises (Anschaltpreis 1, AP1) wird die KWK-Anlage anschließend nur dann genutzt, wenn der Börsenpreis für Grundlaststrom, welcher in stündlicher Auflösung hinterlegt ist, diesen AP1 überschreitet und gleichzeitig die Wärmesenke wie bei der wärmegeführten Betriebsweise als übergeordnete Restriktion ausreichend ist. In der Regel wird dieser Grenzpreis entsprechend der Grenzkosten des Anlagenbetriebes gewählt. Eine schematische Darstellung dieser Betriebsweise in Anlehnung an **Abbildung 40** findet sich im Anhang 12.11.
Neben der Nutzung einer unteren Schranke für die Steuerung des KWK-Anlagenbetriebes anhand des AP1 wird in der Praxis eine weitere Maßnahme zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems angewendet. So ist in der stromorientierten Betriebsweise als Anschaltpreis 2 (AP2) der Preis definiert, ab dem die KWK-Anlage unabhängig von der Wärmesenkenrestriktion in Volllast betrieben wird, um mit der Stromeinspeisung möglichst hohe Erlöse zu erzielen. Dieser Zusammenhang wird in **Abbildung 42** veranschaulicht (zur besseren Darstellung wurde in diesem Fall auf einen Wärmespeicher verzichtet). Der AP1 liegt bei 3,4189 ct/kWh (Mittelwert des Börsenpreises für Grundlaststrom aus dem Jahr 2017 [39]) bei einem AP2 in Höhe von 10 ct/kWh. Die KWK-Anlage wird entsprechend bei Börsenstrompreisen oberhalb von 10 ct/kWh in Volllast betrieben, wobei der Notkühler immer nur dann zum Einsatz kommt, wenn die Wärmeerzeugung die Wärmesenke überschreitet. Bei dieser Betriebsweise wird der Einsatz eines Notkühlers immer dann in Kauf genommen, wenn der Strom zu ausreichend hohen Preisen an der Börse gehandelt wird (wenn der Börsenpreis für Grundlaststrom den eingestellten AP2 übersteigt).

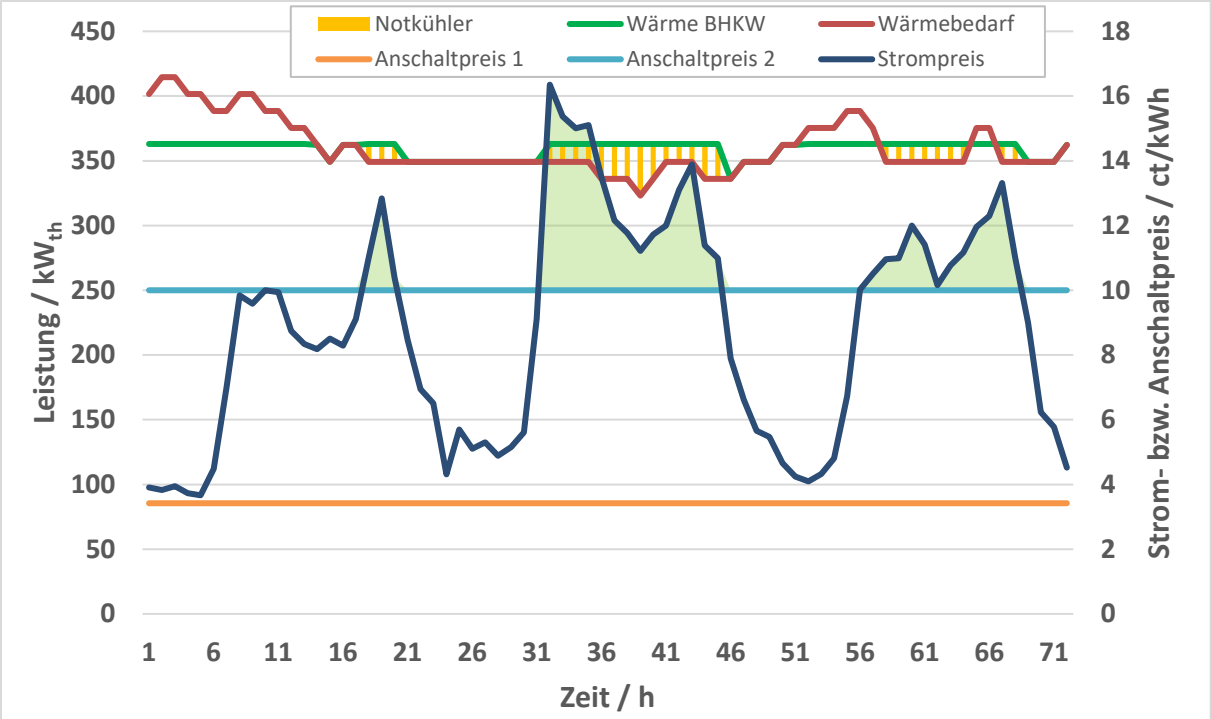

Abbildung 42: Auswirkungen des *AP1* und *AP2* für einen Betrachtungszeitraum von 72 Stunden

Gleichzeitig muss jedoch als weitere Einschränkung berücksichtigt werden, dass der Jahresnutzungsgrad der KWK-Anlage nach § 53a Abs. 1 EnergieStG 70 % nicht unterschreitet und gleichzeitig das Hocheffizienzkriterium nach § 2 Abs. 8 KWKG erfüllt wird [36], [41]. Da eine Unterschreitung dieser Werte zu einer Aussetzung der Zuschlagszahlungen bzw. der Energiesteuererstattung führt, erfolgt eine kontinuierliche Prüfung beider Restriktionen unter Berücksichtigung vergangener Werte im Betrachtungsjahr. Bei einer Annäherung an beide Grenzen wird die betrachtete Anlage wieder nach dem KWK-Prinzip betrieben.
An dieser Stelle wird bereits deutlich, dass beide Anschaltpreise eine Optimierungsgröße darstellen. Entsprechende Optimierungsmöglichkeiten unter Berücksichtigung verschiedener Strompreisszenarien sollten aufbauend auf dieser Arbeit im Rahmen weiterer Projekten modelliert und angewendet werden. In Anlehnung an die stromorientierte Fahrweise lassen sich in diesem Zug noch weitere Signale zur finanziellen Optimierung des Anlagenbetriebes, wie beispielsweise das Angebot von Flexibilität im Rahmen des Regelenergiemarktes, in neue Betriebsstrategien implementieren.

Aufbau des Simulationstools

Die Ablaufreihenfolge der Simulation des Anlagenbetriebes ist schematisch in **Abbildung 43** für die wärmegeführte Betriebsweise ohne Berücksichtigung von erneuerbarer Wärmeerzeugung für einen Simulationsschritt (eine Stunde) dargestellt.
Essentielle Eingangsparameter stellen die Wärme- und bei der Objektversorgung die Stromlastgänge in stündlicher Auflösung dar. Zunächst erfolgt eine Prüfung, ob die verfügbare Wärmesenke bestehend aus Wärmebedarf und freier Speicherkapazität für einen Betrieb der Anlage bei einem Lastpunkt von mindestens 50 % bezogen auf die elektrische Leistung und der daraus resultierenden thermischen Leistung ausreicht. Ist dies nicht der Fall, so ergibt sich der Lastpunkt des Spitzenlastkessels aus der Differenz aus Wärmebedarf und Wärmespeicherfüllstand unter Berücksichtigung der Kesselnennleistung. Bei ausreichender Wärmesenke wird der anzufahrende Lastpunkt der KWK-Anlage bestimmt, aus welchem sich anschließend sowohl Stromkennzahl als auch elektrische und thermische Wirkungsgrade ergeben. Die berechnete Energieerzeugung ist auf die einzelnen Senken

Bedarf und *Netzeinspeisung* (ggf. zuzüglich *Speicherung*) aufzuteilen. Bei hohem Wärmebedarf kann eine zusätzliche Wärmeerzeugung durch den Spitzenlastkessel nötig sein.

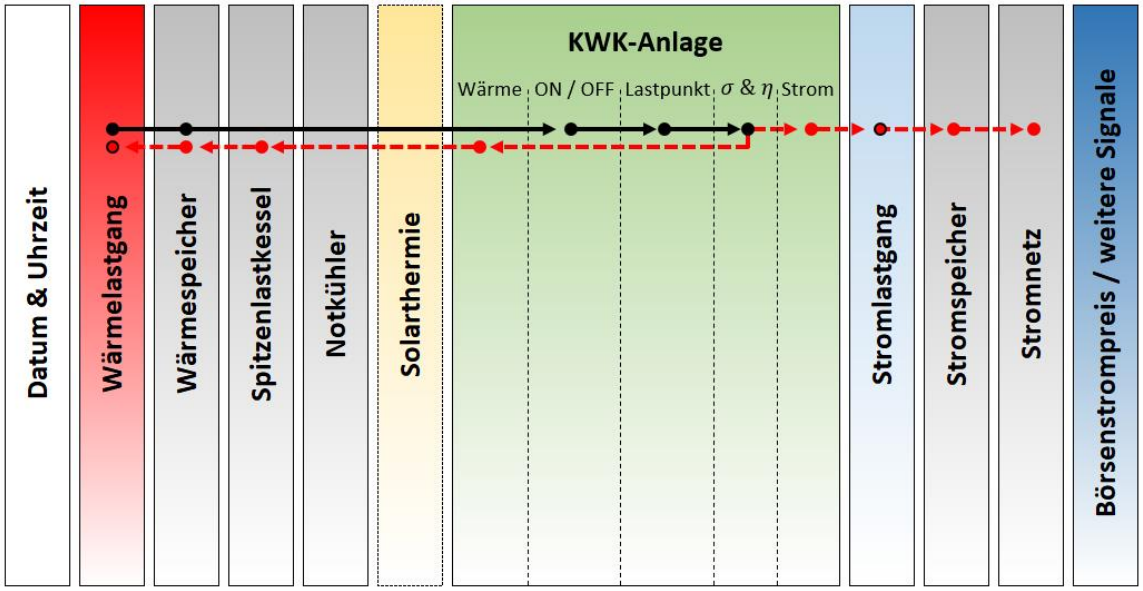

Abbildung 43: Schematische Darstellung der Erzeugungsanlagensimulation für eine wärmegeführte KWK-Anlagenbetriebsweise

Auf diese Weise können jegliche Energieflüsse in stündlicher Auflösung dargestellt werden, was eine Ermittlung aller Betriebsparameter sowie Kennzahlen zur Effizienzbewertung ermöglicht. Zur Simulation der Energieerzeugung wird auf diverse weitere Tabellenblätter zurückgegriffen, die als Datenbanken dienen oder aber ausgelagert essentielle Berechnungen enthalten. Ausgabegrößen sind sowohl technische als auch finanzmathematische Parameter zur Bewertung des ökonomischen und ökologischen Nutzens des Anlagenbetriebes. Im Rahmen des Projektes ”roadmap | KWK.NRW” [8] wurde das Konzept des Erzeugungsanlagensimulationstool anhand von kommerziell erwerblichen Programmen überprüft und seitdem stetig aktualisiert und weiterentwickelt.

4.2.2 Modellierung von Energieerzeugungsanlagen

Eine sorgfältige Modellierung der betrachteten Energieerzeugungsanlagen ist für die Güte der Simulationsergebnisse von übergeordneter Bedeutung. Aus diesem Grund sind im Erzeugungsanlagensimulationstool Daten einer Vielzahl von realen Aggregaten sowohl zur konventionellen als auch zur regenerativen Energieerzeugung hinterlegt. Je nach betrachteter Anlage variiert die Komplexität der Modellierung. Ist bei verbrennungsmotorischen BHKW im Wesentlichen die Betrachtung dreier Wirkungsgradverhältnisse ausreichend, so muss bei der solarthermischen Erzeugung neben der zeitlichen Berechnung der direkten und diffusen Strahlung auf eine (ggf. geneigte) Ebene ebenso die Aufheizung der Kollektoren in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur berücksichtigt werden. Im Folgenden findet sich eine Beschreibung der Modellierung aller in den Szenarien KON, EE 1 und EE 2 betrachteten Erzeugungsanlagen (vgl. **Tabelle 2**).

Verbrennungsmotorische BHKW und Spitzenlastkessel

KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotoren als Antriebstechnologie werden hauptsächlich durch die Wirkungsgrade der Motoren definiert. Für eine realitätsnahe Simulation sind neben den Nennlastdaten Informationen zum Teillastverhalten der Motoren essentiell. Mit Hilfe der Lastpunkte 100 % (Volllast), 75 % und 50 % jeweils bezogen auf die elektrische Nennleistung kann unter Angabe der elektrischen

und thermischen Wirkungsgrade ein verbrennungsmotorisches BHKW mit ausreichender Genauigkeit beschrieben werden, da sich sowohl der Brennstoffverbrauch als auch die Stromkennzahl darauf aufbauend ergeben. Zur Berechnung aller anderen Lastpunkte erfolgt eine lineare Interpolation basierend auf den gegebenen Stützpunkten. Im verwendeten Erzeugungsanlagensimulationstool kann auf eine Liste zurückgegriffen werden, die Teillastdaten zu 51 verschiedenen Motoren unterschiedlicher Hersteller in einem elektrischen Leistungsbereich von 6 kW bis 4,3 MW beinhaltet. Des Weiteren ist die Berücksichtigung zusätzlicher Anlagen durch eine manuelle Eingabe möglich. Weitere relevante Größen zur Anlagenmodellierung sind der elektrische Eigenbedarf der KWK-Anlagen zum Betrieb von internen Hilfsaggregaten wie Pumpen sowie die zu definierende Stillstandzeit nach einem Anlagenstopp, mit welcher die den Verschleiß steigernde Taktung der Anlagen verringert werden soll. Für die folgenden Simulationen werden ein elektrischer Eigenbedarf in Höhe von 2 % der elektrischen Leistung des im Betrachtungszeitraum gefahrenen Lastpunktes sowie eine minimale Stillstandzeit von zwei Stunden nach einem Stopp-Vorgang angenommen.
Die thermische Leistung der Spitzenlastkessel entspricht der maximalen Netzlast zuzüglich eines Sicherheitsaufschlages in Höhe von 10 %. Spitzenlastkessel sind durch einen unabhängig vom Lastpunkt konstanten Wirkungsgrad in Höhe von 90 % definiert. Stillstandzeiten werden für Spitzenlastkessel nicht berücksichtigt.

Solarthermieanlagen

Die Berechnung der Kollektornutzleistung wurde bereits in Kapitel 2.1.2 sowie im Anhang 12.1 erläutert. Zur Berechnung der solarthermischen Wärmeerzeugung müssen jedoch zunächst die einzelnen Strahlungsstärken der direkten, diffusen und reflektierten Strahlung auf die (geneigte) Kollektorebene ermittelt werden. Hierzu ist die Globalstrahlung auf die horizontale Oberfläche unabhängig von der Kollektorneigung nach Gl. 4.33

$$E_{\mathrm{G,hor}} = E_{\mathrm{dir,hor}} + E_{\mathrm{diff,hor}} \qquad \text{Gl. 4.33}$$

zu berechnen. Bestenfalls wird in den verwendeten Lastgängen zur solaren Bestrahlungsstärke bereits eine Unterscheidung zwischen direkten und diffusen Strahlungsanteilen, wie beispielsweise bei Test-Reference-Years (TRY[16]) [83], vorgenommen. Ist dies nicht der Fall, so kann der diffuse Strahlungsanteil $E_{\mathrm{diff,hor}}$ unter Berücksichtigung der Sonnenhöhe γ_{S} bestimmt werden. Die Differenz aus globaler- und diffuser Strahlung beschreibt nach Gl. 4.33 die direkte Strahlung auf die horizontale Ebene. Eine ausführliche Beschreibung zur Bestimmung der diffusen und direkten Strahlungsanteile auf die horizontale Ebene findet sich in Quaschning 07 [23] und Kleemann et al. [102].
Um den solaren Ertrag zu erhöhen, werden Kollektorflächen in der Regel nicht horizontal, sondern in Abhängigkeit des Breitengrades mit einem Neigungswinkel ausgeführt. Die Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene ergibt sich nach Gl. 4.34

$$E_{\mathrm{G,gen}} = E_{\mathrm{dir,gen}} + E_{\mathrm{diff,gen}} + E_{\mathrm{refl,gen}} \qquad \text{Gl. 4.34}$$

neben dem direkten und diffusen ebenfalls aus dem reflektierten Strahlungsanteil. Mit Hilfe der Sonnenhöhe sowie des Einfallswinkels θ_{gen} kann der direkte Strahlungsanteil auf eine geneigte Ebene nach Gl. 4.35

$$E_{\mathrm{dir,gen}} = E_{\mathrm{dir,hor}} \cdot \frac{\cos\theta_{\mathrm{gen}}}{\sin\gamma_{\mathrm{S}}} \qquad \text{Gl. 4.35}$$

bestimmt werden. Der diffuse Strahlungsanteil auf eine geneigte Fläche kann je nach Genauigkeitsanforderungen auf verschiedene Arten wie beispielsweise nach *Klucher* ermittelt

[16] Test-Reference-Years werden als Datensatz vom DWD zur Verfügung gestellt und stellen den Witterungsverlauf eines Jahres für einen frei wählbaren Standort in Deutschland repräsentativ dar. [83]

werden [23]. Da das *Perez-Modell* eine höhere Genauigkeit aufweist, wurde es in dieser Arbeit verwendet. Hierbei wird der diffuse Strahlungsanteil auf eine geneigte Fläche nach Gl. 4.36

$$E_{\mathrm{diff,gen}} = E_{\mathrm{diff,hor}} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (1 + \cos\gamma_{\mathrm{E}}) \cdot (1 - F_1) + \frac{a}{b} \cdot F_1 + F_2 \cdot \sin\gamma_{\mathrm{E}}\right] \qquad \text{Gl. 4.36}$$

unter Berücksichtigung des Himmelklarheitsindex ε, bzw. des sich daraus ergebenden Horizonthelligkeitsindex F_1 sowie des Sonnenumgebungshelligkeitsindex F_2 und dem Neigungswinkel des Kollektors γ_{E} bestimmt. Eine weiterführende Beschreibung findet sich in Quaschning 07 [23]. Zur Ermittlung der Bodenreflexion ist der Albedo-Wert Alb heranzuziehen. Dieser beschreibt die Fähigkeit einer Oberfläche Strahlung zu reflektieren [102]. So ergibt sich der reflektierte Strahlungsanteil auf die geneigte Fläche nach Gl. 4.37

$$E_{\mathrm{refl,gen}} = E_{\mathrm{G,hor}} \cdot Alb \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos\gamma_{\mathrm{E}})\,. \qquad \text{Gl. 4.37}$$

Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise zu den voranstehenden Berechnungen mit allen relevanten Parametern kann in Quaschning 07 [23] und Kleemann et al. [102] eingesehen werden. Die Berechnung der Kollektornutzleistung $\dot{Q}_{\mathrm{KN}}$ wurde bereits in Kapitel 2.1.2 (sowie Anhang 12.1) beschrieben. Neben der Umgebungstemperatur ist die Kollektornutzleistung ebenso von der Kollektortemperatur abhängig. Für eine realitätsgetreuere Modellierung von solarthermischen Anlagen ist die Berechnung der Kollektortemperatur in Abhängigkeit der entnommenen Wärmemenge, der Umgebungstemperatur und der Aufheiz- sowie Abkühlungsprozesse von besonderer Bedeutung. Um die notwendige Wärme für den Aufheizvorgang zu beschreiben, müssen nach Gl. 4.38

$$Q_{\mathrm{Heiz}} = (m_{\mathrm{L}} \cdot c_{\mathrm{L}} + m_{\mathrm{W}} \cdot c_{\mathrm{W}}) \cdot \Delta T \qquad \text{Gl. 4.38}$$

sowohl die Masse m als auch die Wärmekapazität c von Wärmeträgermedium und Leitungen herangezogen werden. Die Differenz der Kollektortemperatur $T_{\mathrm{K,1}}$ zur betrachteten Stunde zur Kollektortemperatur der Vorstunde $T_{\mathrm{K,0}}$ wird durch ΔT beschrieben. Im Folgenden werden zur Berechnung der Kollektortemperatur die Aufheizvorgänge des Rohrleitungsmaterials vernachlässigt. So ergibt sich durch Umformung von Gl. 4.38 die Kollektortemperatur $T_{\mathrm{K,1}}$ nach Gl. 4.39

$$T_{\mathrm{K,1}} = T_{\mathrm{K,0}} + \frac{Q_{\mathrm{Heiz}}}{(m_{\mathrm{W}} \cdot c_{\mathrm{W}})}\,. \qquad \text{Gl. 4.39}$$

Die Aufheizwärmemenge wird durch die theoretische Kollektornutzleistung der aktuellen Periode abzüglich der entnommenen Kollektornutzleistung der Vorperiode bestimmt. Zur korrekten Berechnung ist die spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgermediums auf $\mathrm{Wh \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}}$ zu beziehen. [23]
Da die solarthermische Wärme in den betrachteten Fällen in ein Wärmenetz eingebunden werden soll, ist des Weiteren die Netztemperatur zu berücksichtigen. Erfolgt die Einspeisung in den Netzvorlauf, welcher beispielsweise eine Temperatur in Höhe von 75 °C aufweist, so muss das Wärmeträgermedium im Kollektorkreislauf die Vorlauftemperatur für eine Wärmeeinbindung um mindestens 5 K überschreiten. Geringe Netztemperaturen können entsprechend zu einer Erhöhung des solaren Deckungsgrades in Wärmenetzen führen, da die Vorlauftemperaturen zuzüglich der Grädigkeit des Wärmetauschers schneller erreicht werden. Des Weiteren wird auch solarthermische Wärme nur dann eingebunden, wenn eine ausreichende Wärmesenke zur Verfügung steht. Es ergeben sich folglich zwei Restriktionen für den Betrieb solarthermischer Wärmeerzeuger:

- Wärmesenkenrestriktion (ist ein zu bedienender Wärmebedarf vorhanden) und
- Vorlauftemperaturrestriktion (überschreitet die Kollektortemperatur die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes um 5 K).

Aus diesem Grund werden in dem erarbeiteten Modell sowohl eine theoretische Kollektortemperatur $T_{\mathrm{K,theo.}}$ und eine theoretische Kollektornutzleistung $\dot{Q}_{\mathrm{KN,theo.}}$ als auch entsprechend tatsächliche Temperaturen und Leistungen unter Erfüllung der angesprochenen Restriktionen ermittelt.

Wärmepumpen

Die Modellierung der Wärmepumpe erfolgt in einem separaten Simulationstool, welches ebenfalls auf Microsoft Excel basiert. Unter Nutzung der hinterlegten Stoffdaten des Kältemittels (für die vorliegende Arbeit wird ausschließlich Ammoniak betrachtet) wird der zyklische Wärmepumpenprozess in stündlicher Auflösung simuliert. Die Betriebsstrategie resultiert aus den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen. Da die Wärmepumpe als "Letztverbraucher" gilt, fallen auf den zum Betrieb nötigen Strombezug jegliche Umlagen an. Durch eine Kopplung von KWK-Anlage und Wärmepumpe können die Umlagen teilweise vermieden werden, wenn die Wärmepumpe ausschließlich mit KWK-Strom betrieben wird. Aus diesem Grund ist die Wärmepumpe immer nur dann in Betrieb, wenn die KWK-Anlage ebenfalls genutzt wird. Somit ergeben sich der nutzbare Antriebsstrom sowie die Höhe der Wärmesenke aus dem Betrieb der KWK-Anlage. Für die Wärmepumpe gelten die Restriktionen:

- KWK-Anlagen-Kopplungsrestriktion (ist die KWK-Anlage zur Erzeugung des Wärmepumpenantriebsstroms in Betrieb) und
- Wärmesenkenrestriktion (reicht die Wärmesenke für einen effizienten Betrieb der Wärmepumpe aus).

Als Wärmequelle für die betrachtete Wärmepumpe wird das Reinwasser aus dem Ablauf einer fiktiven Kläranlage angenommen. Für ein entsprechendes Projekt liegen stündliche gemessene Werte der Wassertemperatur nach Thommessen et al. [27] vor, die eine realitätsnahe Simulation erlauben, da besonders der von der Wärmepumpe zu tätigende Temperaturhub deutliche Auswirkungen auf den COP hat. Die Bestimmung jeglicher Zustände (vgl. Kapitel 2.1.2) erfolgt stündlich aufbauend auf den Eingangsparametern Temperaturhub unter Berücksichtigung der Grädigkeit des Wärmetauschers, der Grädigkeit innerhalb der Wärmepumpe sowie den zuvor beschriebenen Restriktionen. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass in den Wintermonaten eine zu geringe Wärmequellentemperatur zu einer Einschränkung des Wärmepumpenbetriebes führen kann, um eine Vereisung durch den Temperaturentzug in der Wärmepumpe zu verhindern.

4.2.3 Modellierung von Wärmespeichern

In den folgenden Simulationen in Kapitel 5 werden die Be- und Entladeprozesse (Speicherleistung) der betrachteten Wärmespeicher zur Vereinfachung idealisiert. Es erfolgt entsprechend *keine Restriktion bezüglich der Be- und Entladegeschwindigkeiten*. So kann Überschusswärme unabhängig deren Größenordnung vollständig innerhalb eines betrachteten Zeitschrittes (entsprechend einer Stunde) dem Speicher zugeführt werden. Gleiches gilt für die Wärmespeicherentladung. Ein initialer Speicherfüllstand ist vor Beginn der Simulation anzugeben. Für die Simulationsrechnungen in Kapitel 5 wird von Wärmespeichern mit vollständig freier Speicherkapazität ausgegangen. Der Füllstand zum Zeitpunkt t ergibt sich nach Gl. 4.40

$$Füllstand_t = Füllstand_{t-1} + Beladung_{t-1} - Entladung_{t-1} - Wärmeverluste_{t-1} \qquad \text{Gl. 4.40}$$

aus der Verrechnung des Füllstandes sowie der Be- und Entladung unter zusätzlicher Berücksichtigung der Wärmeverluste in der Vorperiode $(t-1)$. Die stündliche Berechnung der Wärmeverluste erfolgt in Anlehnung an das Arbeitsblatt AGFW FW 313 [40] zur Berechnung thermischer Speicherverluste unter Annahme einer mittleren Wärmespeichertemperatur und, je nach gewähltem Standort des Speichers,

einer konstanten Umgebungstemperatur oder der stündlich aufgelösten Außentemperatur am Standort. Es wird von einem zylindrischen Speicher mit kalottenförmigem Deckel und Boden ausgegangen.
Wie der Wärmespeicher betrieben wird ist von den (teils nicht regelbaren) Erzeugungsanlagen und der gewählten Wärmespeicherstrategie abhängig. Übersteigt der Wärmebedarf die maximal mögliche Erzeugung durch KWK-Anlagen und erneuerbare Wärmeerzeuger, so ist bei allen Wärmespeicherstrategien eine Beladung nicht möglich, da diese mittels Spitzenlastkessel nicht vorgesehen ist. Die Einbindung von fluktuierenden Einspeisern in die Wärmeversorgung bedarf ein hohes Maß an Flexibilität, weshalb dem Wärmespeicher besonders im Szenario EE 1 eine besondere Rolle zukommt. Aus diesem Grund wurden insgesamt fünf verschiedene Wärmespeicherstrategien (im Folgenden WS-Strategien) erarbeitet. Exemplarisch soll die WS-Strategie 1 erläutert werden. Die weiteren WS-Strategien werden entsprechend bei der Auswertung der Simulationsergebnisse des Szenarios EE 1 (Kapitel 5.3) beschrieben, um eine inhaltliche Nähe zu gewährleisten.
Ziel der WS-Strategie 1 ist eine Minimierung der Kessellaufzeit. Aus diesem Grund richtet sich der Lastpunkt der steuerbaren KWK-Anlagen bei Auswahl der WS-Strategie 1 nach der verfügbaren Wärmesenke (Summe aus Wärmebedarf (bestehend aus Bedarf der Verbraucher und Verluste) und freier Speicherkapazität abzüglich der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien). Eine Speicherbeladung findet bei Wahl der WS-Strategie 1 somit immer dann statt, wenn die erneuerbar erzeugte Wärme den Wärmebedarf unter Voraussetzung freier Speicherkapazität überschreitet. Ebenso wird der Speicher beladen, wenn die verbleibende Wärmesenke (abzüglich der erneuerbaren Erzeugung) einen Betrieb oberhalb des minimalen Teillastpunktes der KWK-Anlage ermöglicht, welcher gleichzeitig den Wärmebedarf überschreitet (die Erzeugung überschreitet entsprechend den Verbrauch).
Die Speicherentladung erfolgt bei Auswahl der WS-Strategie 1 zur Reduktion der Betriebszeiten des Spitzenlastkessels immer dann, wenn die Erzeugung aus Solarthermie- und KWK-Anlagen zur Bedarfsdeckung nicht ausreicht. Entsprechend muss der Kessel nur bei einem Wärmedefizit nach Wärmespeicherentladung genutzt werden. In **Abbildung 44** ist die WS-Strategie 1 für einen Zeitraum von 48 Stunden (zwei Sommertage) dargestellt[17].

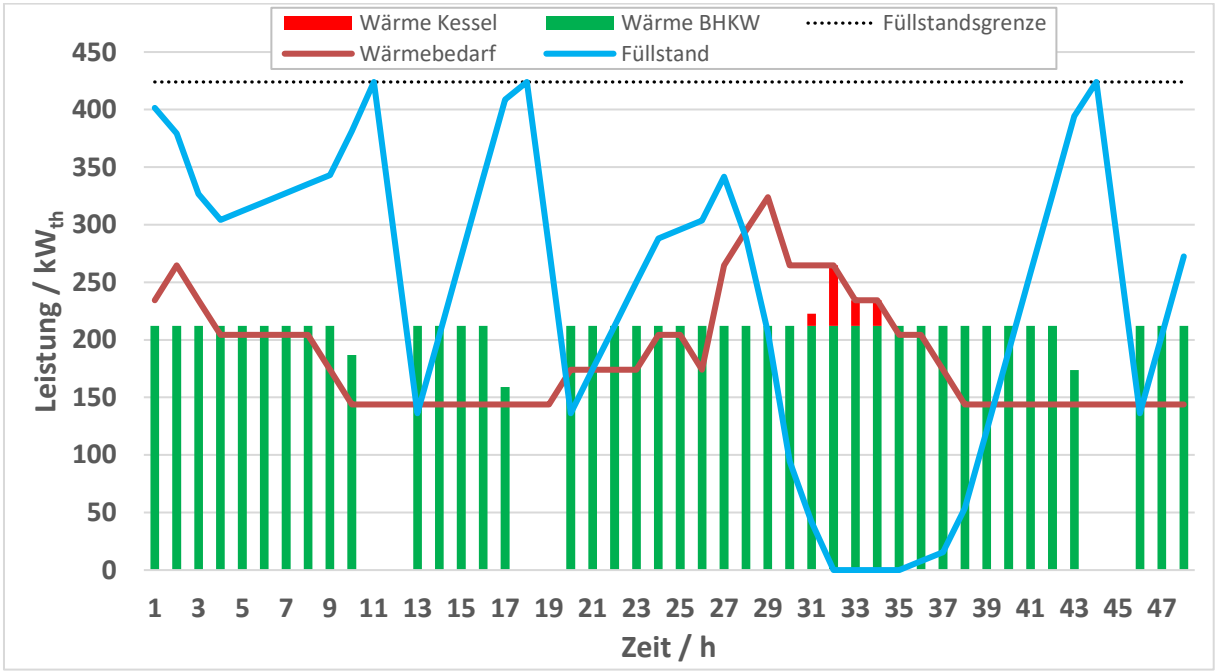

Abbildung 44: Betriebsweise der regelbaren Erzeugungsanlagen bei Auswahl der Wärmespeicherstrategie 1

[17] Der Wärmebedarf ergibt sich aus den Ergebnissen der Wärmenetzsimulation aus Kapitel 5.1.

In den Sommermonaten kann in den Stunden, in denen der Wärmebedarf für den Betrieb des BHKW zu gering ist und entweder keine Wärme aus erneuerbaren Energien erzeugt wird oder die Erzeugung zur Deckung des Wärmebedarfes nicht ausreicht, Wärme aus dem Speicher zur Bedarfsdeckung und gleichzeitigen Reduktion des Kesselbetriebes entnommen werden (vgl. Stunde 11 und 12). Ebenso wird der Einsatz des Spitzenlastkessels dann, wenn regenerative und KWK-Erzeugung sowie Wärmespeicherentladung nicht ausreichen, deutlich (vgl. Stunde 31 bis 34).
Die Vergrößerung der Wärmesenke durch den Wärmespeicher führt ohne Beladungseinschränkungen tendenziell zu hohen Speicherfüllständen, was zwei Konsequenzen hat. Zum einen wird die potenzielle freie Speicherkapazität für die solarthermische Wärme durch eine vorherige Speicherbeladung durch KWK-Anlagen reduziert, wodurch der solare Deckungsgrad sinkt. Zum anderen führen hohe Füllstände (entsprechend hohe Speichertemperaturen) zu höheren Wärmeverlusten. An dieser Stelle setzen die weiteren WS-Strategien an, indem zusätzliche Einschränkungen bezüglich der möglichen Speicherbeladezeiten berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 5.3).

4.2.4 Ermittlung der Kosten und Erlöse aus dem Betrieb technischer Anlagen

Die Verwendung von realistischen Kosten und Erlösen, die mit dem Betrieb der betrachteten Energieerzeugungs-, Energieverteilungs- und Energiespeicherungsanlagen verbunden sind, ist für die Berechnung der beschriebenen Ergebnisgrößen von besonderer Bedeutung, da die Güte der ökonomischen Simulationsergebnisse neben weiteren Einflussfaktoren wie Zinsen und der Inflationsrate maßgeblich von belastbaren und in der Praxis typischen Kosten(-größenordnungen) abhängig ist. Für alle betrachteten Erzeugungsanlagen werden die verwendeten Kostenfunktionen im Folgenden dargestellt. Hierbei sind neben den Investitionskosten für die Module selbst weitere Kosten für die Einbindung in das Heizsystem, Sicherheitszuschläge, Tiefbaukosten bei Wärmenetzen etc. zu berücksichtigen.
Neben den Investitions- und Betriebskosten werden durch den Betrieb der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes Erlöse generiert. Aus diesem Grund ist eine monetäre Bewertung von Strom und Wärme nötig. **Abbildung 45** zeigt die für die folgenden Simulationen angenommene Versorgungssituation des betrachteten Quartiers.

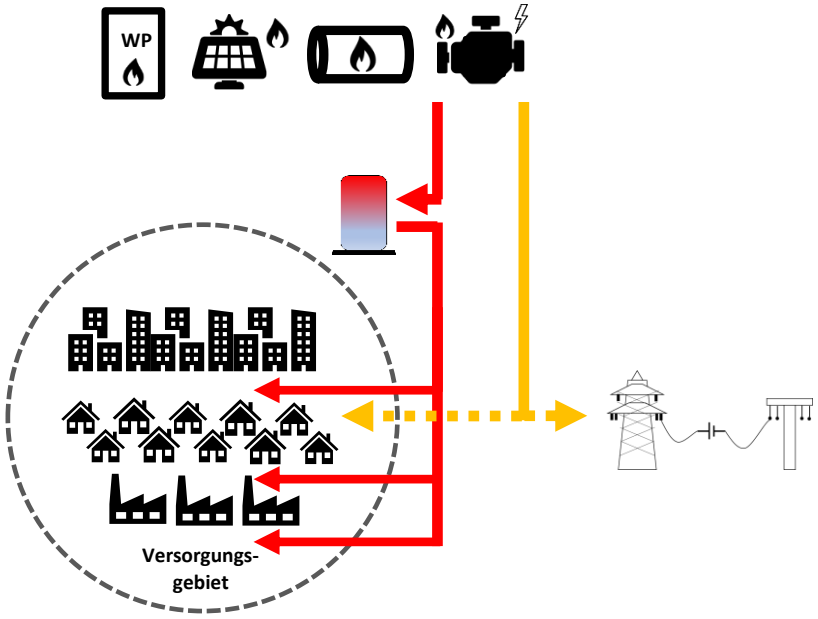

Abbildung 45: Energetische Quartiersversorgung (angenommene Nutzungspfade von Strom und Wärme)

Die Wärme wird durch das Wärmenetz an die einzelnen Verbraucher geliefert. Der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom hingegen könnte unter der Annahme einer Insellösung vollständig oder durch Mieterstromkonzepte bilanziell an die Wärmenetzanschlussnehmer verkauft werden. Da diese Konzepte jedoch in der Realität selten zu finden sind, wird von einer vollständigen Einspeisung des Stroms in das Netz der öffentlichen Versorgung ausgegangen. Die monetäre Bewertung erfolgt entsprechend der aktuellen Gesetzgebung je nach elektrischer Leistung der Erzeugungsanlage durch festgelegte Preise oder Direktvermarktung. Die verwendeten Werte für die Stromeinspeisung sowie den Wärmeabsatz werden im Folgenden erläutert.

Kosten und Erlöse verbrennungsmotorischer BHKW

Zur Ermittlung aller relevanten Investitions- sowie Betriebskosten bezüglich verbrennungsmotorischer BHKW steht mit den "BHKW-Kenndaten 2014/2015" [13] eine breite Datengrundlage zur Berechnung zur Verfügung. In die Ermittlung der Kostenfunktionen für Erdgas-BHKW gingen die Angaben von 295 Modulen ein. Da die Investitionskosten stark von der Leistung der Anlagen abhängen, wurde die Leistungsspanne durch die Verfasser der Kenndaten in vier Intervalle eingeteilt, für die anhand entsprechender Kostenfunktionen die spezifischen Investitionskosten ermittelt werden können. Neben den spezifischen Investitionskosten für das Modul selbst können die weiteren Kosten für den Transport und die Einbindung bis hin zur Abnahme ebenfalls in Abhängigkeit der elektrischen Leistung und der Modulkosten ermittelt werden. [13]
Zusätzlich zu den einmalig anfallenden Investitionskosten sind des Weiteren die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Aggregate zu berücksichtigen. Auch hier liegen für die verschiedenen Leistungsintervalle Kostenfunktionen vor. [13] Da die Leistungen bei Wartungsverträgen zwischen den einzelnen Herstellern stark schwanken, basieren die betrachteten Kosten auf der Richtlinie VDI 4680 [103], die einen klaren Rahmen für Art und Umfang der Leistungen stellt. Im Gegensatz zu den leistungsabhängigen fixen Investitionskosten ergeben sich die Wartungs- und Instandhaltungskosten aus der betriebsabhängigen Stromerzeugung. Die Kosten einer Generalüberholung nach 30.000 bis 60.000 Betriebsstunden sind in den angegebenen Kostenfunktionen ebenfalls abgebildet. [13]
Die rechnerische Nutzungsdauer von BHKW liegt bei 15 Jahren [104]. Im vorliegenden Simulationsprogramm wird die technische (Rest-) Nutzungsdauer und damit bei linearer Abschreibung entsprechend der Restwert der KWK-Anlagen anhand des simulierten, jährlichen Betriebes und einer Annahme von technisch möglichen 120.000 Vbh unter der Berücksichtigung einer Generalüberholung nach 60.000 Vbh ermittelt.
Neben den Investitions- und Betriebskosten sind mit dem Betrieb von BHKW Erlöse verbunden. Diese ergeben sich zum einen aus den regulatorischen Rahmenbedingungen und zum anderen aus der Stromeinspeisung. Wie bereits in Kapitel 2.1.4 beschrieben, wird unter Einhaltung der aufgezeigten Voraussetzungen für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen eine Vergütung gezahlt. Des Weiteren kann die Energiesteuer, die für den Brennstoff Erdgas zu zahlen ist, bei der Nutzung in KWK-Anlagen vollständig erstattet werden. Für diese Erlöse sind keine weiteren Annahmen zu treffen. Sie ergeben sich in Abhängigkeit des Anlagenbetriebes und jegliche Vergütungs- bzw. Erstattungssätze sind festgelegt.
Anders verhält es sich bei den Erlösen aus dem Stromverkauf. KWK-Anlagen in der Einzelobjektversorgung weisen in der Regel besonders durch die Eigenstromnutzung (und der damit verbundenen Teilsubstitution des Fremdstrombezuges) einen wirtschaftlichen Betrieb auf. Da in dieser Arbeit jedoch die monetäre Bewertung aus der Perspektive von EVU erfolgt, muss mit einer vollständigen Einspeisung des in der KWK-Anlage erzeugten Stroms gerechnet werden. Die Vergütung erfolgt zu Börsenstrompreisen. EVU optimieren ihren Anlagenbetrieb hinsichtlich maximaler Stromerlöse unter Anwendung der in Kapitel 4.2.1 definierten stromorientierten Fahrweise. Hierzu ist

zur Ermittlung der Stromerlöse in den Simulationen der stündlich aufgelöste Börsenstrompreis heranzuziehen.

Kosten und Erlöse solarthermischer Wärmeerzeuger

Da die Investitionskosten für solarthermische Wärmeerzeuger insbesondere bei der Einbindung in Wärmenetze stark von den Gegebenheiten und Herausforderungen vor Ort abhängig sind, ist eine pauschale Kostenabschätzung als Funktion der thermischen Leistung kaum möglich. Lediglich für die Investitionskosten der einzelnen Module kann vereinzelt auf Produktdatenblätter oder Erfahrungswerte zurückgegriffen werden.
Abbildung 46 zeigt Kostenfunktionen, die einen Kostenkorridor für Freiflächen- und Dachflächen-Solarkollektorfelder angeben. Maximale Werte sind anhand der rot gefärbten Kurve gekennzeichnet, minimale Werte entsprechend anhand der grün gefärbten Kurve. Zwar sinken die spezifischen Investitionskosten mit steigender Kollektorfläche, allerdings ist diese Kostenreduktion deutlich schwächer ausgeprägt als es bei verbrennungsmotorischen BHKW der Fall ist.

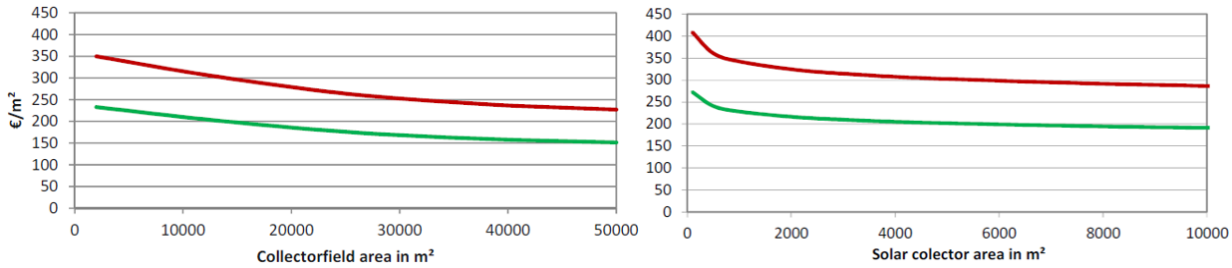

Abbildung 46: Spezifische Investitionskosten für Freiflächen- (links) und Dachflächen-Solarkollektoren (rechts) [105]

Für die Gebäude- und Anlagentechnik (Hydraulik) können 12 % der Investitionskosten angenommen werden. Jegliche Einrichtungen für Messungen, Steuerung und Regelung (MSR) sind mit 3 % der Investitionskosten zu berücksichtigen. [106] Des Weiteren stellen die Planungskosten einen zusätzlichen Faktor dar, der je nach Einbindungsart variiert. Bei zentraler Einbindung (die Wärme der Solarthermieanlage wird an der Heizzentrale eingebunden [24]) betragen die Planungskosten 10 % der Investitionskosten. Eine dezentrale Einbindung weist lediglich Planungskosten in Höhe von 5 % auf. Wartungs- und Instandhaltungskosten liegen unabhängig von der Kollektorart bei 1 % der Investitionskosten pro Jahr. [106] Die angegebenen Werte basieren auf Untersuchungen zu verschiedenen, realisierten Projekten und können bei variierenden Rahmenbedingungen auch deutlich abweichen.
Für die folgenden Simulationen werden leistungsspezifische Investitionskosten in Höhe von 600 €/kW unter Berücksichtigung der Anlagenperipherie angenommen, woraus sich flächenspezifische Investitionskosten in Höhe von 350 €/m² ergeben. [107]
Wie in Kapitel 2.1.4 beschrieben, wird die solarthermische Wärmeeinbindung nach dem MAP in Form von Investitionszuschüssen gefördert. Da die betrachteten Anlagen eine Kollektorfläche von 100 m² zum Teil deutlich überschreiten, wird in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen ein Investitionszuschuss in Höhe von 40 % nach dem KfW-Programm “Erneuerbare Energien Premium“ berücksichtigt.
Die rechnerische Nutzungsdauer von Solarkollektoren variiert je nach Kollektorart. Für Flachkollektoren werden 20 Jahre veranschlagt, die rechnerische Nutzungsdauer von Vakuum-Röhren- bzw. Vakuumflachkollektoren ist mit 18 bzw. 15 Jahren geringer. [104]

Kosten von Wärmepumpen

Wie auch bei Solarthermieanlagen ist die Nutzung von Kostenfunktionen und Erfahrungswerten bei Wärmepumpen kaum möglich. Da im Szenario EE 2 keine Betrachtung einer konkreten, am Markt

verfügbaren Wärmepumpe erfolgt, werden entsprechende Investitionskosten nicht weiter berücksichtigt. Bedingt durch die regulatorischen Rahmenbedingungen fallen beim Betrieb von Wärmepumpen zusätzliche Zahlungen für den eigengenutzten Strom aus der KWK-Anlage an. Um die Auswirkungen der regulatorischen Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu verdeutlichen werden in Kapitel 5.4 nur variable Kosten und Erlöse bzw. vermiedene Kosten betrachtet.

Kosten von Spitzenlastkesseln

Da die Wärmegewinne dem Betrieb des Wärmenetzes zugeordnet werden, sind Kesselanlagen im Betrachtungsfall lediglich Kosten zuzuweisen. Zur Ermittlung der spezifischen Investitionskosten von Brennwertkesseln kann auf Gl. 4.41

$$Investitionskosten_{\mathrm{Kessel}} = 664{,}89 \cdot P_{\mathrm{th}}^{-0{,}425} \qquad \text{Gl. 4.41}$$

zurückgegriffen werden (thermische Leistung in Kilowatt) [8]. Die jährlichen Wartungskosten für Kesselanlagen können mit 1 % der Investitionskosten angenommen werden [106]. Bei der rechnerischen Nutzungsdauer von Kesselanlagen wird neben der Art des Kessels zusätzlich nach dem genutzten Brennstoff unterschieden. Für die in dieser Arbeit betrachteten Gasbrenner (mit Gebläse und Zubehör) wird eine rechnerische Nutzungsdauer von 16 Jahren ohne anfallenden Bedienungsaufwand veranschlagt [104].

Kosten von Wärmespeichern

Wie auch bei den Kesselanlagen lassen sich mit Wärmespeichern keine bzw. nur indirekte Erlöse durch die Auswirkung auf die anderen Erzeugungsanlagen erzielen. Es werden folglich lediglich die Investitions- und Betriebskosten betrachtet. Die Investitionskosten für Warmwasserspeicher werden anhand von Gl. 4.42

$$Investitionskosten_{\mathrm{Wärmespeicher}} = 11{,}904 \cdot V_{\mathrm{Speicher}}^{-0{,}316} \qquad \text{Gl. 4.42}$$

als Funktion des Speichervolumens V_{Speicher} (in Liter) bestimmt [8]. Eine Förderung nach dem KWKG ergibt sich in Abhängigkeit des Speichervolumens (vgl. Kapitel 2.1.4) [36]. Für den Betrieb eines Wärmespeichers fallen jährliche Instandhaltungskosten in Höhe von 1 % der Investitionskosten bei Wartungskosten in Höhe von 0,25 % der Investitionskosten an. Die Nutzungsdauer von Wärmespeichern beträgt 40 Jahre. [106]

Kosten und Erlöse Wärmenetze

Investitionskosten von Wärmenetzen sind zwischen Material- und Tiefbaukosten zu differenzieren. Die Materialkosten lassen sich durch die Nutzung von Kostentabellen diverser Hersteller konkret ermitteln. Anders verhält es sich bei den Tiefbaukosten, da diese stark von den Gegebenheiten vor Ort abhängig sind. So ist beispielsweise der Tiefbau für ein neues Wärmenetz in einem Neubaugebiet deutlich günstiger als die Netznachverdichtung in bebauten Stadtgebieten, da im Neubaugebiet keine Straßen gesperrt und zur Leitungsverlegung geöffnet werden müssen. Des Weiteren ist für die Tiefbaukosten die Art der verlegten Rohrleitungen relevant. Starre Systeme aus Stahl können Tiefbaukosten in Höhe von 250 bis 500 € pro Trassenmeter aufweisen. Durch die Nutzung von flexiblen Kunststoffsystemen, wie sie für diese Arbeit angenommen werden, ist eine Reduktion der Tiefbaukosten auf 150 bis 300 € pro Trassenmeter möglich. [108] Die für die Simulationen verwendeten Materialkosten für die Rohrleitungen sind im Anhang 12.12 in **Tabelle 19** dargestellt und basieren auf Preistabellen der Firma Rehau [109].
Die jährlichen Instandhaltungskosten eines (solaren) Wärmenetzes bei einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ergeben sich zu 1 % der Investitionskosten [106]. Zudem sind die für den Netzbetrieb

anfallenden Kosten für den Pumpstrom basierend auf den aus der thermisch-hydraulischen Netzsimulation resultierenden Druckverlusten für jeden Lastpunkt heranzuziehen. Unter Berücksichtigung eines Pumpenwirkungsgrades η_{Pumpe} in Höhe von 90 % kann die benötigte Pumpenleistung für jeden Lastpunkt nach Gl. 4.43

$$P_{Pumpe} = v \cdot \frac{\pi}{4} d_{\mathrm{i}}^2 \cdot \frac{p_{\mathrm{aus}} - p_{\mathrm{ein}}}{\eta_{\mathrm{Pumpe}}} \qquad \text{Gl. 4.43}$$

ermittelt werden. [110], [111]
Erlöse ergeben sich aus dem Wärmeabsatz an die angeschlossenen Verbraucher. Ob die Erlöse aus betriebswirtschaftlicher Sicht dem Wärmenetz zugeordnet werden können, ist fraglich, da die Wärmeerzeugung in den entsprechenden Erzeugungsanlagen stattfindet. Zur Ermittlung der Kosten und Erlöse im Hinblick auf eine Kalkulation der CO_2-Vermeidungskosten spielt die Kosten- bzw. Erlöszuordnung jedoch durch die Betrachtung des gesamten Energieerzeugungssystems keine Rolle.
Für den Wärmepreis kann ebenfalls auf keine konkreten Werte zurückgegriffen werden, da der Wärmearbeitspreis im Wesentlichen von der Art der Erzeugungsanlagen und dem genutzten Brennstoff abhängig ist. In einer frei verfügbaren Preisübersicht sind Wärmepreise von knapp 200 Netzbetreibern zusammengefasst [112]. Für jedes Bundesland werden mittlere Preise in Abhängigkeit der Anschlussleistung und der Absatzmenge angegeben. So beläuft sich der für die Simulationen als Ausgangswert anzusetzende Wärmemischpreis am Standort NRW bei einer Anschlussleistung von 15 kW_{th} je Verbraucher auf 69,25 €/MWh_{th}. Mit steigender Anschlussleistung sinkt dieser Mischpreis: Für eine Anschlussleistung von 160 kW_{th} bzw. 600 kW_{th} lagen die Mischpreise im Jahr 2017 in NRW bei 66,77 €/MWh_{th} bzw. 64,87 €/MWh_{th}. Der Mittelwert *über alle Bundesländer* lag im Jahr 2017 bei 74,68 €/MWh_{th}. [112]
So kann unter Berücksichtigung der tatsächlichen Abnahmefälle (Anschlussleistungen) ein mittlerer Mischpreis für die betrachteten Quartiere durch die Nutzung einer logarithmischen Ausgleichsfunktion nach Gl. 4.44

$$Mischpreis_{\mathrm{Wärme}} = -1{,}171 \cdot \ln P_{\mathrm{th.Anschluss}} + 72{,}498 \qquad \text{Gl. 4.44}$$

basierend auf den zuvor genannten Stützpunkten ermittelt werden (thermische Leistung in Kilowatt). Der in den Simulationsrechnungen verwendete Mischpreis liegt demnach bei 68,44 €/MWh_{th}. Auswirkungen des Wärmeabsatzpreises auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems sind im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen zu untersuchen.

4.2.5 Ermittlung von CO_2-Vermeidungskosten

Eine Eigenschaft der zuvor beschriebenen rein wirtschaftlichen Kennzahlen Kapitalwert und Annuität einer Investition ist, dass eine Bewertung der ökologischen Vorteilhaftigkeit einer Investition, wie sie bei Energieeffizienzmaßnahmen und der Betrachtung alternativer Energieversorgungsmöglichkeiten von besonderer Bedeutung ist, nur durch die monetäre Bewertung von Emissionen in die betrachteten Größen einfließen kann. Da diese Vorgehensweise jedoch weitere Unsicherheiten und Annahmen impliziert, wird sie nur selten angewendet. Ökologische Effizienz lässt sich bei der Betrachtung von Energieversorgungsalternativen anhand der Primärenergieeinsparung sowie der Reduktion der CO_2-Emission bezogen auf einen definierten Betrachtungszeitraum bewerten, wobei die letztere Kenngröße im Kontext der Energiewende und den damit verbundenen klimapolitischen Zielen des Gesetzgebers häufig Anwendung findet.
In der Praxis werden ökonomische und ökologische Kennzahlen separat voneinander betrachtet, da sie unterschiedliche Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen haben. Einen besonders hohen Einfluss auf die Umsetzungswahrscheinlichkeit von Investitionen hat die ökonomische Effizienz, die zumeist

durch die technische Effizienz unmittelbar beeinflusst wird. Eine Umsetzung aus rein ökologischen Aspekten wie beispielsweise zur Reduktion der CO_2-Emissionen einer Energieversorgungsvariante ohne finanziellen Nutzen ist bestenfalls bei privaten Investoren zu erwarten.
Eine mögliche Größe zur gleichzeitigen Bewertung der sowohl ökonomischen als auch ökologischen Sinnhaftigkeit einer Effizienzmaßnahme in der Energieversorgung stellen die CO_2-Vermeidungskosten dar. Die CO_2-Vermeidungskosten geben an, wie hoch die bedingt durch die Einsparung einer Tonne CO_2 anfallenden Mehrkosten einer Maßnahme in Bezug auf eine feste bzw. geeignet zu wählende Referenz sind. Es wird folglich bei der Berechnung der CO_2-Vermeidungskosten einer betrachteten Maßnahme immer eine entsprechende Referenz zu Grunde gelegt, die höhere CO_2-Emissionen als die geplante Maßnahme aufweist. In der Literatur finden sich verschiedene Ansätze zur Ermittlung der CO_2-Vermeidungskosten. Im Rahmen verschiedener Studien wurden CO_2-Vermeidungskosten bereits als maßgebliche Bewertungsgröße herangezogen (vgl. [113], [114], [115]).
Die CO_2-Vermeidungskosten ergeben sich nach Gl. 4.45

$$VK = \frac{K_{\mathrm{m}} - K_{\mathrm{ref}}}{E_{\mathrm{ref}} - E_{\mathrm{m}}} \qquad \text{Gl. 4.45}$$

aus dem Verhältnis von Zusatzkosten zu Emissionseinsparung (in Anlehnung an [113], [114], [115]). Da emissionsärmere Technologien in der Regel mit höheren Kosten als die betrachtete Referenz verbunden sind, wird zunächst pauschal von Zusatzkosten ausgegangen. Zur Kostenbetrachtung sind alle relevanten Kosten auf die gesamte zu erwartende Nutzungsdauer zu beziehen. Die Emissionseinsparung wird durch die Differenz aus den Emissionen der Referenz E_{ref} zu den Emissionen der Maßnahme E_{m} beschrieben.
Hohe Vermeidungskosten bedeuten folglich, dass die Emissionsminderung durch die betrachtete Maßnahme im Vergleich zur Referenz mit hohen Kosten verbunden ist. CO_2-Vermeidungskosten können entsprechend Gl. 4.45 dann gering sein, wenn die Kosten der Maßnahme diese der Referenz nur gering überschreiten oder wenn die CO_2-Emissionen der Maßnahme im Vergleich zur Referenz gering sind (die Emissionsminderung durch die Maßnahme dementsprechend hoch ist).
Bezüglich des Kostenvergleiches kann zwischen zwei möglichen Szenarien unterschiedenen werden. Sind die Kosten der Maßnahme höher als die der Referenz, so weist die Maßnahme vorausgesetzt einer Emissionsminderung positive CO_2-Vermeidungskosten auf. Werden verschiedene Maßnahmen miteinander verglichen, so ist die Maßnahme mit den geringsten (positiven) CO_2-Vermeidungskosten zur Umsetzung zu empfehlen. Ebenso kann je nach Wahl der Referenz die Maßnahme geringere Kosten oder auch Erlöse (im Vergleich zur Referenz) über den Betrachtungszeitraum aufweisen, wodurch sich nach Gl. 4.45 negative Vermeidungskosten ergeben. In diesem Fall darf nicht mehr von Vermeidungskosten gesprochen werden, es handelt sich vielmehr um einen Vermeidungsgewinn, welcher auf die eingesparte CO_2-Emission bezogen wird. Bei einem Vergleich mehrerer Varianten mit negativen Vermeidungskosten (entsprechend Vermeidungsgewinnen) sollte die Maßnahme mit den betraglich höchsten Vermeidungsgewinnen ausgewählt werden.
Zur Berechnung der Kosten wird für sowohl Maßnahme als auch Referenz die Annuität für einen Betrachtungszeitraum von zehn Jahren (unter Berücksichtigung der Restwerte) herangezogen. Um die Emissionsminderung zu ermitteln, werden die Emissionen der Referenz basierend auf den genutzten Brennstoffen unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der Erzeugungsanlagen berechnet. Gleiches gilt für die Maßnahmen. Werden KWK-Anlagen berücksichtigt, so muss zudem der Zusatznutzen der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme bewertet werden. Hierzu sind die CO_2-Emissionen durch den Betrieb der KWK-Anlage mit einer Gutschrift für das betrachtete Zusatzprodukt zu verrechnen.
Die Verbrennung von fossilem Erdgas weist einen CO_2-Emissionsfaktor in Höhe von 201 g/kWh auf [116]. Um den durch KWK-Anlagen erzeugten Strom zu bewerten, können bundesweite oder regionale CO_2-Emissionsfaktoren des Strommix herangezogen werden. Für eine bundesweite Betrachtung ist der CO_2-Emissionsfaktor des deutschen Strommix aus dem Jahr 2017 in Höhe von

489 g/kWh$_{el}$ zu verwenden [117]. Dieser Wert unterliegt neben saisonalen Schwankungen durch die vermehrte Einspeisung von erneuerbarem Strom in den Sommermonaten zusätzlich einer langfristigen Entwicklung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung. Der Gesetzgeber hat hierzu den in **Abbildung 47** dargestellten Ausbaukorridor mit dem Ziel eines Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 80 % im Rahmen des EEG festgelegt.

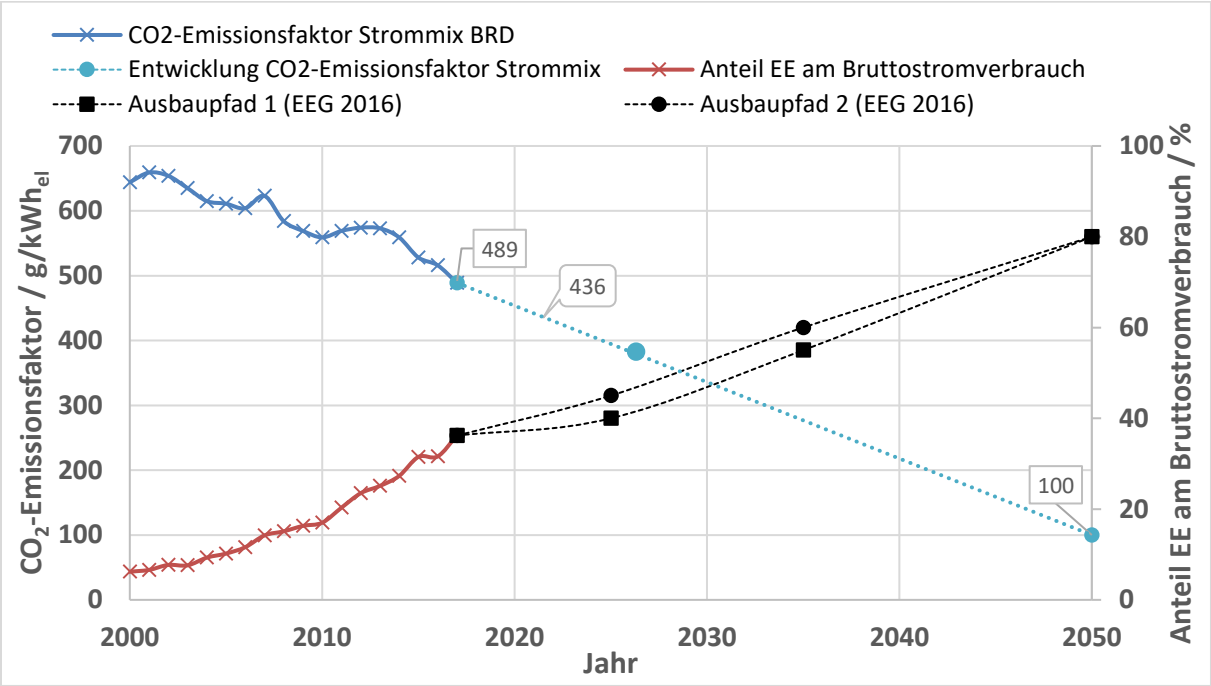

Abbildung 47: Entwicklung- und Ausbaukorridor erneuerbare Energien im Bruttostromverbrauch sowie CO_2-Emissionsfaktor des deutschen Strommix [3], [5], [117]

Dementsprechend ist der CO_2-Emissionsfaktor des bundesdeutschen Strommix in Abhängigkeit der geplanten Entwicklung anzupassen. Geht man von einer Zielerreichung im Jahr 2050 aus, so beträgt der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der Bruttostromerzeugung 20 %. Durch die beschlossene Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 und den geplanten Kohleausstieg kann die Annahme getroffen werden, dass es sich bei diesen 20 % ausschließlich um erdgasbetriebene Kraftwerke handelt [118], [119]. Bei dem bereits angesprochenen spezifischen Emissionsfaktor für Erdgas und der Annahme eines durchschnittlichen Wirkungsgrades der konventionellen Kraftwerke in Höhe von 40 % ergibt sich für das Jahr 2050 ein CO_2-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix in Höhe von 100 g/kWh$_{el}$. Mit Hilfe dieser Stützstellen und einem fast linearen Zubau der erneuerbaren Energien kann die Entwicklung des CO_2-Emissionsfaktors für den deutschen Strommix abgeschätzt werden. Da in dieser Arbeit der Betrachtungshorizont zehn Jahre beträgt, soll zur Ermittlung der CO_2-Emissionen der mittlere Emissionsfaktor für die Jahre 2017 bis 2026 in Höhe von 436 g/kWh$_{el}$ herangezogen werden.

Die Wahl der Referenz hat einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der berechneten Vermeidungskosten und sollte aus diesem Grund sorgfältig erfolgen. Für die Bewertung von KWK-Anlagen in den betrachteten Energieversorgungssystemen (Szenario KON als Maßnahme) wird als Referenz die Wärmenetzversorgung mittels Kesselanlage herangezogen. Bei der Betrachtung von Bestandsprojekten entspricht die Referenz dem bestehenden Versorgungssystem. Um den Mehrwert von erneuerbaren Wärmeerzeugern bewerten zu können, ist in diesem Fall als Referenz die konventionelle Erzeugung unter Berücksichtigung von KWK-Anlagen heranzuziehen (entsprechend Szenario EE 1 bzw. Szenario EE 2 als Maßnahme im Vergleich zu Szenario KON als Referenz).

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Die regelbaren KWK-Anlagen können wärmegeführt oder stromorientiert betrieben werden. Der Strom wird vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung zu Börsenpreisen für Baseload-Strom (Referenzjahr 2017) eingespeist. Die Wärme wird in ein Wärmenetz eingespeist.
- Bei der wärmegeführten Betriebsweise erfolgt kein Notkühlerbetrieb, der Wärmebedarf gibt den Anlagenbetrieb vor. Die Einbindung erneuerbarer Wärme erfolgt mit höchster Priorität, gefolgt von Wärme aus KWK-Anlagen und einer Entladung des Wärmespeichers. Restwärmebedarfe werden durch den Spitzenlastkessel gedeckt.
- Die stromorientierte Betriebsweise ist anhand der Anschaltpreise AP1 und AP2 definiert. Regelbare Erzeugungsanlagen werden nur dann in Betrieb genommen, wenn der Börsenpreis für Baseload-Strom in der betrachteten Stunde dem AP1 entspricht oder diesen übersteigt. Bei Strompreisen, die mindestens dem AP2 entsprechen, werden die KWK-Anlagen ohne Berücksichtigung der Wärmesenkenrestriktion in Volllast betrieben. Überschusswärme wird über einen Notkühler abgeführt. Dieser Betrieb ist nur solange möglich, bis die Förderbedingungen nach dem KWKG und dem EnergieStG verletzt werden. Die Prioritäten der Wärmenutzung entsprechen der wärmegeführten Betriebsweise.
- Verbrennungsmotorische BHKW werden anhand der (Teillast-) Wirkungsgrade modelliert.
- Auch für solarthermische Wärmeerzeuger gilt die Wärmesenkenrestriktion. Des Weiteren kann Wärme aus Solarthermieanlagen nur eingespeist werden, wenn die Kollektortemperatur die Netzvorlauftemperatur um 5 K überschreitet.
- Der Betrieb der Wärmepumpe richtet sich vollständig nach dem Betrieb der KWK-Anlage.
- Für Wärmespeicher können verschiedene Betriebsstrategien genutzt werden, die sich in den Zeiten der möglichen Wärmespeicherbeladung unterscheiden.
- Zur Bewertung werden neben dem Kapitalwert und der Annuität (bei einem Betrachtungszeitraum von zehn Jahren) die CO_2-Vermeidungskosten für alle betrachteten Szenarien ermittelt.

Neue Möglichkeiten der Energiesystemanalyse (Zwischenfazit):

- Mit Hilfe der erarbeiteten Wärmenetzsimulationsprogramme ist durch die hochaufgelöste Ermittlung der Volumenstromverteilung, der Netzverluste und der Verbraucherbedarfe die detaillierte Darstellung verschiedener Netzzustände möglich, deren Bedeutung für die Betriebsplanung der regelbaren Anlagen mit steigendem Anteil erneuerbarer, fluktuierender Einspeiser in der Wärmeversorgung zukünftig steigt.

Neue Möglichkeiten der Energiesystemanalyse (Zwischenfazit):

- Die Kombination mit dem Erzeugungsanlagensimulationsprogramm durch die Nutzung der synthetisierten Jahreslastgänge ermöglicht eine nahezu vollständige Darstellung von Energiesystemen, wodurch die Möglichkeit einer umfassenden Analyse verschiedener Einflussfaktoren und Wechselwirkungen geschaffen ist.
- Neben der Betrachtung der Auswirkungen von erneuerbaren, fluktuierenden Einspeisern auf den Betrieb des Energiesystems kann ebenso der Einfluss der Änderung allgemeiner Rahmenbedingungen wie die Berücksichtigung von Gesetzesnovellen, die Anpassungen der Netzstruktur durch Nachverdichtung, die Anpassung des Netzbetriebes zur Effizienzsteigerung oder die Anpassung der Bedarfsstruktur durch Dämmmaßnahmen auf den Betrieb der konventionellen Anlagen und die Betriebsstrategien jeglicher regelbarer Systemkomponenten untersucht werden. Da die Energiewirtschaft eine Konstanz in der Änderung der Rahmenbedingungen aufweist, kommt diesen Simulations- und Auswertungsmöglichkeiten eine hohe Bedeutung zu.
- Im Rahmen von Kapitel 5 werden aufbauend auf den neu geschaffenen Möglichkeiten verschiedene Versorgungsvarianten eines wärmenetzversorgten Quartieres verglichen und bewertet. Ebenso sollen Handlungsoptionen erarbeitet werden, die eine ökonomisch und ökologisch effiziente Einbindung von erneuerbarer Wärme in die Quartiersversorgung ermöglichen. Neben technischen Möglichkeiten werden ebenso regulatorische Maßnahmen aufgezeigt, deren Anpassung eine breitere Umsetzung erneuerbarer Wärmeerzeuger in konventionell befeuerten KWK-Wärmenetzen anstoßen kann.

5 Quartierssimulation und Auswertung

Um die in Kapitel 1 definierten Forschungsfragen zu beantworten, sind die Auswirkungen einer regenerativ und konventionell kombinierten Wärmeerzeugung auf eine wärmenetzbasierte Quartiersversorgung im Rahmen von verschiedenen Simulationen zu untersuchen. Aus diesem Grund werden im Folgenden unterschiedliche Erzeugungsanlagenkombination für ein reales Wärmenetz vorgestellt und entsprechende Betriebssimulationsergebnisse vergleichend anhand von ökonomischen und ökologischen Kennzahlen bewertet. Vor dem Hintergrund der maximalen Einbindung erneuerbarer, solarthermischer Wärme erfolgt zudem die Betrachtung verschiedener Wärmespeicherkapazitäten und -betriebsweisen. Aufbauend auf den Simulationsergebnissen werden zum einen Hemmnisse aufgezeigt, die einen effizienten, kombinierten Betrieb von konventionellen und regenerativen Wärmeerzeugern verhindern. Zum anderen werden darauf aufbauend Handlungsvorschläge zur Überwindung der Hemmnisse vor dem Hintergrund der Erreichung verschiedener Zielgrößen (geringe CO_2-Vermeidungskosten) gegeben.
Zunächst werden die Ergebnisse der Wärmenetzsimulation dargestellt, da die ermittelten Wärme- und Druckverluste die Grundlage aller folgenden Szenariobetrachtungen bilden. Um die Auswirkung verschiedener Annahmen auf die Simulationsergebnisse zu verdeutlichen, erfolgt eine Darstellung von vier Wärmenetzsimulationsdurchgängen mit differierenden Eingabeparametern. Zur wirtschaftlichen Bewertung ist eine Vielzahl von Parametern zu berücksichtigen, welche für das Szenario KON in **Tabelle 5** dargestellt sind.

Parameter	Wert
Materialkosten Rohrleitungen	228.416 € [109]
Materialkosten Formteile	10.324 € [109]
Spezifische Tiefbaukosten Wärmenetz	150 €/Trassenmeter [108]
Investitionszuschuss Wärmenetz KWKG	100 €/Trassenmeter bzw. 40 % der Gesamtinvestition (nur bei KWK-Deckungsanteil > 75 %) [36]
Pumpstromkosten Wärmenetz	420 €/a (Ergebnisse Druckverlustberechnung)
Investitionskosten BHKW	Je Leistungsgröße [13]
Wartungskosten BHKW	Je Leistungsgröße [13]
KWKG-Zuschuss BHKW	Je Leistungsgröße nach KWKG [36]
Investitionskosten Spitzenlastkessel	22.867 € [8]
Wartungskosten Spitzenlastkessel	229 €/a [106]
Investitionskosten Wärmespeicher	Je nach thermischer Leistung KWK-Anlage [8]
Wartungskosten Wärmespeicher	Je nach Investitionskosten Wärmespeicher [106]
Erdgaspreis	40 €/MWh
Wärmeabsatzpreis (Mischpreis)	68,44 €/MWh
Stromeinspeisung (wärmegeführt)	EPEX-Spotmarktpreise 2017 [39]
Stromeinspeisung (stromorientiert)	Je nach Anschaltpreis in Abhängigkeit der EPEX-Spotmarktpreise 2017 [39]
Strombezug (Pumpstrom Wärmenetz)	15 €/MWh
Kalkulationszinssatz	2,5 %

Tabelle 5: Übersicht wirtschaftliche Eingangsparameter (Szenario KON)

Ein Großteil dieser Parameter ist ebenfalls für die weiteren Szenarien gültig. Jegliche Anpassungen wie beispielsweise die Erhöhung der Wärmespeicherkapazität bei der Einbindung von solarthermischen Wärmeerzeugern werden in den entsprechenden Abschnitten angegeben.

5.1 Ergebnisse der Wärmenetzsimulation

Durch das betrachtete Wärmenetz werden bei einer Trassenlänge von 1,25 km insgesamt 22 Abnehmer mit Wärme versorgt. Die Netzlänge beträgt entsprechend 2,5 km. Bei den Abnehmern handelt es sich ausschließlich um Wohnobjekte, weshalb von einem vollständig temperaturabhängigen Heizwärmebedarf ohne Prozesswärme ausgegangen werden kann. Für einen Vergleich zwischen Simulations- und realen Betriebsdaten liegen entsprechende Messwerte vor. Weitere relevante Netz- und Betriebsparameter, die für die Referenzsimulation verwendet wurden, sind in **Tabelle 6** aufgeführt.

Parameter	Wert
Vorlauftemperatur	75 °C
Soll-Temperaturspreizung	25 K
Trassenlänge	1.253 m
Netzlänge (Vor- und Rücklauf)	2.506 m
Einspeisedruck	5 bar
Anschlussleistung (Netzplan)	1.086 kW
Maximale Wärmelast (ermittelt)	434 kW
Verlegetiefe	1,2 m
Wärmeleitfähigkeit Erdreich	2 W/(m·K)
Mittlerer Nenndurchmesser	54 mm
Spannweite der Heizkurve	-10 °C – 20 °C
Anteil Trinkwarmwasser am Wärmebedarf	10 %

Tabelle 6: Netz- und Betriebsparameter Referenzsimulation Wärmenetz

Die Ergebnisse der thermisch-hydraulischen Wärmenetzsimulationen mit Hilfe der in Kapitel 4.1.3 vorgestellten Vorgehensweise sind in **Abbildung 48** dargestellt.

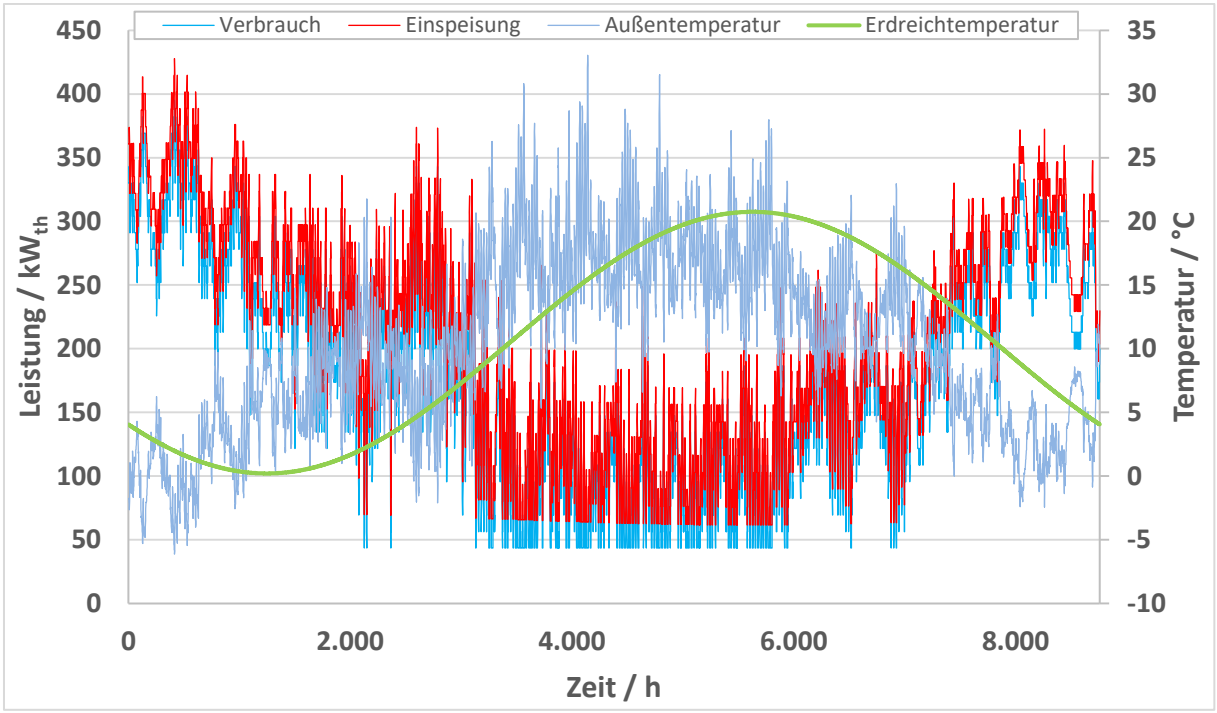

Abbildung 48: Ergebnisse der Wärmenetzsimulation (Referenz)

Da diese Ergebnisse die Eingangsgröße für die Szenarien in den folgenden Kapiteln darstellen, werden sie als Referenz bezeichnet.

Durch den gespiegelten Verlauf der Außentemperatur zum Wärmeverbrauch wird deutlich, dass die Außentemperatur maßgeblich die Netzlast und somit den Betrieb der Erzeugungsanlagen beeinflusst. Die Differenz zwischen Einspeisung und Verbrauch stellt die Wärmeverluste im Netz dar. Des Weiteren ist anhand von **Abbildung 48** die Grundlast in Höhe von knapp 50 kW (Verbrauch ohne Verteilungsverluste) zu erkennen, die dem Trinkwarmwasserbedarf entspricht und daher auch in den Sommermonaten bereitzustellen ist.
Die wesentlichen Simulationsergebnisse sind in **Tabelle 7** dargestellt. Die simulierten relativen Wärmeverluste liegen im Mittel bei 12,7 % über das gesamte Betrachtungsjahr. Die minimalen relativen Wärmeverluste betragen 7,6 % und treten in den Wintermonaten bei zwar geringen Außen- und Erdreichtemperaturen aber auch gleichzeitig hohen Wärmebedarfen auf. Das Maximum der relativen Wärmeverluste ist mit 37,6 % entsprechend in den Sommermonaten zu finden.

Einspeisung kWh/a	**Verbrauch** kWh/a	**Verluste** kWh/a	**Verluste** %	**Max. Druckverlust** bar
1.818.381	1.587.225	231.156	12,7	2,5

Tabelle 7: Simulationsergebnisse Wärmenetzsimulation (Referenz)

Ein Vergleich mit den Messwerten des betrachteten Jahres 2017, die durch den Wärmenetzbetreiber zur Verfügung gestellt wurden, zeigt, dass die Wärmenetzsimulationen die Realität gut annähern (vgl. **Abbildung 49**).

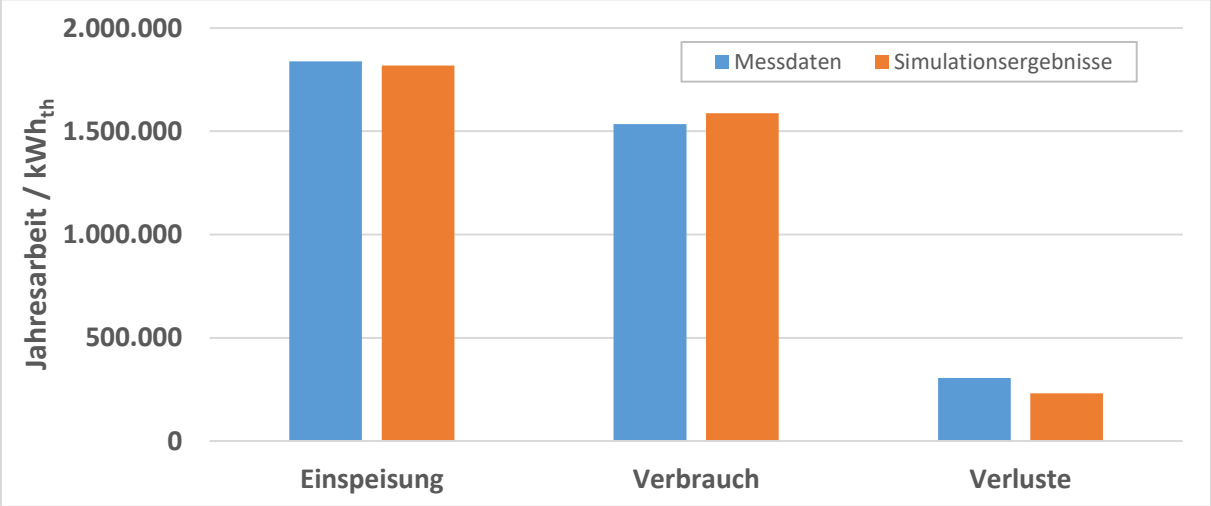

Abbildung 49: Vergleich der Simulationsergebnisse mit realen Netzdaten

So liegt die Abweichung zwischen Einspeisung und Verbrauch bei weniger als 3 %. Durch die Einteilung der Außentemperaturen in 1-Grad-Temperaturintervalle (vgl. Anhang 12.10) können realer und simulierter Verbrauch nicht vollständig übereinstimmen, da die "Abrundung" der Temperaturen die Zuteilung eines höheren Verbrauches für die betrachtete Temperatur im Simulationsschritt zur Folge hat. Zu betrachten sind jedoch die ermittelten Wärmeverluste, da diese eine Abweichung in Höhe von 23,5 % aufweisen. Die realen relativen Wärmeverluste sind mit 16,6 % deutlich höher als die simulierten (12,7 %). Diese Abweichung ist jedoch durch die Vielzahl an Einflussfaktoren auf die Wärmeverluste so zu erwarten, weshalb die simulierten Werte vor dem Hintergrund der geringen Datenverfügbarkeit dennoch eine sehr gute Näherung darstellen. Abhilfe kann hier nur die Implementierung von Messstellen zur Aufnahme realer Betriebsdaten schaffen.
Abbildung 50 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie des Wärmenetzes. Der gestufte Verlauf ist durch die Einordnung der Außentemperaturen in 1-Grad-Temperaturintervalle zu erklären, da diese ebenfalls

einen gestuften Verlauf des Wärmebedarfs bedingen (Verbräuche werden nur in Form von ganzen Zahlen betrachtet).

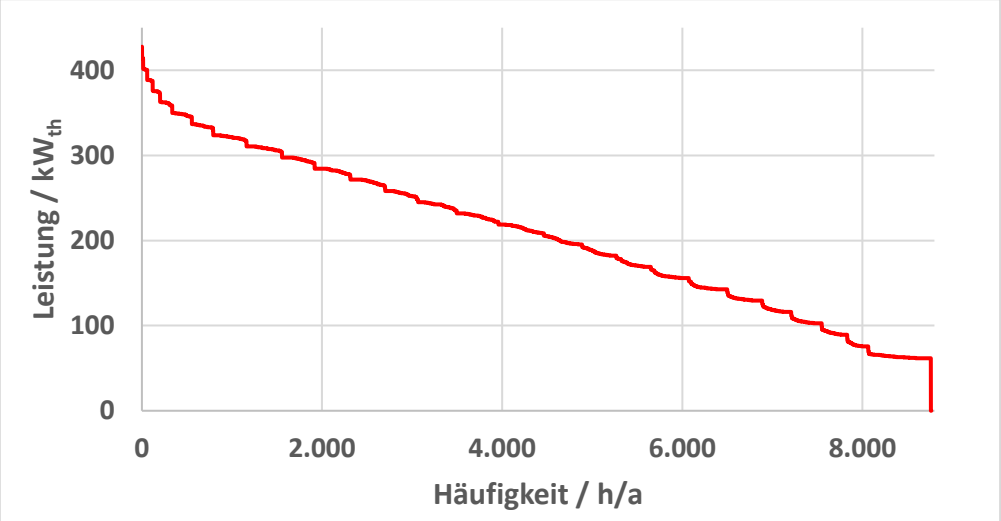

Abbildung 50: Geordnete Jahresdauerlinie Wärmenetzsimulation

Anhand der geordneten Jahresdauerlinie lässt sich eine Jahreshöchstlast (Bedarf zuzüglich Verteilungsverluste) von ca. 430 kW erkennen. Zur Auslegung der Erzeugungsanlagen ist auf die Grundlast zuzüglich der Wärmeverluste zurückzugreifen. Wie in **Abbildung 50** dargestellt, liegt diese bei ca. 60 kW. Dementsprechend wäre der Betrieb eines BHKW mit einer thermischen Nennleistung von 60 kW bei Vernachlässigung von Wartungsintervallen ganzjährig in Volllast möglich.
Um die Auswirkungen verschiedener Eingangsparameter auf die Ergebnisse zu untersuchen, wurden weitere Netzsimulationen durchgeführt. Der Netzbetrieb bei einer um 5 K reduzierten Vorlauftemperatur von 70 °C wird anhand von *Variation 1* dargestellt. In *Variation 2* wurde die Verlegetiefe um 0,2 m auf 1 m bei gleichzeitiger Anhebung der Wärmeleitfähigkeit des Erdreiches auf 2,5 W/(m·K) angepasst. *Variation 3* beschreibt die Anhebung des Trinkwarmwasserbedarfes auf 16,67 % des Gesamtwärmeverbrauches. Die Ergebnisse der Simulationen sind in **Tabelle 8** dargestellt.

Variation	**Einspeisung** kWh/a	**Verbrauch** kWh/a	**Verluste** kWh/a	**Verluste** %	**Max. Druckverlust** bar
Referenz	1.818.381	1.587.225	231.156	12,7	2,18
1	1.810.160	1.587.225	222.934	12,3	3,32
2	1.826.152	1.587.225	238.927	13,1	2,18
3	1.811.151	1.578.360	232.791	12,9	2,38

Tabelle 8: Simulationsergebnisse Referenz und Variation 1-3

Wie zu erwarten, hat die Variation der Verlegetiefe und der Erdreicheigenschaften (*Variation 2*) einen großen Einfluss auf die Wärmeverluste (Anstieg um 0,4 %). In gleicher Größenordnung liegt die Abweichung der mittleren relativen Wärmeverluste durch eine Reduktion der Vorlauftemperatur (*Variation 1*) auf 70 °C, allerdings sinken in diesem Fall die Wärmeverluste um 0,4 %.
Abbildung 51 zeigt sowohl die Netzeinspeisung als auch die Wärmeverluste für eine Starklastwoche bei der Nutzung unterschiedlicher Vorlauftemperaturen. Die Vorlauftemperatur im Referenzfall ist mit 75 °C im Vergleich zu konventionellen Wärmenetzen gering. Da zur Legionellenprophylaxe in Deutschland Vorlauftemperaturen von 70 °C nicht zu unterschreiten sind, beträgt die betrachtete Temperaturabsenkung lediglich 5 K.

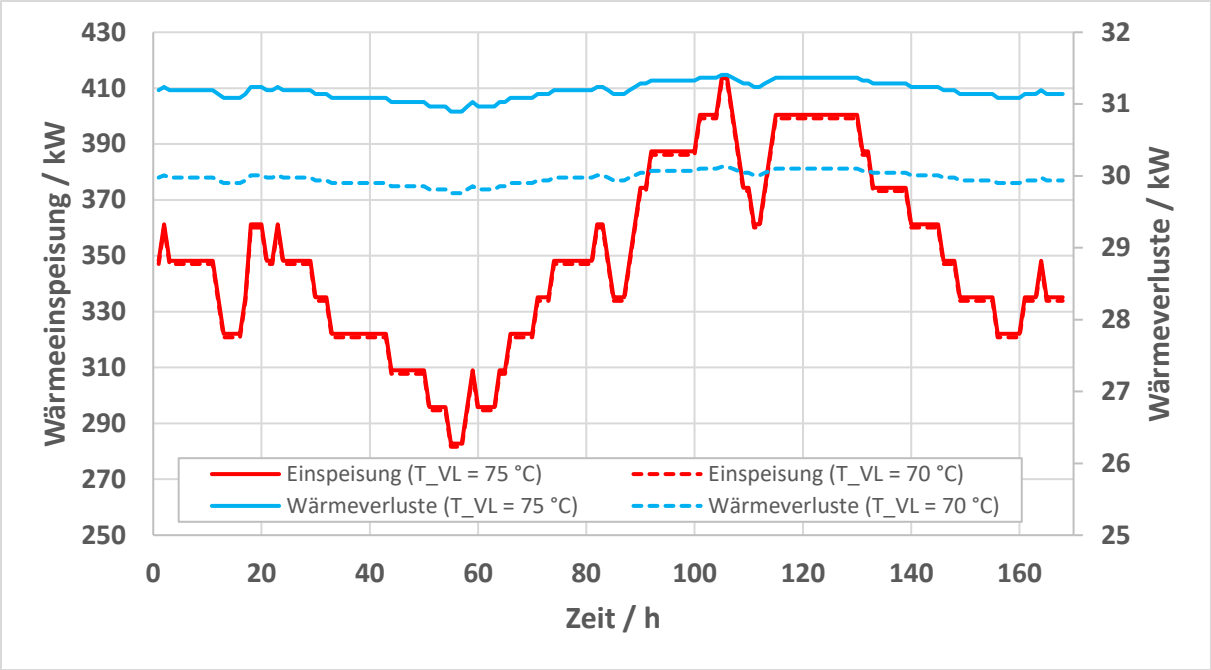

Abbildung 51: Wärmeeinspeisung und -verluste bei Vorlauftemperaturabsenkung (Winterwoche)

Zwar liegen die Wärmeverluste bei abgesenkter Vorlauftemperatur immer unterhalb der Wärmeverluste der Referenzsimulation, allerdings sind die Unterschiede durch eine Absenkung um lediglich 5 K auch bei Starklast gering. Damit einhergehend steigen des Weiteren die Druckverluste im Netz und der Pumpstrombedarf, der allerdings aus monetärer und in Zeiten eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien in der Stromversorgung ebenfalls aus energetischer Sicht eine untergeordnete Rolle einnimmt. Ebenso gering sind die Auswirkungen eines angepassten Trinkwarmwasserbedarfes (*Variation 3*). Dennoch wird durch die drei Variationsrechnungen deutlich, dass viele zu tätigende Annahmen bezüglich der Eingangsparameter in Summe Auswirkungen auf das Simulationsergebnis haben. Aus diesem Grund erweist sich eine Differenz zwischen simulierten und gemessenen Wärmeverlusten in Höhe von 25 % als gute Annäherung an die Realität (vgl. **Abbildung 49**).
Für das betrachtete Quartier stellt somit die Ausgangssimulation mit den in **Tabelle 6** dargestellten Netz- und Betriebsparametern das Referenzwärmenetz zur weiteren Simulation der Erzeugungsanlagen dar. Da die Absenkung der Vorlauftemperatur neben den Netzverlusten Auswirkungen auf die Einbindung von solarthermischer Wärme haben kann, erfolgt zudem ein Vergleich der Referenz und der Variation 1 (Absenkung der Vorlauftemperatur) in Kapitel 5.3.4.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Die Anwendung des erarbeiteten Algorithmus zur thermisch-hydraulischen Netzsimulation liefert unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen im Ergebnis eine gute Übereinstimmung mit den Messdaten für das Betrachtungsjahr 2017 und kann entsprechend als validiert bezeichnet werden.
- Die Variationsrechnungen haben gezeigt, dass einzelne Anpassungen von Eingangsparametern nur geringe Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse haben. Dennoch sind im weiteren Verlauf ebenfalls die Auswirkungen auf den Betrieb der Erzeugungsanlagen zu prüfen.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Zwar hat die Reduktion der Netzvorlauftemperatur um 5 K nur einen geringen Einfluss auf den Netzbetrieb, gleichzeitig kann sie jedoch zu einer (deutlichen) Erhöhung des solaren Deckungsgrades führen.
- Durch die mögliche (gleichzeitige) Anpassung der anzunehmenden Netzparameter ist eine weitere Annäherung der Simulationsergebnisse an die Messdaten möglich.
- Als Wärmenetz für die folgenden Erzeugungsanlagensimulationen wird das betrachtete Wärmenetz mit den in **Tabelle 6** dargestellten Eingangsparametern verwendet.

5.2 Szenario *Konventionelle Erzeugung* (KON)

Das betrachtete Energiesystem im Szenario KON umfasst neben dem zuvor beschriebenen Wärmenetz ein verbrennungsmotorisches BHKW, einen Spitzenlastkessel sowie einen Wärmespeicher, dessen Speicherkapazität eine Funktion der thermischen BHKW-Leistung darstellt. Zur ersten Grobauslegung wurden zunächst 13 BHKW verschiedener Leistungsklassen ausgewählt, welche in **Abbildung 52** dargestellt sind. Der Betrieb der dargestellten BHKW richtet sich zunächst nach dem Wärmebedarf (thermische geordnete JDL).

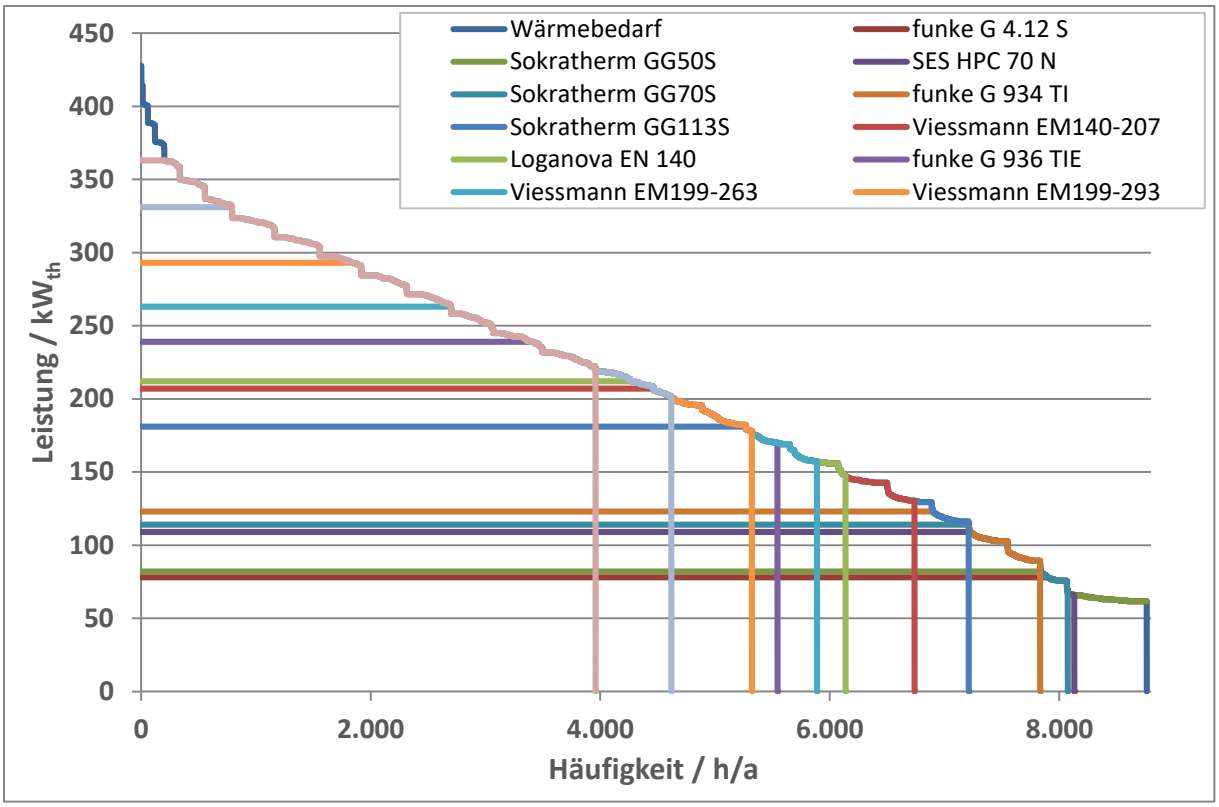

Abbildung 52: BHKW-Auslegung anhand der geordneten thermischen Jahresdauerlinie

Neben der klassischen Auslegung, bei welcher die thermische Nennleistung der BHKW für eine möglichst lange jährliche Betriebsdauer in etwa der Grundlast des zu versorgenden Objektes bzw. Wärmenetzes entspricht, wurden bewusst ebenfalls BHKW mit einer thermischen Leistung nahe der Höchstlast gewählt, um den Einfluss des Wärmespeichers bzw. dessen sinnvoller Dimensionierung

untersuchen zu können. Zur Grobauslegung anhand der geordneten JDL in **Abbildung 52** werden keine Wärmespeicher berücksichtigt, weshalb der Betrieb der KWK-Anlagen dem Verlauf des Wärmebedarfes folgt. Besonders der Anstieg der Stromkennzahl sowie der Wirkungsgrade bei steigender Leistung der KWK-Anlagen kann einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems haben. Aus diesem Grund wurden neben Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen ebenso ähnlich leistungsstarke Anlagen mit verschiedenen Stromkennzahlen ausgewählt.
Für die Auswertung der Simulationsergebnisse wird im Folgenden zwischen wärmegeführter und stromorientierter KWK-Anlagenbetriebsweise unterschieden.

5.2.1 Wärmegeführte Betriebsweise der KWK-Anlagen

Abbildung 53 zeigt die simulierten jährlichen Vollbenutzungsstunden (Vbh), welche sich aus dem Quotienten der jährlichen Stromerzeugung und der elektrischen Nennleistung der BHKW ergeben.

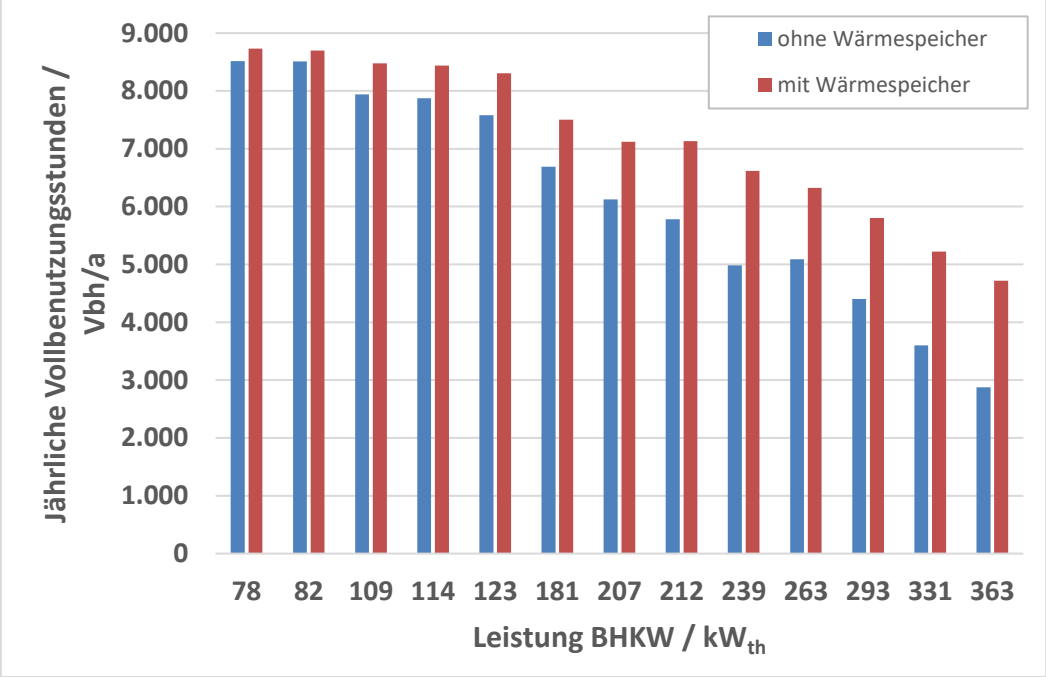

Abbildung 53: Jährliche Vollbenutzungsstunden der betrachteten BHKW

Wie zu erwarten, liegen die BHKW mit geringer thermischer Leistung bei mehr als 8.000 Vbh pro Jahr. Mit steigender Leistung nimmt die Nutzungsdauer ab, da die verfügbare Wärmesenke den Anlagenbetrieb limitiert. Der Effekt eines Wärmespeichers, welcher für ca. zwei Stunden die thermische Nennleistung des entsprechenden BHKW puffern kann, wird ebenfalls anhand von **Abbildung 53** deutlich. So kann besonders die Laufzeit von BHKW, deren thermische Leistung die Grundlast übersteigt, verlängert werden, was bei einem stromorientierten Betrieb aus wirtschaftlicher Sicht je nach Vergütung des eingespeisten Stroms von Vorteil sein kann (vgl. Kapitel 5.2.2). **Abbildung 54** zeigt den Wärmedeckungsgrad durch KWK-Anlagen für das betrachtete Quartier mit und ohne Pufferungsmöglichkeit durch einen Wärmespeicher. Es wird deutlich, dass der Wärmedeckungsgrad der KWK-Anlagen durch den Einsatz von Wärmespeichern gesteigert werden kann.

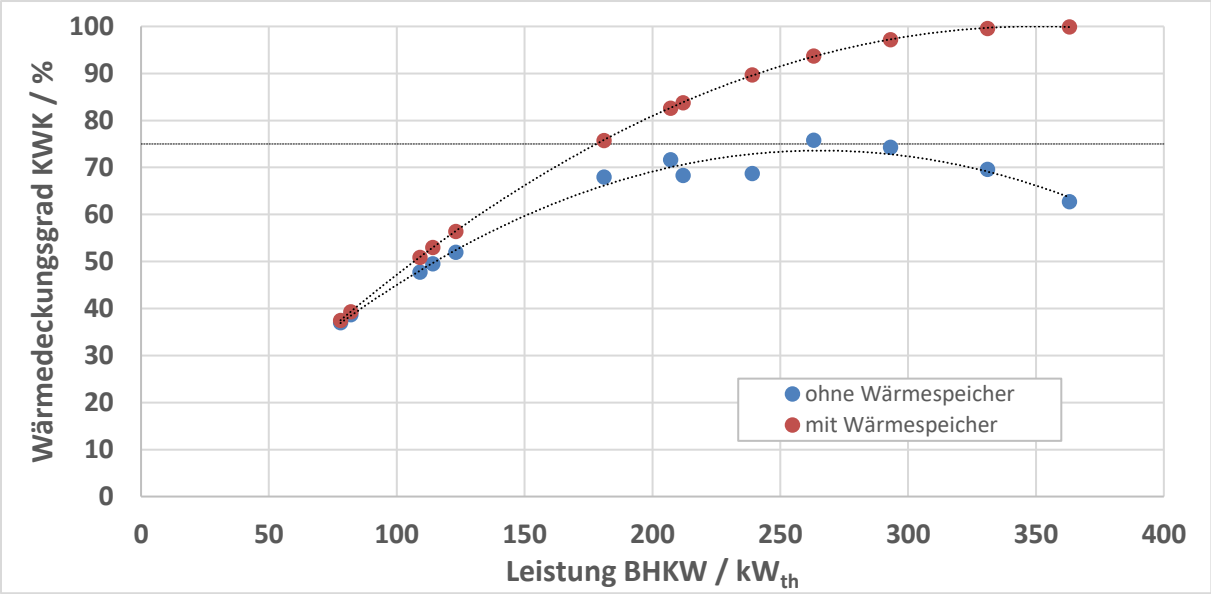

Abbildung 54: Wärmedeckungsgrad durch KWK-Anlagen

Durch die Entkopplung von Wärmeerzeugung und -bedarf sind Wärmedeckungsgrade durch BHKW von bis zu 100 % möglich. Hier gilt es allerdings zu beachten, dass diese ökologisch vorteilhafte Variante nicht zwingend auch die höchste Wirtschaftlichkeit aufweist.
Abbildung 55 zeigt eine Jahresdarstellung[18] der Wärmeerzeugung durch BHKW und Spitzenlastkessel für ein Mittellast-BHKW (P_{th} = 212 kW). Hier beträgt die thermische Leistung des BHKW knapp 50 % der Jahreshöchstlast im Wärmenetz.

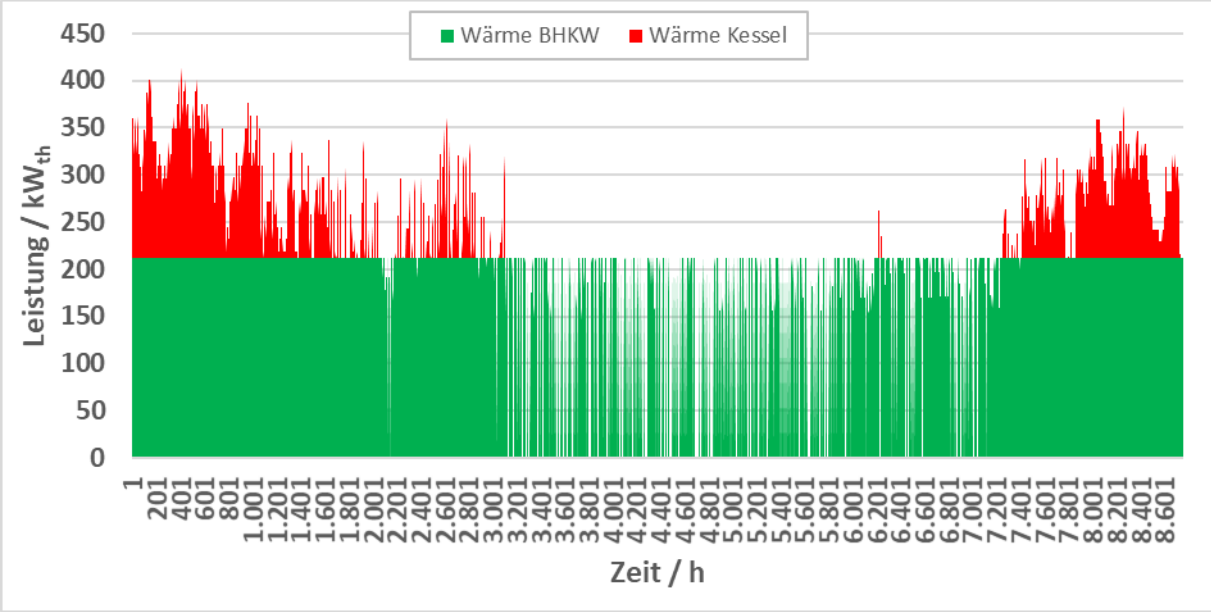

Abbildung 55: Wärmeerzeugung Mittellast-BHKW und Spitzenlastkessel mit Wärmespeicher

Ausgelöst durch die politisch geforderte, flexible Betriebsweise von KWK-Anlagen, um beispielsweise Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen oder am Regelenergiemarkt durch die Vorhaltung eines Lasthubes teilzunehmen, steigt die Bedeutung der Auslegung hin zu höheren thermischen Leistungen (solange die betrachteten KWK-Anlagen nicht in der Objektversorgung genutzt werden

[18] Für alle Simulationen gilt die Annahme, dass ein Dauerbetrieb aller Erzeugungsanlagen möglich ist (Wartungszeiten und unvorhergesehene Ausfallzeiten werden nicht berücksichtigt).

sollen). Für den vorliegenden Fall werden knapp 84 % des Wärmebedarfes durch die hocheffiziente KWK-Anlage gedeckt. Insbesondere in den Sommermonaten kann der Betrieb des Spitzenlastkessels durch die Kombination mit einem Wärmespeicher und die Teillastfähigkeit des BHKW gänzlich vermieden werden.
Je näher die thermische Nennlast der KWK-Anlage an die zu deckende Jahreshöchstlast kommt, desto mehr steigt die Bedeutung von Wärmespeichern für einen effizienten Betrieb der KWK-Anlage. **Abbildung 56** zeigt dieselbe Mittellast-KWK-Anlage ohne die Nutzung eines Wärmespeichers. Ein deutlicher Effekt ist in den Sommermonaten zu erkennen. In einer Vielzahl an Stunden ist der Wärmebedarf geringer als der minimale Teillastpunkt der KWK-Anlage (die minimale Teillast entspricht 50 % der elektrischen Nennleistung). Aus diesem Grund verringert sich der Wärmedeckungsgrad der KWK-Anlage auf ca. 68 % und der Spitzenlastkessel ist nicht nur zur Deckung der Spitzenlasten, sondern ebenso zur Wärmeversorgung zu Schwachlastzeiten zu nutzen.

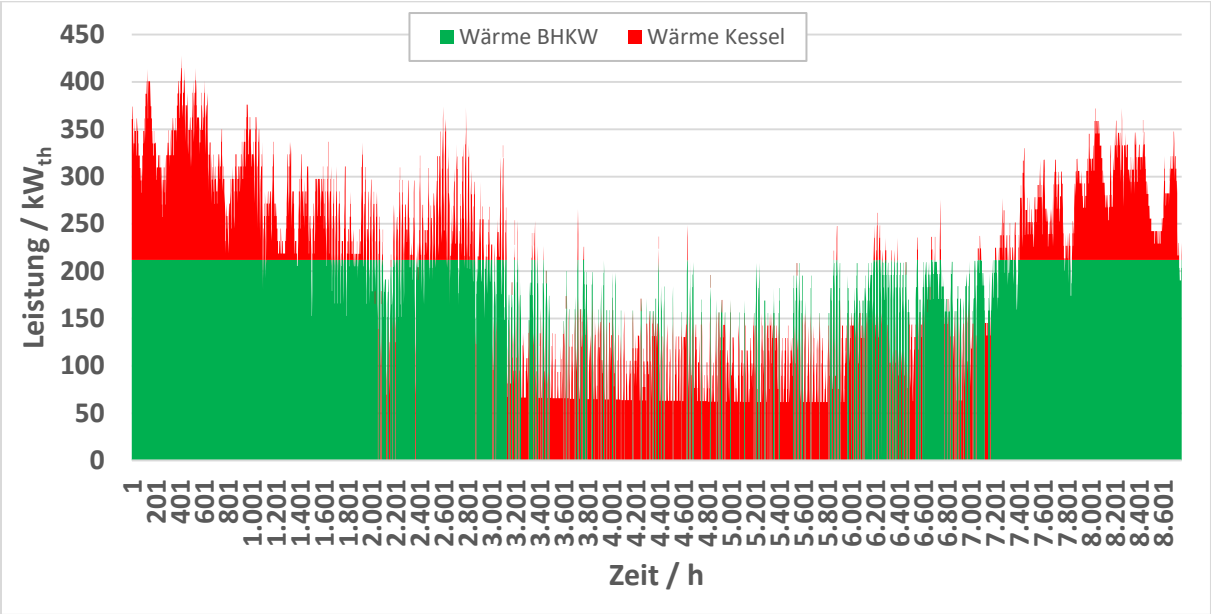

Abbildung 56: Wärmeerzeugung Mittellast-BHKW und Spitzenlastkessel ohne Wärmespeicher

Diese Entwicklung hat neben den ökologischen (Reduktion der zusätzlichen Stromerzeugung im KWK-Prozess) ebenso deutliche ökonomische Folgen, da die Investitionszuschüsse für Wärmenetze nach dem KWKG nur für einen KWK-Wärmedeckungsgrad von mindestens 75 % gewährt werden (vgl. Kapitel 2.2.3). Anhand dieser Betrachtungen wird bereits deutlich, dass der Betrieb ohne Wärmespeicher besonders vor dem Hintergrund der verstärkten Einbindung von erneuerbarer Wärme keine reale Option darstellt. Aus diesem Grund wird in allen folgenden Betrachtungen ein Wärmespeicher berücksichtigt.
Exemplarisch für alle Simulationen sind in **Abbildung 57** die errechneten jährlichen Kosten und Erlöse für das Szenario KON mit Spitzenlast-BHKW (238 kW_{el} und 363 kW_{th}, entspricht 83,6 % der Jahreshöchstlast der Wärmeeinspeisung) dargestellt (ohne Berücksichtigung der Anfangsinvestitionen). Zur wirtschaftlichen Bewertung wird mit konstanten Randbedingungen und entsprechend konstanten Beträgen ohne Berücksichtigung von Preisindices gerechnet. Eine Ausnahme bildet die Zuschlagszahlung nach dem KWKG, da diese nur für einen bestimmten Zeitraum je nach Leistung der KWK-Anlage gezahlt wird. (vgl. Kapitel 2.1.4). Für jede betrachtete Periode werden die Zuschlagszahlungen exakt bestimmt und nur dann in den Erlösen berücksichtigt, wenn die KWK-Anlage noch förderfähig ist. Solange die jährlichen Erlöse die Kosten übersteigen, liegt ein wirtschaftlicher Betrieb vor.

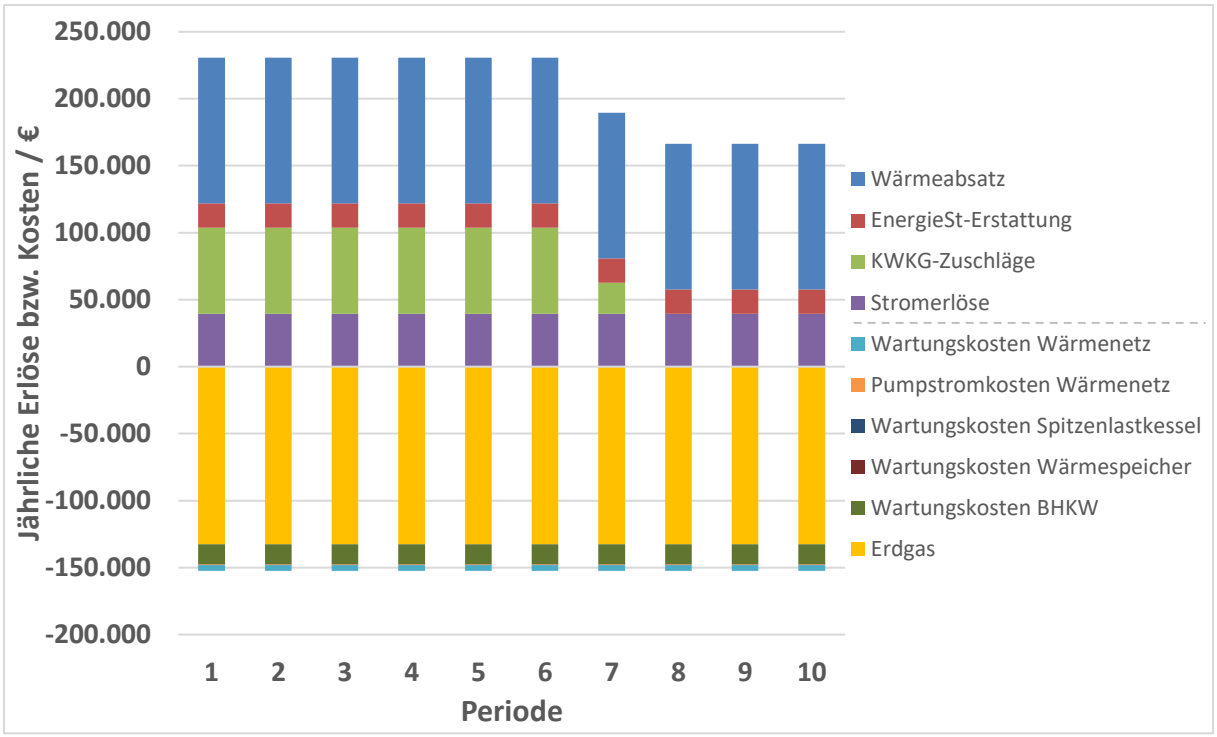

Abbildung 57: Zahlungsströme Spitzenlast-BHKW (Betrachtungszeitraum zehn Jahre)

Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, soll die Wirtschaftlichkeit zunächst anhand des Kapitalwertes bewertet werden. Als Investition wird in diesem Fall das gesamte Energiesystem bestehend aus Netzinfrastruktur sowie Energieerzeugungs- und -speicherungsanlagen betrachtet. Wird die Betrachtungsdauer auf zehn Jahre festgesetzt, so sind entsprechend die Restwerte der einzelnen Aggregate zu berücksichtigen. Da die genaue Restwertbestimmung in Abhängigkeit der Anlagenabnutzung nur bei BHKW unter Berücksichtigung der jährlichen Vollbenutzungsstunden möglich ist, soll für die weiteren Anlagen auf Richtwerte nach gängigen Normen zurückgegriffen werden [104], [120]. Für Wärmenetz, Wärmespeicher und Spitzenlastkessel beträgt die (wirtschaftliche) Nutzungsdauer 20 Jahre. Für BHKW wird eine Lebensdauer in Höhe von 120.000 Vbh angenommen. Auf diese Weise kann der Restwert in Abhängigkeit der jährlichen Nutzung ermittelt werden.
Abbildung 58 zeigt die Kapitalwerte der oben genannten 13 BHKW bei einem Betrachtungszeitraum von zehn Jahren für eine wärmegeführte Betriebsweise mit Wärmespeicher (Wärmespeicher als Puffermöglichkeit für die in zwei Volllaststunden erzeugte Wärme der KWK-Anlage).
Insgesamt ergibt sich für acht betrachtete Energiesysteme ein positiver Kapitalwert nach zehn Jahren. Eine Erklärung für die negativen Kapitalwerte der fünf Kombinationen mit leistungsschwächeren Anlagen liefert **Abbildung 54**. Alle Systeme mit positivem Kapitalwert weisen einen Wärmedeckungsanteil der KWK-Anlage von mehr als 75 % auf, wodurch ein Großteil der Netzinvestition bezuschusst wird. Bei allen Systemen mit negativem Kapitalwert wird dieser Wärmedeckungsgrad bei wärmegeführter Betriebsweise trotz Wärmespeicher nicht erreicht.

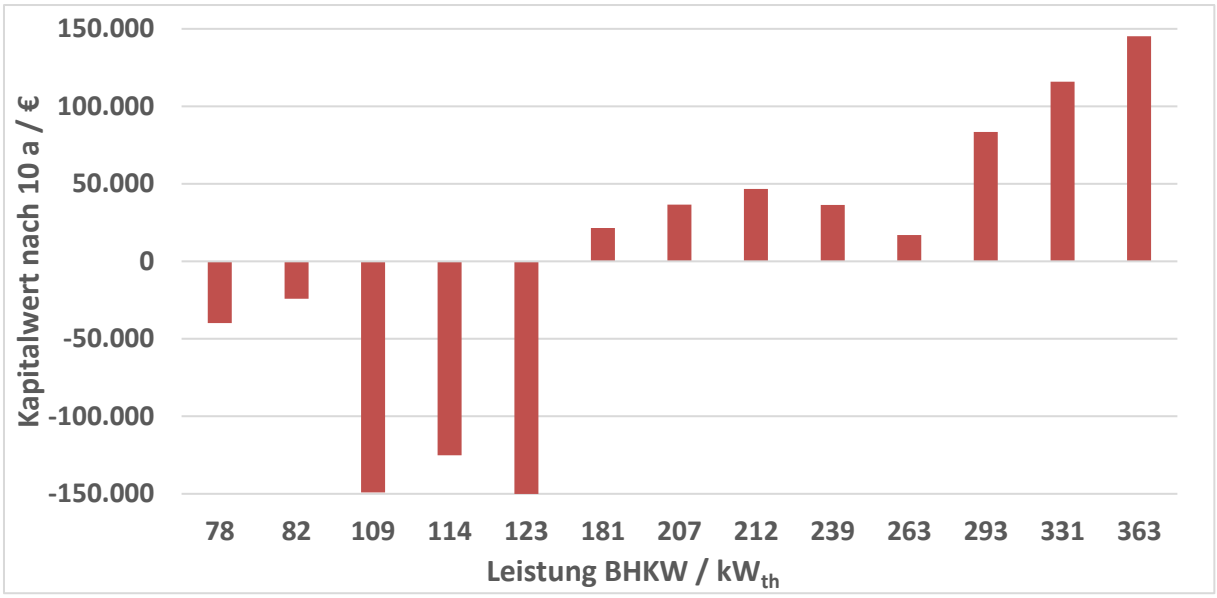

Abbildung 58: Kapitalwert verschiedener wärmegeführter BHKW mit Wärmespeicher

Die beiden kleineren Grundlastanlagen (78 bzw. 82 kW_{th}) weisen nur deshalb einen gering negativen Kapitalwert auf, weil die elektrische Leistung beider Anlagen je 50 kW beträgt und somit der Zuschuss nach dem KWKG für den eingespeisten Strom für 60.000 Vbh (anstelle von 30.000 Vbh) gezahlt wird. Unterschiede im Kapitalwert bei Anlagen vergleichbarer Leistungsgröße (109 bis 123 kW_{th}) sind auf unterschiedliche Wirkungsgrade der Motoren und damit geringere Brennstoffverbräuche bei ähnlicher Leistung zurück zu führen.
Ein Trend hin zu steigenden Kapitalwerten lässt sich bei steigender thermischer Leistung der BHKW erkennen. Begründet ist diese Entwicklung in dem Rückgang der Vollbenutzungsstunden der BHKW und dem damit verbundenen geringeren Brennstoffbezug bei gleichzeitigem Anstieg der vergüteten Stromerzeugung. Prinzipiell ist eine möglichst lange jährliche Betriebszeit bei KWK-Anlagen *in der Objektversorgung* wünschenswert, da somit der im Vergleich zur Eigenstromerzeugung teure Fremdstrombezug reduziert werden kann. Bei der Bewertung der Stromeinspeisung mit Hilfe des Börsenpreises für Grundlaststrom ist aus wirtschaftlicher Sicht bedingt durch den hohen Wirkungsgrad die Wärmedeckung mittels Kesselanlage teilweise lohnenswert, da der zusätzliche Stromerlös durch zeitweise geringe Börsenstrompreise den höheren Brennstoffbezug der BHKW im wärmegeführten Betrieb nicht ausgleichen kann.
Für eine Sensitivitätsanalyse zur Bewertung der Robustheit der Ergebnisse werden sowohl Grundlast- als auch Mittel- und Spitzenlastaggregate betrachtet. Hierzu werden jeweils die BHKW, die in ihrem Leistungsbereich den höchsten Kapitalwert aufweisen, herangezogen (vgl. **Abbildung 58**, $P_{th,Grundlast\text{-}BHKW}$ = 82 kW, $P_{th,Mittellast\text{-}BHKW}$ = 212 kW, $P_{th,Spitzenlast\text{-}BHKW}$ = 363 kW). Variiert werden die Parameter Erdgaspreis, Wärmeabsatzpreis, Strompreis sowie Kalkulationszins.
Wie zu erwarten hat der Erdgaspreis den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems (**Abbildung 59**). Mit sinkendem Erdgaspreis und somit sinkenden Brennstoffkosten steigt der Kapitalwert deutlich an. So liegt der Grenzerdgaspreis, ab welchem der Kapitalwert 0 € beträgt, für das Spitzenlast-BHKW bei knapp 4,5 ct/kWh. Da der zur initialen Simulation verwendete Erdgaspreis mit 4 ct/kWh bei einem Verbrauch von fast 3.312 MWh Erdgas sehr hoch angesetzt wurde, um eine zu positive Bewertung der KWK-Systeme zu vermeiden, kann in diesem Fall für das Spitzenlast-BHKW von einer robusten Auslegung gesprochen werden [121].

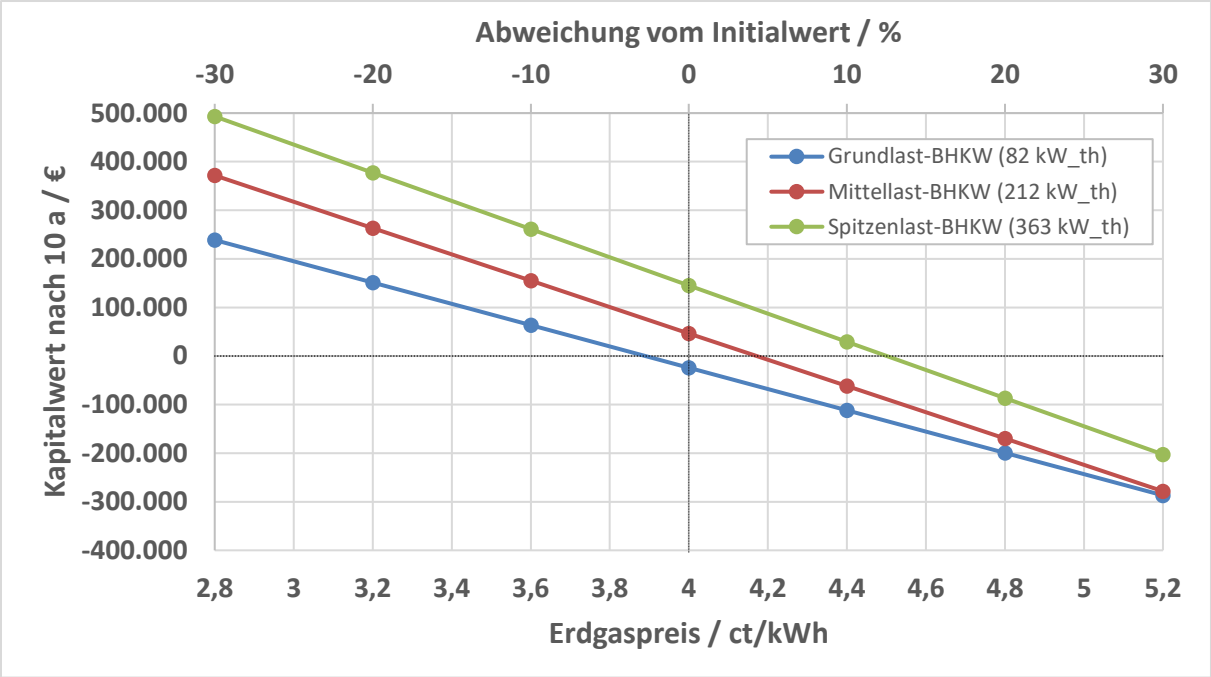

Abbildung 59: Auswirkung des Erdgaspreises auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW)

Gleiches gilt für das Mittellast-BHKW, bei dem der Erdgasgrenzpreis 4,22 ct/kWh beträgt. Mit dem dargestellten Grundlast-BHKW ist hingegen ein wirtschaftlicher Betrieb erst ab einem Erdgaspreis von mehr als 3,92 ct/kWh möglich.
Die Höhe des Wärmeabsatzpreises (aus Kundensicht auch Wärmebezugspreis), den die Kunden in Abhängigkeit der angeschlossenen Leistung und des Wärmeverbrauches zahlen, hat einen gegenteiligen Effekt in ähnlicher Größenordnung auf den Kapitalwert (vgl. **Abbildung 60**). Steigende Wärmeabsatzpreise erhöhen die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems.

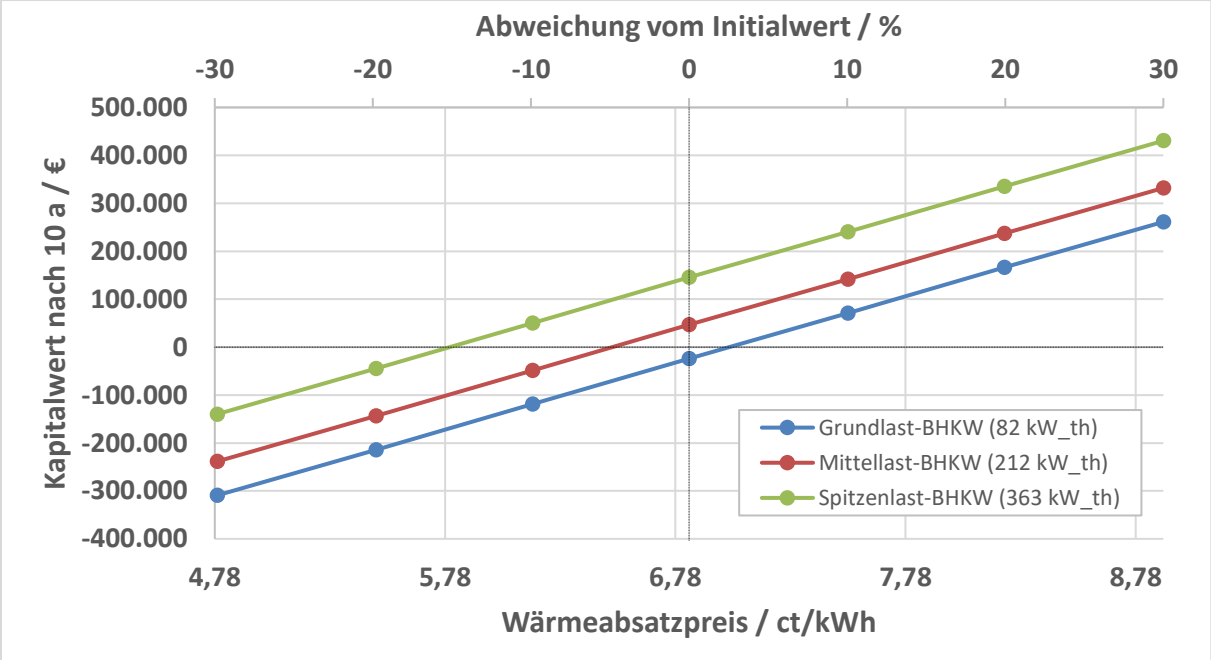

Abbildung 60: Auswirkung des Wärmeabsatzpreises auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW)

Die Wärmegrenzpreise, die zu einem Kapitalwert von 0 € führen, liegen für die in **Abbildung 60** dargestellten BHKW bei 5,79 ct/kWh für das Energieversorgungssystem mit Spitzenlast-, 6,42 ct/kWh mit Mittellast- sowie 6,97 ct/kWh mit Grundlast-Aggregat. Da Wärmeversorger die Möglichkeit der Preisbildung in Abhängigkeit der Kundengröße (und damit in Abhängigkeit der Bedeutung des Kunden für den Versorger) haben, kann auch hier von einer robusten Auslegung gesprochen werden.
Wie bereits in Kapitel 2.3.1 beschrieben, ist die Höhe des Risikozuschlags für die Bestimmung des Kalkulationszinssatzes frei wählbar. Aus diesem Grund sind für die betrachteten Energieversorgungssysteme die Auswirkungen des Kalkulationszinses in **Abbildung 61** dargestellt.

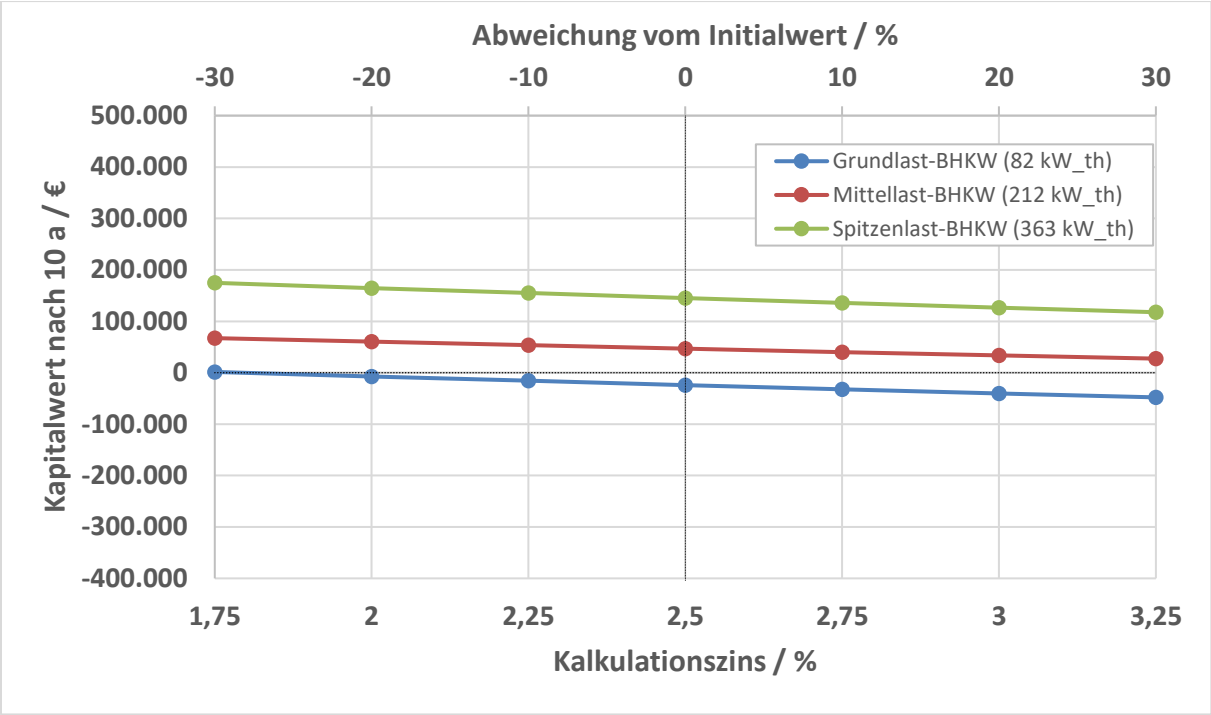

Abbildung 61: Auswirkung des Kalkulationszinses auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW)

Anhand der Steigung der dargestellten Geraden wird schnell deutlich, dass der Einfluss des Kalkulationszinssatzes auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems in den betrachteten Fällen vernachlässigbar gering ist. So liegt der Grenzkalkulationszins für das System mit Spitzenlast- bzw. Mittellast-BHKW bei 7,1 bzw. 4,88 % und ist damit deutlich oberhalb des angenommenen Kalkulationszinses in Höhe von 2,5 %.
Um den Einfluss des Strompreises auf den Kapitalwert abzuschätzen, wurde der verwendete Lastgang des Börsenpreises für Grundlaststrom aus dem Jahr 2017 in sinnvollen Grenzen variiert. Da der Strompreis bereits ohne Variation ein sehr geringes Niveau aufweist (der Mittelwert des Strompreises liegt im Betrachtungsjahr 2017 bei 3,4189 ct/kWh), beträgt die maximale Reduktion lediglich 5 %. Für einen Anstieg wurde je eine Steigerung um 10 bzw. 20 % berücksichtigt.
Anhand von **Abbildung 62** ist zu erkennen, dass der Einfluss des Börsenstrompreises einen ähnlichen Einfluss wie der Kalkulationszinssatz auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems aufweist. Zunächst wäre durch die abzüglich des Eigenverbrauches vollständige Einspeisung ein größerer Einfluss zu vermuten, allerdings liegt dieser nur bei der stromorientierten Betriebsweise vor, die ein großes Optimierungspotenzial durch die Nutzung verschiedener Anschaltpreise bietet.

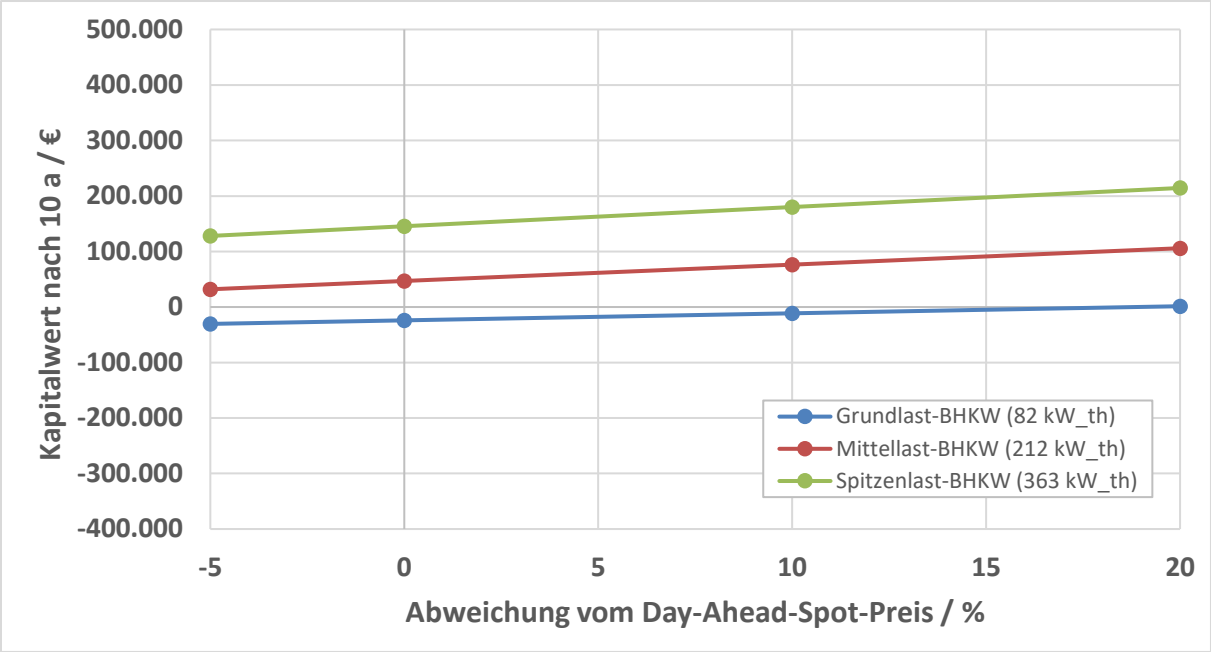

Abbildung 62: Auswirkung des Strompreises auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW)

Verglichen mit dem Erdgas- und Wärmeabsatzpreis weist der Strompreis lediglich eine untergeordnete Rolle bezüglich einer Optimierung des Anlagenbetriebes *bei wärmegeführter Betriebsweise* auf.
Als ökologische Bewertungsparameter werden die CO_2-Emissionen sowie Primärenergiebedarfe der betrachteten Energiesysteme herangezogen und mit einem Referenzsystem verglichen, um den Zusatznutzen der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigen zu können. Die Referenz wird durch die thermische Energieversorgung des Wärmenetzes anhand einer erdgasbefeuerten Kesselanlage mit einem konstanten Wirkungsgrad in Höhe von 90 % dargestellt. Für die wärmegeführt betriebenen BHKW sind entsprechende Ergebnisse in **Abbildung 63** dargestellt.

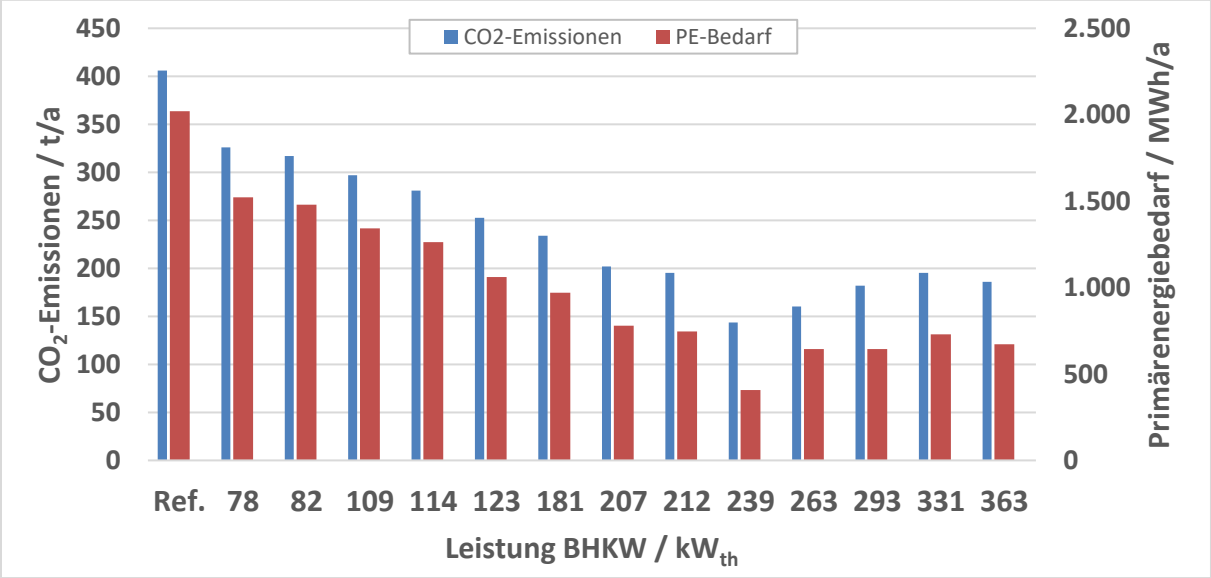

Abbildung 63: CO_2-Emissionen und Primärenergiebedarf aller wärmegeführten BHKW zuzüglich Referenz

Es wird deutlich, dass alle Maßnahmen (BHKW) im Vergleich zur Referenz sowohl geringere CO_2-Emissionen als auch Primärenergiebedarfe aufweisen. Trotz vergleichsweise geringer thermischer Wirkungsgrade der BHKW ist diese Entwicklung auf die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung

zurückzuführen, da der Strom unter Verrechnung des CO_2-Emissionsfaktors des deutschen Strommix bzw. des Wirkungsgrades des deutschen Kraftwerksparks dem System gutgeschrieben werden kann. Mit steigender Leistung lassen sich zudem sinkende CO_2-Emissionen sowie Primärenergiebedarfe bis zu einer gewissen Grenze erkennen. Begründet ist diese Grenze in der Wärmesenkenrestriktion, die eine Reduktion der jährlichen Betriebsstunden mit steigender Leistung impliziert (ab einem Grenzwert steigen CO_2-Emissionen und Primärenergiebedarf mit steigender Leistung der KWK-Anlagen durch sinkende Betriebsstunden wieder an, weil der Anteil der Wärmeversorgung durch den Kessel steigt).
Eine Kombination aus ökologischer und ökonomischer Bewertung stellen die CO_2-Vermeidungskosten dar, welche für die betrachteten Maßnahmen (Wärmenetzversorgung mittels BHKW und Spitzenlastkessel) bei der zuvor beschriebenen Referenz (Wärmenetzversorgung ausschließlich mittels Kesselanlage) in **Abbildung 64** dargestellt sind. Die ermittelten Kosten- und CO_2-Emissionseinsparungen sind im Anhang 12.13 aufgeführt. Wie zu erwarten, ist ein Großteil der CO_2-Vermeidungskosten negativ, was neben einer Emissionsminderung ebenfalls auf eine Kosteneinsparung durch die Maßnahmen im Vergleich zur Referenz zurückzuführen ist. Insgesamt weisen lediglich drei Maßnahmen (folglich drei BHKW) positive Vermeidungskosten auf (in diesen Fällen kann im Vergleich zur Referenz keine Kosteneinsparung erzielt werden).

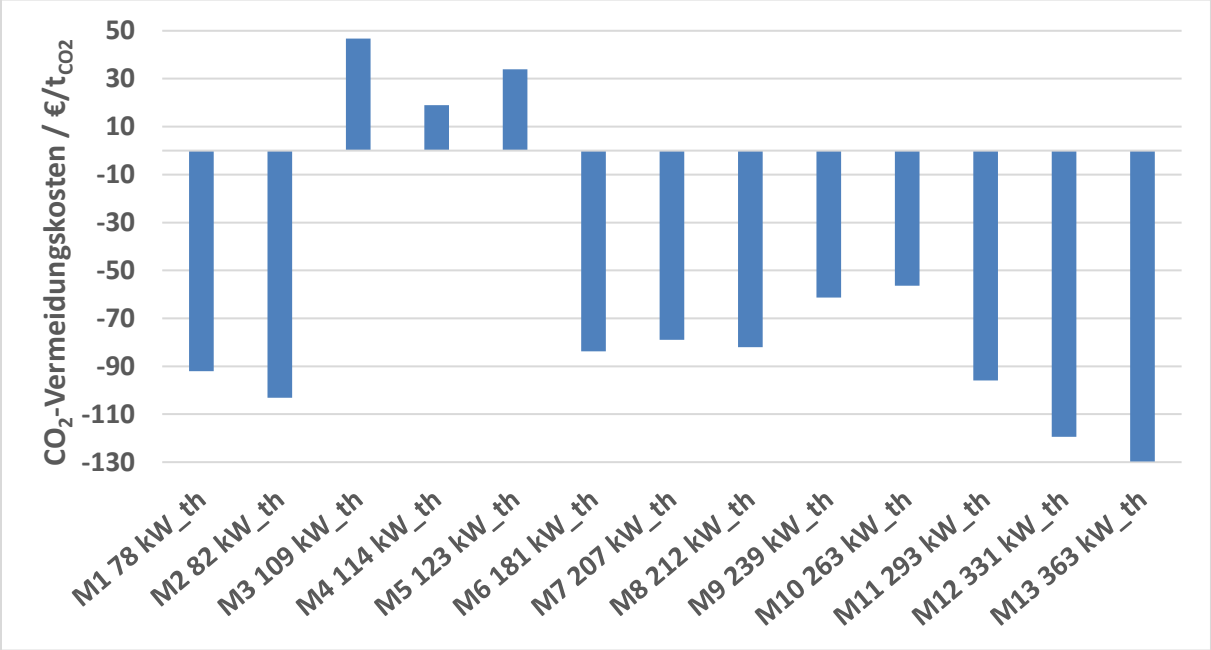

Abbildung 64: CO_2-Vermeidungskosten KWK-Anlagen mit wärmegeführter Betriebsweise

Für die Maßnahmen mit negativen CO_2-Vermeidungskosten und damit quasi Vermeidungsgewinnen ist eine differenzierte Betrachtung nötig. So liegt die Kosteneinsparungen bei Maßnahme 1 bei 7.380 €/a bei einer Reduktion der CO_2-Emissionen um 80,15 t/a. Verglichen mit Maßnahme 10 (13.869 €/a und 245,93 t/a) liegt zunächst die Vermutung nahe, dass Maßnahme 10 bedingt durch die höheren absoluten Werte vorzuziehen ist. Da die CO_2-Vermeidungskosten bzw. -gewinne jedoch das Verhältnis beider Einsparungen beschreiben, sind die CO_2-Vermeidungsgewinne bei Maßnahme 1 um 42 €/t_{CO2} höher, als bei Maßnahme 10.
An dieser Stelle wird bereits deutlich, dass die alleinige Angabe der CO_2-Vermeidungskosten für zwei oder mehreren Maßnahmen nicht ausreichend ist, da durch die Darstellung des *Verhältnisses* von Kosten (-reduktionen) zu CO_2-Einsparungen kein richtiger Vergleich gezogen werden kann. Sollen für mehrere Maßnahmen die CO_2-Vermeidungskosten (bei derselben Referenz) betrachtet werden, so sind die absoluten Werte der zusätzlichen Kosten oder Einsparungen sowie der Reduktion der CO_2-Emissionen zwingend zu berücksichtigen.

Die geringsten Vermeidungskosten weist das System mit dem leistungsstärksten BHKW beschrieben durch Maßnahme 13 auf und ist somit aus ökonomischer und ökologischer Sicht zu empfehlen. Der Gewinn pro eingesparter Tonne an CO_2 liegt in diesem Fall bei 130 €.
Die Berücksichtigung einer CO_2-Steuer basierend auf einem mittleren Zertifikatspreis in Höhe von 36,55 €/t_{CO2} (vgl. Kapitel 3) führt zu den in **Abbildung 65** dargestellten CO_2-Vermeidungskosten, wobei eine Unterscheidung in der Bewertung des im KWK-Prozess erzeugten Stroms berücksichtigt ist. Die Einführung einer einfachen Steuer auf den zur Energieerzeugung verwendeten Brennstoff (im betrachteten Fall sowohl für den Kessel als auch für das BHKW) führt trotz hocheffizienter, gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung zu höheren CO_2-Vermeidungskosten als ohne CO_2-Steuer. Grund hierfür ist der durch den Betrieb einer KWK-Anlage erhöhte Erdgasbezug im Vergleich zur Kesselfeuerung, welcher auf die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme bei einzeln betrachtet geringeren Wirkungsgraden zurückzuführen ist.
Wie auch bei den CO_2-Emissionen und dem Primärenergieverbrauch ist bei einer CO_2-Steuer der doppelte Nutzen durch den hocheffizienten KWK-Prozess folglich zu berücksichtigen.

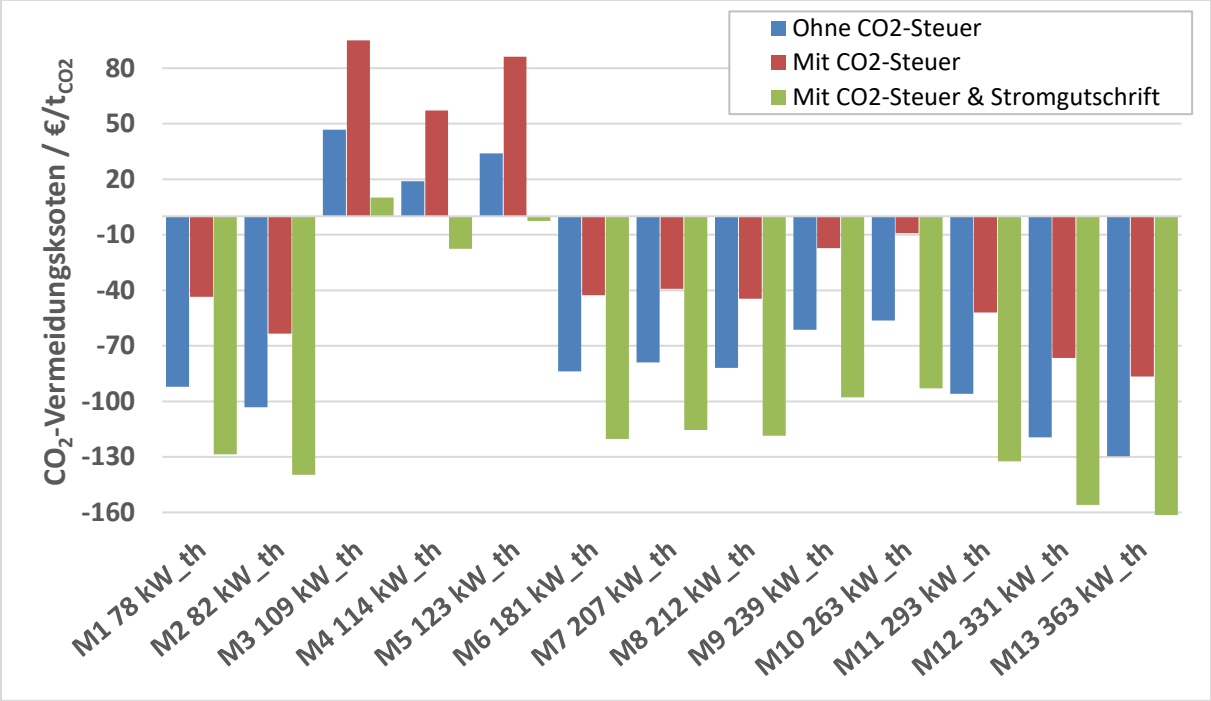

Abbildung 65: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer (wärmegeführte KWK-Anlagen)

Dementsprechend kann eine CO_2-Gutschrift für den KWK-Strom basierend auf dem CO_2-Emissionsfaktor des deutschen Strommix zu einer sinnvolleren Besteuerung führen (vgl. **Abbildung 65**). Durch die CO_2-Gutschrift auf den im KWK-Prozess erzeugten Strom weisen die betrachteten KWK-Anlagen bei Einführung einer CO_2-Steuer die geringsten CO_2-Vermeidungskosten auf. Die Verrechnung der CO_2-Steuer sollte in Bezug auf KWK-Anlagen folglich auf die um die Stromgutschrift reduzierte CO_2-Emission erfolgen, um der hocheffizienten, gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung Rechnung zu tragen.

5.2.2 Stromorientierte Betriebsweise der KWK-Anlagen

Die Logik der stromorientierten Betriebsweise wurde bereits in Kapitel 4.2.1 beschrieben. In **Abbildung 66** ist für einen Ausschnitt von fünf Wintertagen (Starklast) der Betrieb eines BHKW bei der stromorientierten Betriebsweise für einen Anschaltpreis in Höhe von 3,4189 ct/kWh (mittlerer

Börsenpreis für Grundlaststrom im Jahr 2017) dargestellt. Es wird deutlich, dass, auch wenn bezüglich der Wärmesenkenrestriktion der Betrieb möglich wäre, das BHKW immer nur dann genutzt werden kann, wenn der Anschaltpreis überschritten wird.

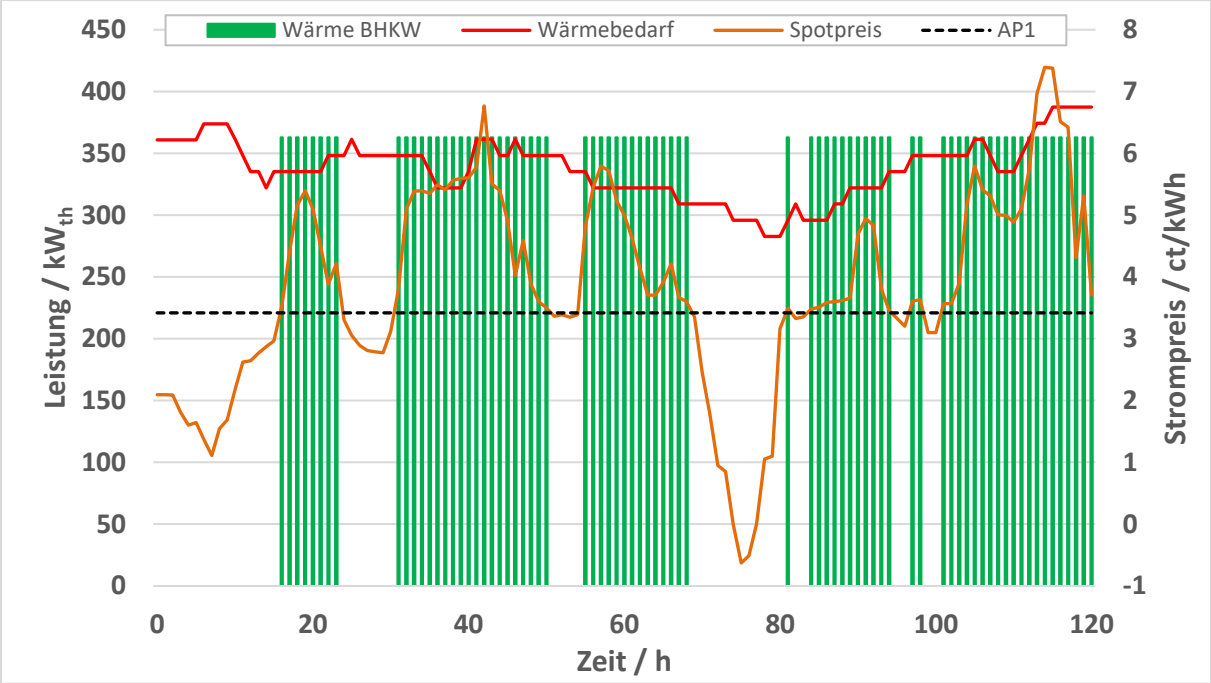

Abbildung 66: Betrieb Spitzenlast-BHKW bei stromorientierter Betriebsweise (fünf Starklasttage)

Ebenso gilt umgekehrt im Sommerlastfall, dass das BHKW trotz Überschreitung des AP1 nur bei ausreichender Wärmesenke in Betrieb genommen werden kann. Die Höhe des definierten Anschaltpreises 1 hat wie zu erwarten deutliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Wird der Preis zu niedrig angesetzt, so ergibt sich kaum ein Unterschied zur wärmegeführten Betriebsweise (es werden lediglich Betriebszeiten mit negativen Strompreisen vermieden). Ein zu hoher Preis verhindert möglicherweise den wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlage. Aus diesem Grund muss bei der Bestimmung des Anschaltpreises prinzipiell für jedes betrachtete System ein iterativer Ermittlungsprozess erfolgen.
Abbildung 67 zeigt unter Berücksichtigung der Börsenstrompreise aus dem Jahr 2017 die mögliche Betriebsdauer der BHKW, wenn als Restriktion lediglich der Anschaltpreis unabhängig von der verfügbaren Wärmesenke betrachtet wird.

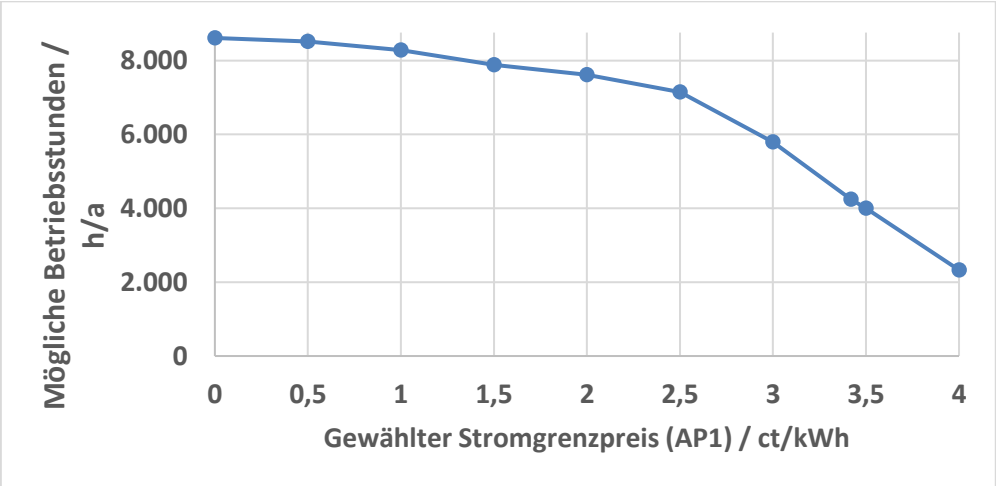

Abbildung 67: Mögliche Betriebsstunden bei verschiedenen AP1 (ohne Wärmesenkenrestriktion)

Dementsprechend wäre der Betrieb bei einem Anschaltpreis in Höhe von 0 ct/kWh in 8.614 Stunden im betrachteten Jahr möglich (im Jahr 2017 sind somit in 146 Stunden negative Strompreise zu verzeichnen). Mit steigendem Anschaltpreis sinkt die potenzielle Einsatzzeit der KWK-Anlage (bei konstanten Strompreisen), woraus ersichtlich wird, dass ein optimaler Preis für jede betrachtete Anlage ermittelt werden kann.
Um in einem ersten Schritt die Auswirkungen dieser Betriebsweise auf alle KWK-Anlagen beschreiben zu können, sind in **Abbildung 68** neben den Ergebnissen der wärmegeführten Betriebsweise ebenso die Kapitalwerte für die betrachteten Systeme bei stromorientierter Betriebsweise für einen Anschaltpreis in Höhe von 3,1984 ct/kWh dargestellt.

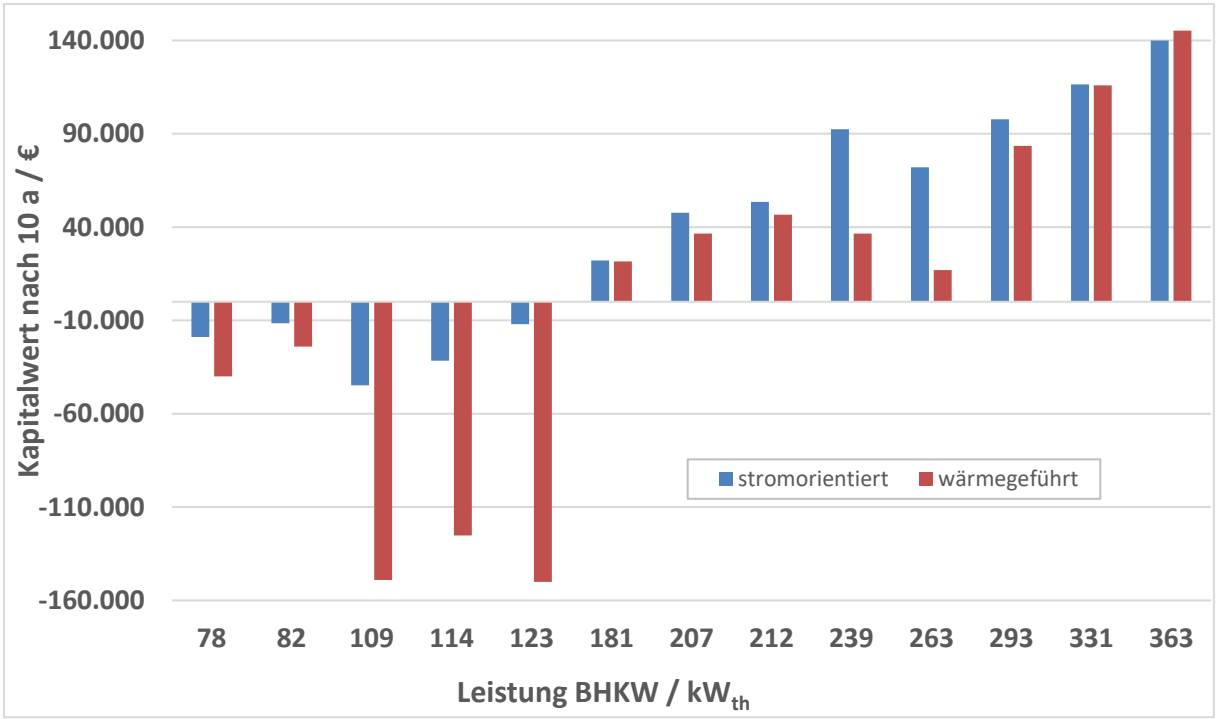

Abbildung 68: Kapitalwert verschiedener BHKW bei stromorientierter und wärmegeführter Betriebsweise

Zunächst lässt sich feststellen, dass im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise im Schnitt deutlich höhere Kapitalwerte vorliegen. Eine Ausnahme stellt das Spitzenlast-BHKW dar, welches durch die zusätzliche Restriktion an Volllaststunden verliert und deshalb einen geringeren Kapitalwert bei stromorientierter Betriebsweise aufweist.
Die Annahme eines generellen Anschaltpreises ohne Berücksichtigung aller weiteren Rahmenbedingungen ist bedingt durch die Vielzahl an Einflussgrößen und Abhängigkeiten nicht zielführend. Aus diesem Grund wurden für alle betrachteten BHKW die Auswirkungen verschiedener Anschaltpreise auf den Kapitalwert nach zehn Jahren untersucht. Die Ergebnisse sind für die sieben leistungsstärksten BHKW mit positivem Kapitalwert in **Abbildung 69** dargestellt.
Alle Anlagen weisen einen Anschaltpreis auf, ab welchem der Kapitalwert für die Investition in das Gesamtsystem stark bis teilweise hin zu negativen Werten abfällt. Diese Entwicklung ist erneut auf den für den Investitionszuschuss in das Wärmenetz essentiellen KWK-Wärmedeckungsgrad in Höhe von 75 % zurückzuführen.

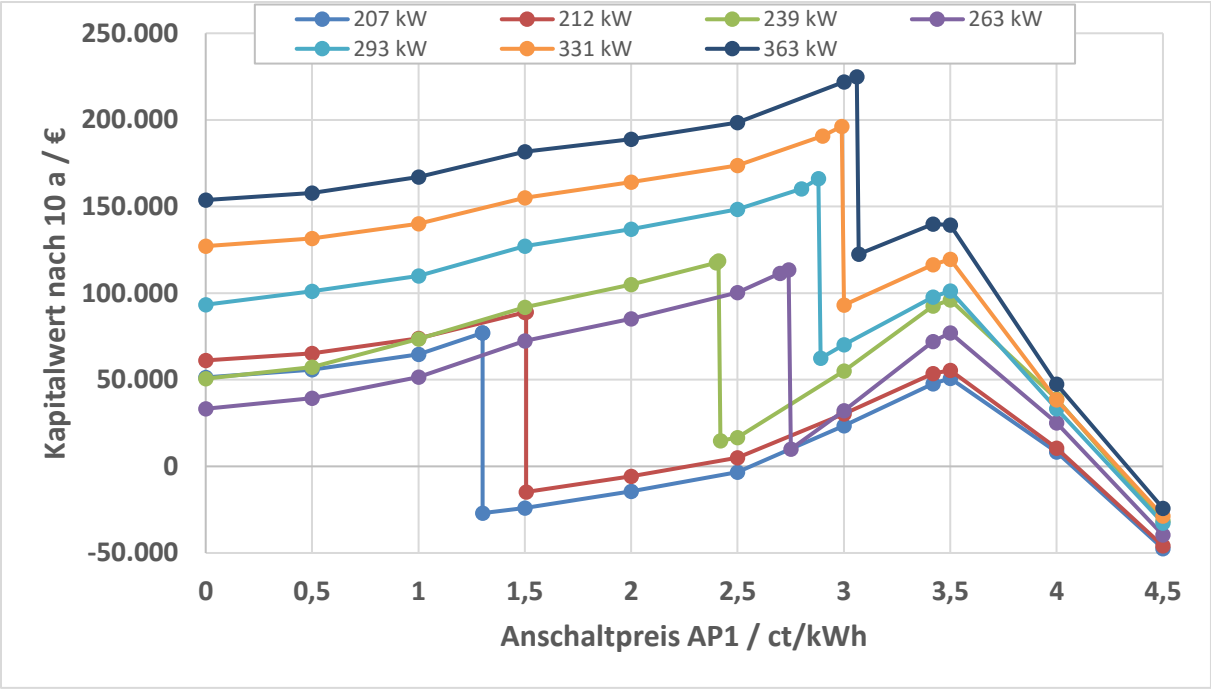

Abbildung 69: Kapitalwerte nach zehn Jahren bei verschiedenen AP1

Hohe Wärmedeckungsgrade können je nach Anlagenleistung nur durch längere Laufzeiten der KWK-Anlagen erreicht werden. Wird durch einen zu hoch gewählten Anschaltpreis deren Laufzeit allerdings so weit reduziert, dass der erforderliche Wärmedeckungsgrad nicht erreicht wird, so hat der Wegfall des Investitionszuschusses deutliche Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb der betrachteten Systeme.

Des Weiteren wird anhand von **Abbildung 69** deutlich, dass der höchste Kapitalwert mit der leistungsstärksten Anlage bei einem Anschaltpreis in Höhe von 3,06 ct/kWh[19] erreicht werden kann.

Wie bereits beschrieben, hat die Wärmespeicherkapazität einen wesentlichen Einfluss auf den Betrieb der regelbaren Erzeugungsanlagen. Da für die vorliegenden Simulationen auf eine vergleichsweise rudimentäre Vorgehensweise zur Wärmespeicherauslegung zurückgegriffen wurde, soll die Speicherkapazität variiert werden, um zu prüfen, ob eine Optimierung des Ergebnisses möglich ist.

In **Abbildung 70** sind die Auswirkungen verschiedener Wärmespeicherkapazitäten auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems unter Berücksichtigung des Spitzenlast-BHKW (P_{th} = 363 kW, P_{el} = 238 kW, η_{th} = 54 %, η_{el} = 36 %) dargestellt.

Für diesen Fall kann eine optimale Speicherkapazität, welche der Speicherfähigkeit der Wärmeerzeugung des BHKW in Höhe von zwei Stunden entspricht, bestätigt werden. Größere Speicher führen zu einer Reduktion des Kapitalwertes nach zehn Jahren. Vergleicht man die Speichergrößen 2 und 6 (Stunden Pufferung der BHKW-Wärmeerzeugung in Volllast), so stehen bei einem größeren Speicher knapp 51.170 € Mehrerlöse durch die Stromeinspeisung zusätzlichen Kosten (Brennstoffkosten, BHKW-Wartungskosten, Investitionskosten in den Wärmespeicher) in Höhe von knapp 63.140 € in zehn Jahren gegenüber.

[19] Dieses Ergebnis gilt unter Berücksichtigung der Börsenstrompreise aus dem Jahr 2017 sowie einer Wärmespeicherkapazität, welche eine Pufferung der Wärme aus dem BHKW bei Nennlast für zwei Stunden ermöglicht.

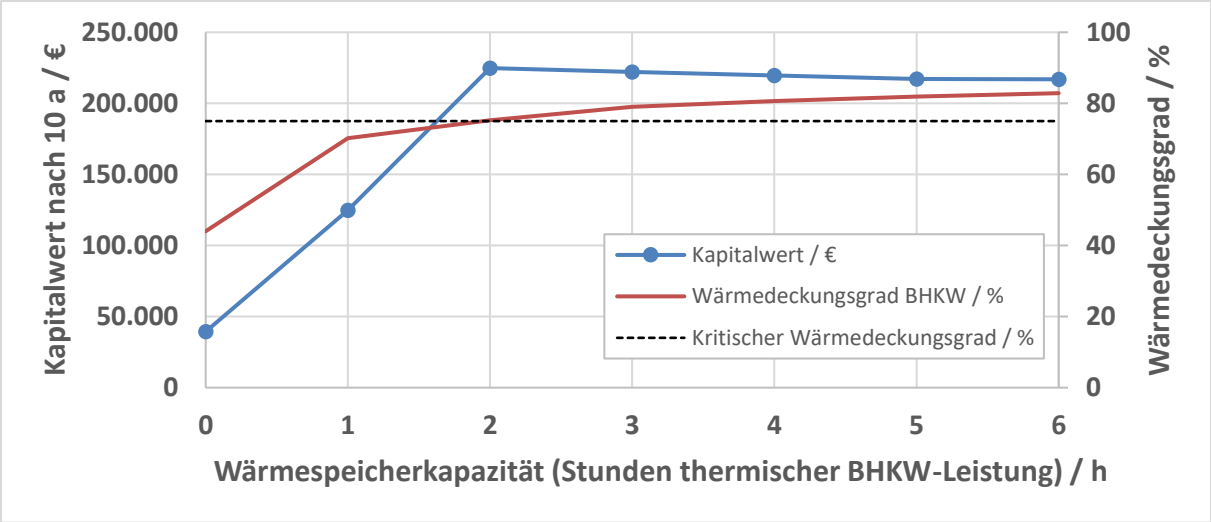

Abbildung 70: Kapitalwert nach zehn Jahren und Wärmedeckungsgrad Spitzenlast-BHKW bei unterschiedlichen Wärmespeicherkapazitäten

Aus finanzieller Sicht kann folglich eine optimale Speichergröße für jede Anlagenkombination ermittelt werden.
Aus energetischer und ökologischer Sicht ergibt sich jedoch eine entgegengesetzte Entwicklung. Wie in **Abbildung 71** dargestellt, steigt mit der Wärmespeicherkapazität ebenso die Wärmeerzeugung durch die KWK-Anlage, da die Wärmesenkenrestriktion seltener greift (unter der Voraussetzung, dass der Wärmespeicher nicht durch den Spitzenlastkessel (SLK) gespeist wird).

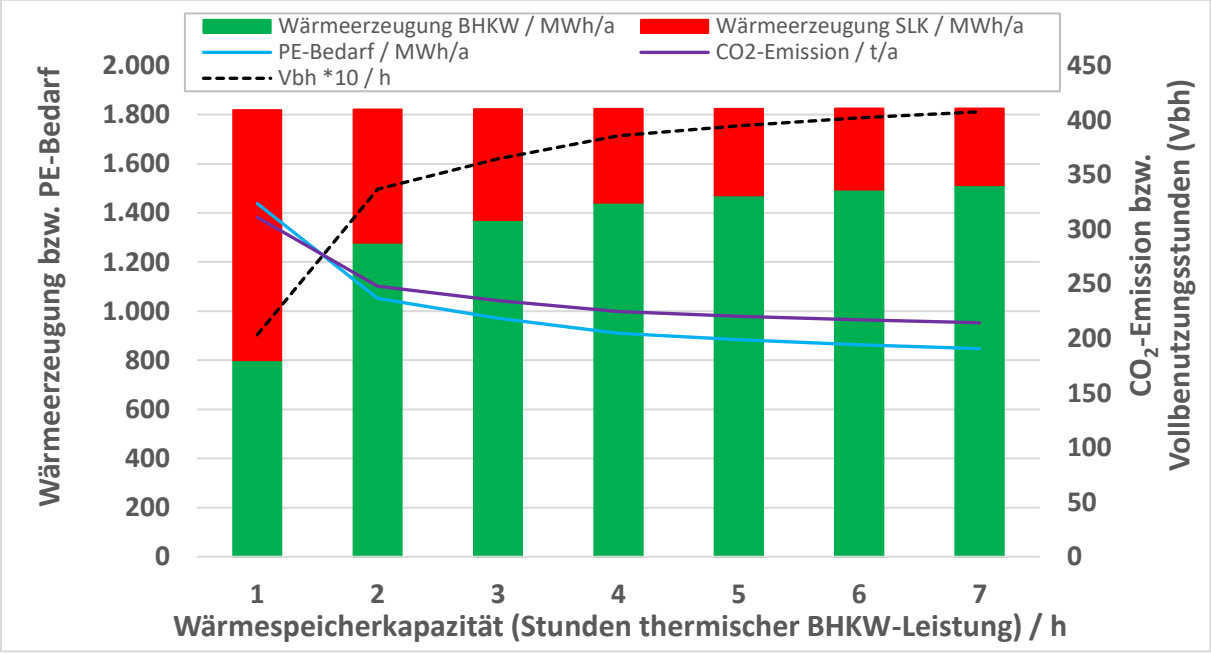

Abbildung 71: Ökologische Auswirkungen verschiedener Wärmespeicherkapazitäten (Spitzenlast-BHKW)

Theoretisch ist durch die Kombination eines Spitzenlast-BHKW mit einem großen Wärmespeicher bei einem passenden Wärmebedarfslastgang sowie einer passenden Stromkennzahl der KWK-Anlage unter Vernachlässigung von Wartungs- und Ausfallzeiten ein Wärmedeckungsgrad durch KWK in Höhe von 100 % möglich. Mit steigendem KWK-Wärmedeckungsgrad sinken ebenso die jährlichen CO_2-Emissionen und der jährliche Primärenergiebedarf. Grund dafür ist die Verrechnung des KWK-Stroms

durch Gutschrift in Bezug auf die zuvor genannten Kennzahlen. Vor diesem Hintergrund erweisen sich für die betrachteten Fälle größere Wärmespeicher als ökologisch effizienter. In der Praxis sind weitere Kriterien wie beispielsweise die Platzverfügbarkeit bei der Speicherdimensionierung zu berücksichtigen.
Für das Spitzenlast-BHKW sind des Weiteren die Auswirkungen verschiedener Anschaltpreise AP1 und AP2 auf den Kapitalwert anhand von **Abbildung 72** dargestellt. Als AP1 wurde der für das Spitzenlast-BHKW optimale Preis in Höhe von 3,06 ct/kWh als fixer Wert gewählt. Durch eine Variation von AP2 wird das Verhältnis von AP2 zu AP1 verändert.

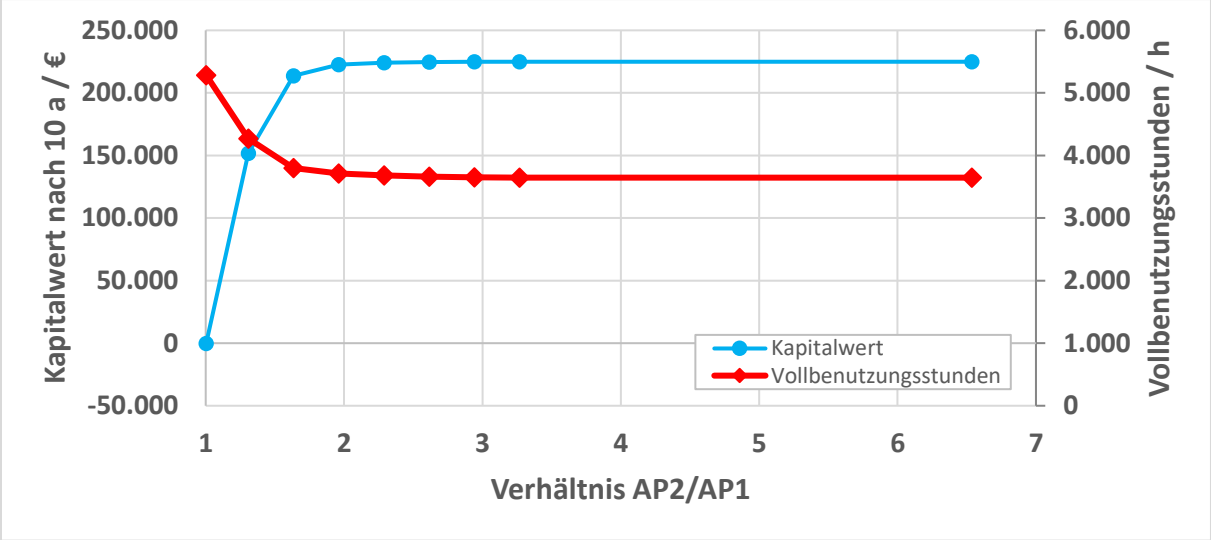

Abbildung 72: Kapitalwerte nach zehn Jahren und Vollbenutzungsstunden bei steigendem Verhältnis AP2 zu AP1 (Spitzenlast-BHKW)

An dieser Stelle wird bereits deutlich, dass das Verhältnis der beiden Anschaltpreise zueinander ausschlaggebend ist. Je näher dieses Verhältnis beschrieben durch $AP2 \cdot AP1^{-1}$ in Richtung Eins geht, umso weniger KWK-Wärme wird zur Wärmeversorgung genutzt, da die Wärmesenkenrestriktion vernachlässigt wird, sobald der AP2 überschritten wird. Da mit Hilfe des Anschaltpreis 2 allerdings lediglich Spitzenstrompreise nutzbar gemacht werden sollen, ist ein entsprechend hoher Preis anzusetzen.
Anhand von **Abbildung 72** wird deutlich, dass der Mehrwert dieser Maßnahme für das betrachtete System ausgesprochen gering ist. Insgesamt lässt sich der Kapitalwert durch einen Anschaltpreis 2 in Höhe von 9 ct/kWh (entspricht einem Verhältnis AP2 zu AP1 von 2,94) um lediglich 106 € bei einem Betrachtungszeitraum von zehn Jahren steigern. Da die Strommenge, welche zu Zeiten ohne Erfüllung der Wärmesenkenrestriktion eingespeist wurde, in der CO_2-Emissionsbilanz sowie der Berechnung des Primärenergiebedarfes keine Berücksichtigung finden darf (kein KWK-Betrieb des BHKW), wirkt sich diese Betriebsweise negativ auf diese Kennzahlen aus. Allerdings sind auch diese Ergebnisse für den betrachteten Fall mit einer Steigerung der CO_2-Emissionen um nur 0,34 t/a und des Primärenergiebedarfes um nur 1,65 MWh nicht signifikant. Bei einer möglichen Steigerung der Strompreisspitzen gewinnt diese Betriebsweise in Zukunft jedoch deutlich an Bedeutung.
Für die stromorientiert betriebenen BHKW sind die CO_2-Vermeidungskosten für zwei AP1 in **Abbildung 73** dargestellt (mittlerer Börsenpreis aus dem Jahr 2017 für Grundlaststrom und optimierter AP1). Als Referenz wird wie auch bei der wärmegeführten Betriebsweise die reine Wärmeerzeugung mittels Kessel ohne zusätzliche Stromerlöse und Zuschlagszahlungen betrachtet.

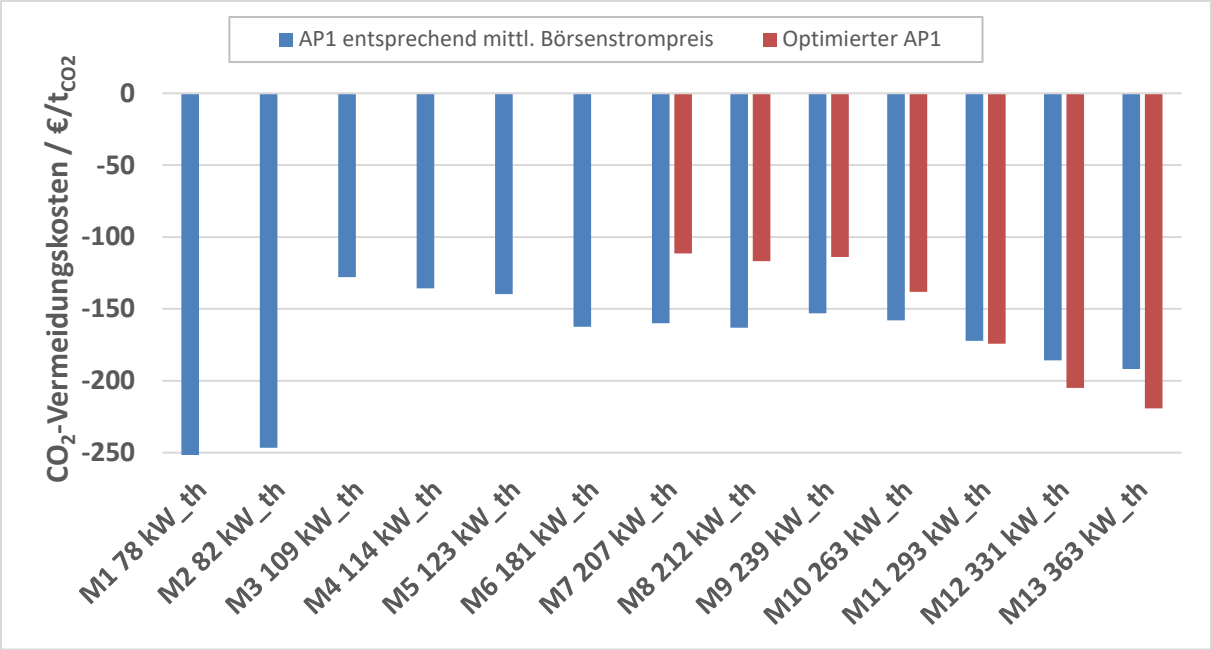

Abbildung 73: CO_2-Vermeidungskosten KWK-Anlagen mit stromorientierter Fahrweise

Die geringsten CO_2-Vermeidungskosten ergeben sich für die Grundlast-Anlagen, was auf die Darstellung des Verhältnisses von Kosten(-einsparung) zu Emissionsminderung zurückzuführen ist. So liegt zwar die größte CO_2-Emissionsminderung von knapp 224 t/a bei der Maßnahme M9 und die größte Kostenreduktion bei 37.622 €/a bei Maßnahme M13 (beide Werte bei optimiertem Anschaltpreis), dennoch ist das optimale Verhältnis beider Kennzahlen mit ca. -252 €/t_{CO2} bei Maßnahme M1 mit einem AP1 in Höhe des mittleren Strompreises aus dem Jahr 2017 zu finden.
Die Berücksichtigung einer CO_2-Steuer führt wie auch bei der wärmegeführten Betriebsweise zu höheren CO_2-Vermeidungkosten, wenn keine Gutschrift für den im KWK-Prozess erzeugten Strom erfolgt. Eine entsprechende Abbildung findet sich im Anhang 12.13 (**Abbildung 124**). An dieser Stelle soll die Notwendigkeit einer Stromgutschrift bei der Einführung einer CO_2-Steuer erneut unterstrichen werden, da nur auf diese Weise eine Berücksichtigung der Hocheffizienz des KWK-Prozesses im Vergleich zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung erfolgen kann.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Ein Großteil der betrachteten Kombinationen aus wärmegeführter KWK-Anlage, Wärmespeicher, Spitzenlastkessel und Wärmenetz weist einen positiven Kapitalwert nach zehn Jahren auf, der im Wesentlichen vom Wärmedeckungsgrad der KWK-Anlage, vom Erdgaspreis und vom Wärmeabsatzpreis abhängig ist. Die Berücksichtigung einer Gutschrift für den KWK-Strom führt zu Primärenergie- und CO_2-Emissionseinsparungen durch den KWK-Anlagenbetrieb im Vergleich zu einer reinen Kesselfeuerung.
- Die Nutzung einer stromorientierten Fahrweise bietet ein hohes Potenzial zur wirtschaftlichen Optimierung des Anlagenbetriebes. Mit steigenden Strompreisspitzen gewinnt ebenso die Nutzung des AP2 an Bedeutung.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Bei der Nutzung einer Kesselfeuerung als Referenz weist ein Großteil der betrachteten Maßnahmen (wärmegeführtes bzw. stromorientiertes BHKW mit Wärmespeicher und Spitzenlastkessel) bedingt durch Stromerlöse, Investitionszuschüsse und Zuschlagszahlungen nach dem KWKG negative CO_2-Vermeidungskosten auf.
- Das Heranziehen von CO_2-Vermeidungskosten eignet sich zur ökonomischen und ökologischen Effizienzbewertung von Energieversorgungssystemen. Allerdings ist durch die Darstellung des Verhältnisses von Kosten(-einsparung) zu CO_2-Emissionsminderung eine detaillierte Betrachtung beider absoluten Werte von besonderer Bedeutung, da nicht zwingend die Maßnahme mit den absolut höchsten Einsparungen auch die geringsten CO_2-Vermeidungskosten aufweist.
- Bei der Einführung einer CO_2-Steuer ist eine Stromgutschrift für KWK-Anlagen zur korrekten Bewertung des hocheffizienten Betriebs essentiell.

5.3 Szenario *Erneuerbare Erzeugung mittels Solarthermie* (EE 1)

Das in Kapitel 5.2 betrachtete Szenario KON soll im Folgenden um solarthermische Wärmeerzeugung ergänzt werden, woraus sich eine Vielzahl weiterer möglicher Parameterkombinationen ergibt. Um diese zu begrenzen, erfolgt zur Untersuchung der Auswirkung auf den Betrieb von regelbaren Bestandsanlagen eine Modellierung von Solarthermieanlagen verschiedener Größen in Kombination mit den Varianten Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlast-BHKW (vgl. Kapitel 5.2, $P_{th,Grundlast\text{-}BHKW}$ = 82 kW, $P_{th,Mittellast\text{-}BHKW}$ = 212 kW, $P_{th,Spitzenlast\text{-}BHKW}$ = 363 kW).
Mit steigender Anzahl an Erzeugungsanlagen nimmt die Bedeutung eines (multifunktionalen) Wärmespeichers zu. Aus diesem Grund sind in Abhängigkeit der Kollektorfläche und der thermischen Leistung der KWK-Anlagen die Kapazität und die Betriebsstrategie des Wärmespeichers für einen effizienten Betrieb von regelbaren und fluktuierenden Erzeugungsanlagen anzupassen. Für die solaren Strahlungsdaten werden standortspezifische Werte des TRY 2015 herangezogen [83].
Um möglichst allgemeingültige Aussagen treffen zu können, sollen Kollektorfelder unterschiedlicher Größe betrachtet werden. Im Wesentlichen wird die Größe des Kollektorfeldes besonders im urbanen Raum von der verfügbaren Fläche bestimmt. Da es sich bei dem betrachteten Quartier um ein dicht besiedeltes Stadtgebiet ohne verfügbare Freiflächen handelt, sollen zunächst die Dachflächen in Betracht gezogen werden.
Solarthermieanlagen können in Wärmenetzsystemen in sieben verschiedene Typen aufgeteilt werden, deren Anlagenportfolio sich nach Größe, Erzeugungs- sowie Einbindungskonzept unterscheiden. Für das betrachtete Quartier soll das Konzept Typ 1 “Solare Wärmenetze zur Quartiersversorgung“ in Kombination mit Typ 5 “Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung […]“ (bezogen auf die betrachteten Erzeugungsanlagen) angenommen werden. Bei Typ 1 handelt es sich um Wärmenetze mit im Vergleich zu konventionellen Netzen geringen Betriebstemperaturen bei einer bedingt durch mangelnde Platzverfügbarkeit dezentralen Erzeugung solarthermischer Wärme. Die typische Wärmeabgabe des gesamten Netzes liegt für Typ 1 zwischen 0,5 und 10 GWh/a (1,8 GWh/a für das betrachtete Quartier). Bei Typ 5 wird ein großvolumiger Multifunktionsspeicher als zentrales Element des Energieversorgungssystems in den Vordergrund gestellt, der neben einem flexiblen

(strompreisgeführten) Betrieb der KWK-Anlagen ebenso eine Nutzung der solaren Wärme in der Heizperiode ermöglicht. So können solare Deckungsgrade von bis zu 50 % erreicht werden. [24]
Die einzelnen Flächen der betrachteten Gebäude sind anhand von **Abbildung 74** dargestellt und in zusammenhängende Blöcke zur anschließenden Kombination von solarthermischen Wärmeerzeugern aufgeteilt.

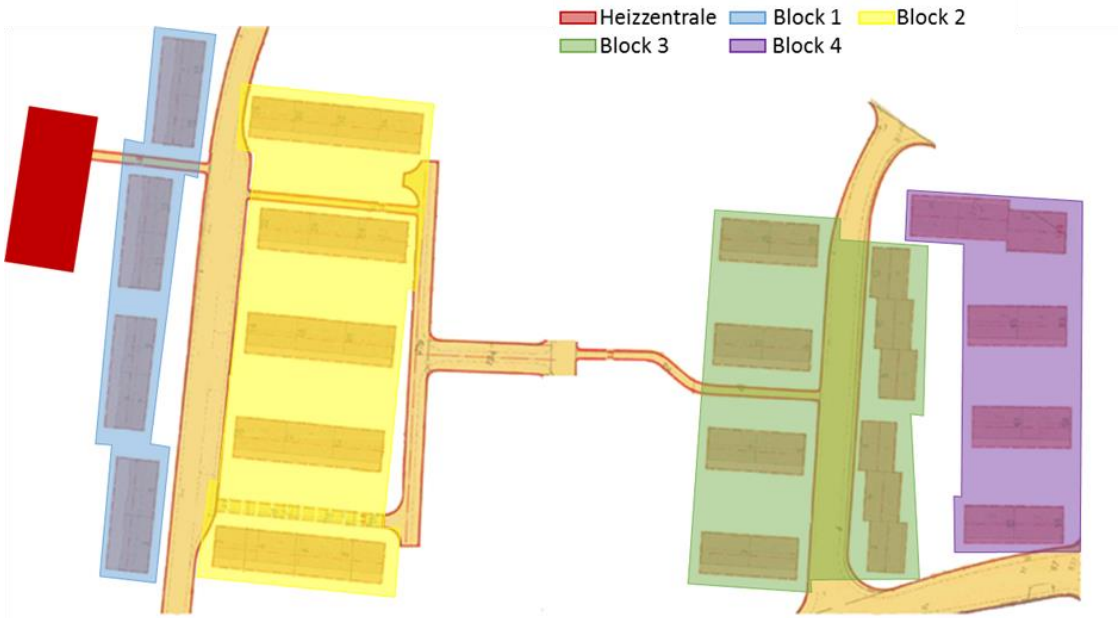

Abbildung 74: Potenzielle Dachflächen für Solarthermieanlagen im Wärmenetzgebiet

Geht man im betrachteten Quartier von einer Flachdachbebauung aus, ergibt sich eine potenzielle Dachfläche von 11.396 m². Hierbei werden lediglich geeignete Dächer von wärmenetzversorgten Objekten im direkten räumlichen Zusammenhang betrachtet. Die Berücksichtigung eines Sicherheitsabschlages der Dachflächen durch einen Abstand in Höhe von 0,5 m von der Dachkante führt zu einer Nutzfläche in Höhe von 9.438 m². Für jede Dachfläche ist in Abhängigkeit der Breite und Länge der Gebäude die mögliche Anzahl an Kollektoren unter Berücksichtigung der Kollektorgeometrie zu ermitteln. An dieser Stelle muss der benötigte Abstand zwischen den geneigten Kollektoren beachtet werden, der zur Vermeidung einer gegenseitigen Verschattung einzuhalten ist (**Abbildung 75**). Ein optimaler Abstand L kann in Abhängigkeit der geographischen Breite und der Länge der um den Winkel β geneigten Kollektorfläche b bestimmt werden [122].

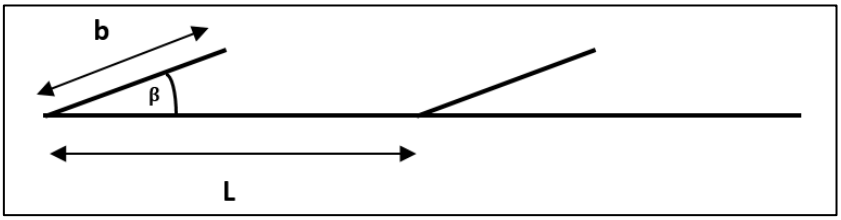

Abbildung 75: Minimaler Kollektorabstand in Abhängigkeit des Neigungswinkels zur Vermeidung von Verschattung, eigene Darstellung nach [122]

Für mitteleuropäische Verhältnisse (Breitengrad von 50 °) ist die Länge der geneigten Kollektorfläche b mit dem Faktor 3,2 zu verrechnen [122]. Als Kollektoren werden Vakuumröhrenkollektoren VTK 1140/2[20] der Firma Vaillant mit einer Breite von 1,653 m und einer Länge von 1,392 m betrachtet.

[20] Weitere technische Parameter des Kollektors finden sich im Anhang 12.14.

Die mit diesem Kollektortyp möglichen Flächen für die einzelnen Blöcke aus **Abbildung 74** sind im Anhang 12.14 in **Tabelle 20** dargestellt. Es ergeben sich verschiedene Kombinationsmöglichkeiten, deren maximale Bruttokollektorfläche bei 3.022 m² liegt.
Für die folgenden Simulationsrechnungen werden die in **Tabelle 9** dargestellten Bruttokollektorflächen betrachtet. Die dargestellte, theoretische Nennleistung der Solarthermieanlage gilt für eine ideale Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebung von 0 K bei einer solaren Bestrahlungsstärke von 1 kW/m² für die Vakuumröhrenkollektoren VTK 1140/2 der Firma Vaillant.

Bruttokollektorfläche m²	**Kollektoren**	**Aperturfläche m²**	**P_{th} kW**
100	43	85,57	54,95
200	87	173,13	111,19
400	174	346,26	222,37
600	261	519,39	333,56
800	348	692,52	444,74
1.000	435	865,65	555,93
1.200	522	1.038,78	667,12
1.400	609	1.211,91	778,3
1.600	696	1.385,04	889,49
1.800	783	1.558,17	1.000,67
2.000	870	1.731,3	1.111,86
2.200	957	1.904,43	1.223,05
2.400	1.043	2.075,57	1.332,95

Tabelle 9: Technische Kennzahlen der betrachteten Solarkollektoranlagen

Da sowohl die Auslegung als auch der Betrieb des Wärmespeichers signifikante Auswirkungen auf den Betrieb der regelbaren und fluktuierenden Erzeugungsanlagen haben, soll im Folgenden zwischen drei Auslegungsansätzen und fünf verschiedenen Betriebsstrategien des Wärmespeichers unterschieden werden. Zunächst erfolgt die Betrachtung eines *saisonalen Wärmespeichers*, dessen Kapazität knapp 68.000 kWh beträgt. Anschließend sollen die in der Praxis üblichen Speicher zur Überbrückung eines Tages- bzw. Wochenendwärmebedarfes (*Tages- und Wochenendspeicher*, Kapazität in Höhe von 7.000 bzw. 12.000 kWh) unter der Nutzung verschiedener Betriebsstrategien bewertet werden.
Ziel ist es, Möglichkeiten zur Erhöhung des solaren Wärmedeckungsgrades[21] bei geringen Wärmespeicherkapazitäten (und dementsprechend auch -volumina) zu identifizieren. Eine (Teil-) Übersicht der zu untersuchenden Kombinationen ist in **Abbildung 76** dargestellt.
Durch die Betrachtung von KWK-Anlagen drei verschiedener Leistungsklassen mit je zwei Betriebsweisen, drei verschiedenen Wärmespeicherkapazitäten und insgesamt 13 Kollektorflächen der Solarthermieanlagen ergeben sich 234 verschiedene Simulationsdurchgänge. Da für Tages- und Wochenendwärmespeicher vier zusätzliche Betriebsstrategien betrachtet werden, kommen trotz Reduktion auf lediglich sechs verschiedene Kollektorflächen 288 weitere Simulationsdurchgänge durch unterschiedliche Kombinationen hinzu.

[21] Der solare Wärmedeckungsgrad (auch solare Deckungsgrad) beschreibt den Anteil der Deckung des Wärmebedarfes durch solarthermische Wärmeerzeuger.

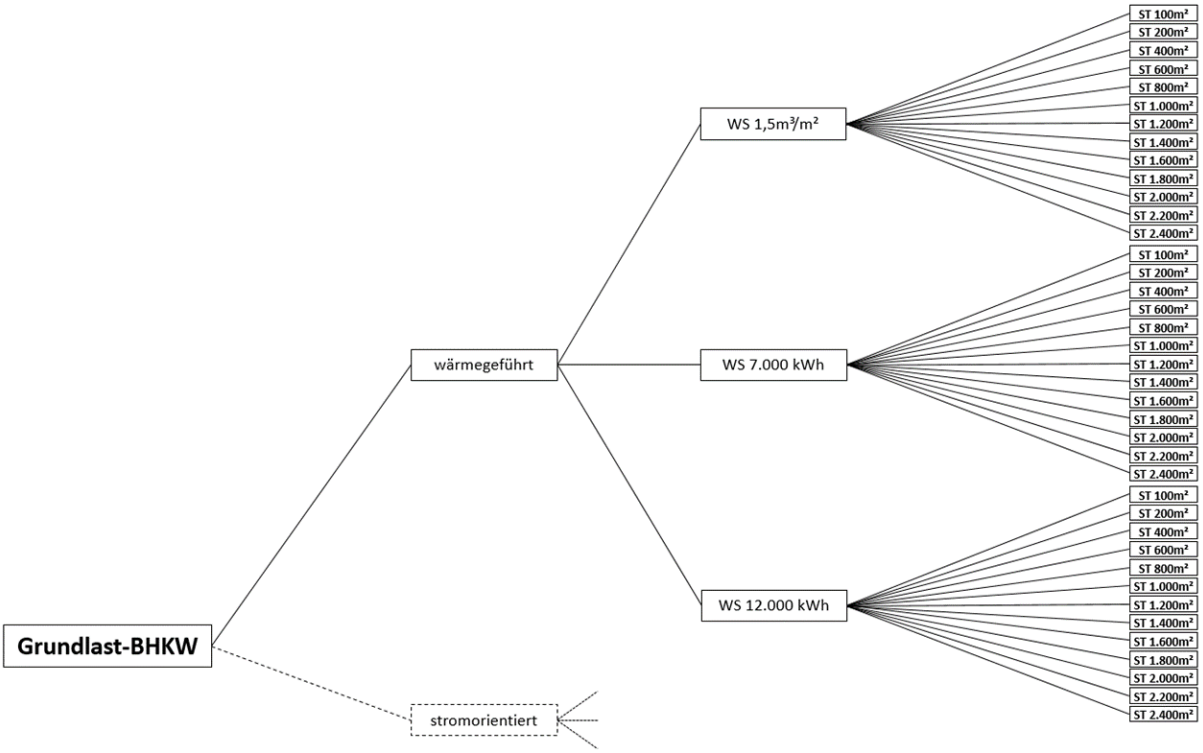

Abbildung 76: Übersicht der simulierten Kombinationen mit Grundlast-BHKW (Ausschnitt)

5.3.1 Betrieb mit saisonalem Wärmespeicher

Mit Hilfe von saisonalen Wärmespeichern soll der solare Wärmedeckungsgrad durch die Nutzung von erneuerbarer Wärme auch in den Wintermonaten maximiert werden. Je nach Speichertechnologie ist hierfür ein entsprechender Platzbedarf von Nöten, der die Realisierung in urbanen Gebieten deutlich einschränkt. Die Größe von sensiblen, saisonalen Wärmespeichern wird anhand eines spezifischen Volumen in Höhe von 1,5 $m^3/m^2_{Kollektorfläche}$ bestimmt (vgl. Kapitel 2.1.2) [1]. Somit ergeben sich für die betrachteten Kollektorflächen die in **Tabelle 10** dargestellten Speichervolumina.

Bruttokollektorfläche m^2	**Kollektoren**	**Wärmespeichervolumen m^3**
100	43	150
200	87	200
400	174	600
600	261	900
800	348	1.200
1.000	435	1.500
1.200	522	1.800
1.400	609	2.100
1.600	696	2.400
1.800	783	2.700
2.000	870	3.000
2.200	957	3.300
2.400	1.043	3.600

Tabelle 10: Volumina saisonaler Wärmespeicher als Funktion der Bruttokollektorfläche von Solarthermieanlagen

Für die folgenden Simulationen werden die Be- und Entladezeiten der betrachteten Wärmespeicher wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben als ideal angenommen.
Ohne den Betrieb einer KWK-Anlage ist im Wesentlichen in den Sommermonaten mit hohen Speicherfüllständen durch solarthermische Wärmeerzeugung zu rechnen, da eine Speicherfüllung durch Kesselanlagen nicht erfolgt. In diesem Fall ist die Realisierung eines großen Speichervolumens ohne eine aufwendige Betriebsstrategie des Wärmespeichers möglich und energetisch sinnvoll. Werden jedoch wie in den vorliegenden Simulationsrechnungen Kombinationen aus KWK- und Solarthermieanlagen betrachtet, so kann je nach Speicherstrategie die Speicherfüllung durch KWK-Anlagen in den Winter- und Übergangsmonaten den solaren Deckungsgrad beeinträchtigen.
In **Abbildung 77** und **Abbildung 78** sind exemplarisch die Wärmeerzeugung sowie der Wärmespeicherfüllstand für den Monat Januar unter Berücksichtigung des Mittellast- sowie des Spitzenlast-BHKW für eine Kollektorfläche von 800 m² und ein Wärmespeichervolumen in Höhe von 1.200 m³ (Wärmespeicherkapazität ca. 68,5 MWh) bei einer wärmegeführten KWK-Betriebsweise dargestellt.

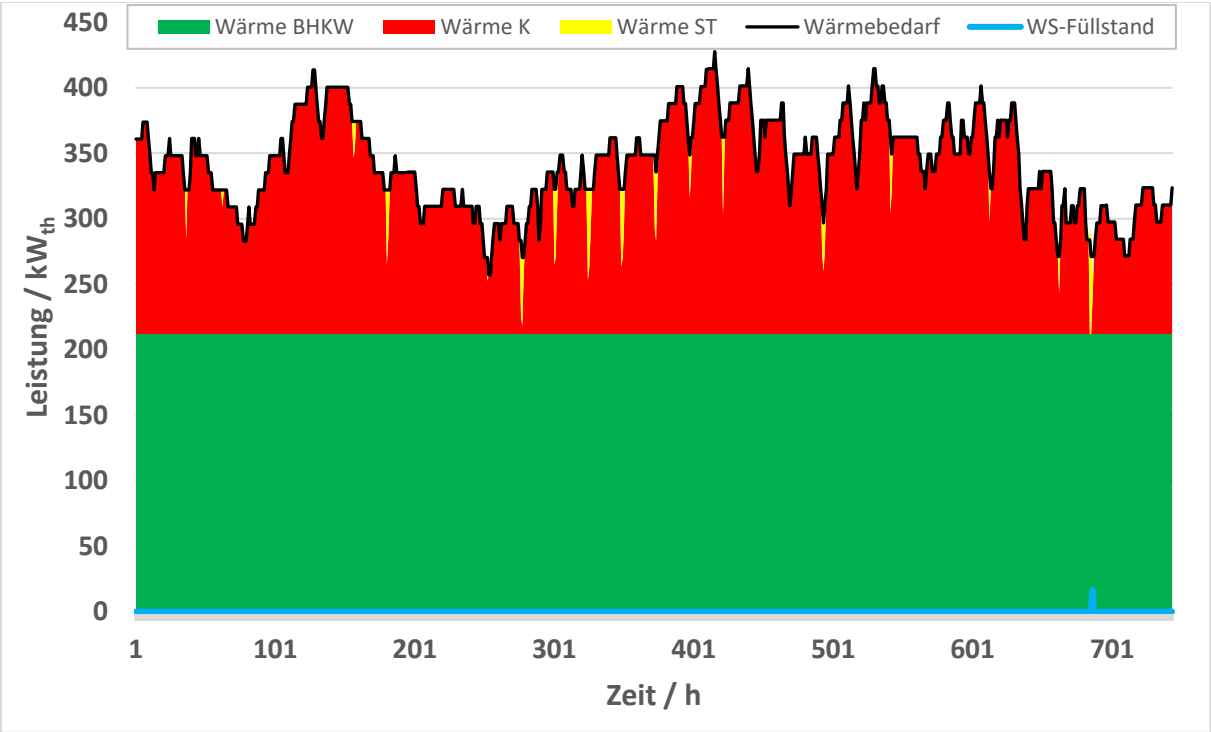

Abbildung 77: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Januar (wärmegeführtes Mittellast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche)

Bei der Nutzung des Mittellast-BHKW kommt es im gesamten Monat durch den hohen Wärmebedarf kaum zu einer Befüllung des Wärmespeichers trotz Volllastbetrieb des BHKW. Solarthermische Wärme kann direkt zur Bedarfsdeckung genutzt werden. Das Wärmedefizit, welches für diese Arbeit als Differenz aus Wärmebedarf und solarthermischer Wärmeerzeugung, Wärme aus KWK-Anlagen und Wärmespeicherentladung definiert ist, ist durch den Kessel zu bedienen. Anders verhält es sich bei der Nutzung eines leistungsstärkeren BHKW (**Abbildung 78**).

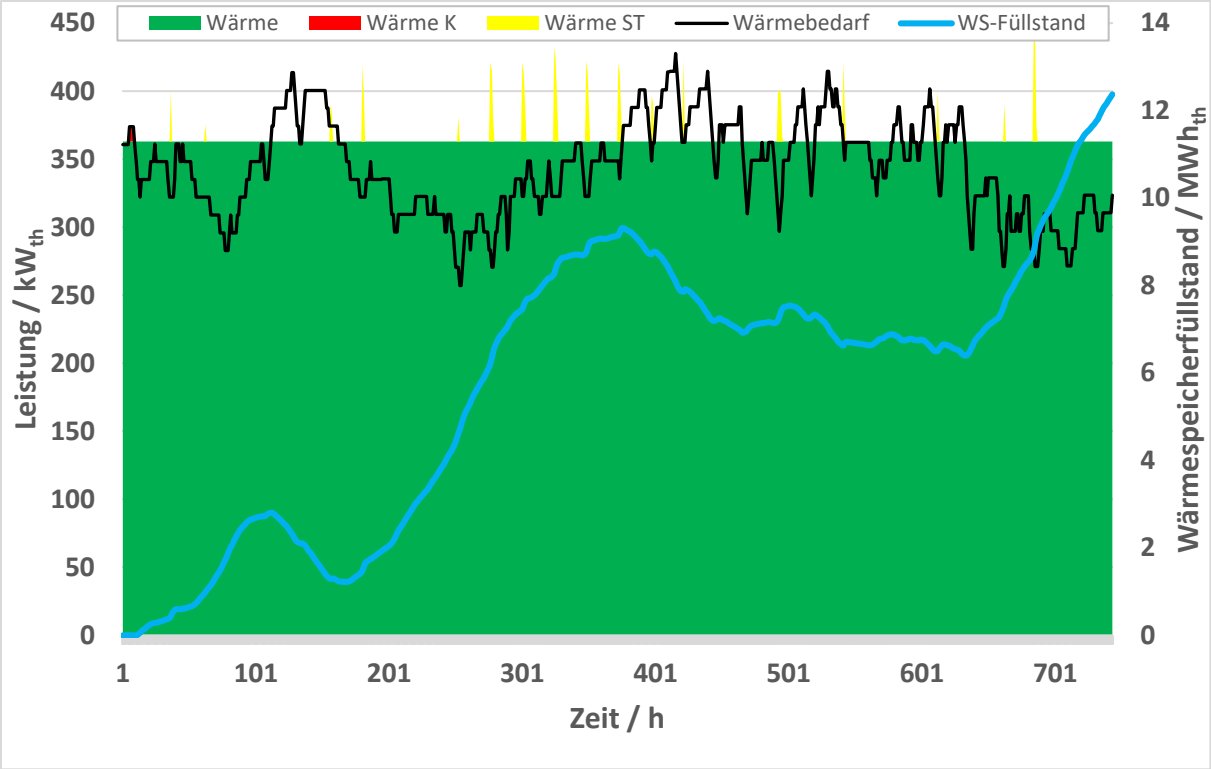

Abbildung 78: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Januar (wärmegeführtes Spitzenlast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche)

Zwar ist der Einsatz des Kessels im betrachteten Monat nicht nötig, trotzdem wird der Speicher unmittelbar durch das BHKW kontinuierlich gefüllt.
Die in Kapitel 5.2 beschriebenen Simulationsergebnisse für das Szenario KON mit Spitzenlast-BHKW haben gezeigt, dass eine Speicherkapazität ausreicht, welche die Wärmeerzeugung der KWK-Anlage bei Volllastbetrieb für eine Dauer von zwei Stunden puffern kann. Die Nutzung eines saisonalen Speichers überschreitet diese Kapazität um das fast 95-fache, was einen langen Volllastbetrieb des BHKW durch die künstliche Vergrößerung der Wärmesenke mittels Wärmespeicher ermöglicht. Zwar kann, wie in **Abbildung 78** dargestellt, auch in laststarken Monaten auf den Betrieb des Spitzenlastkessels nahezu vollständig verzichtet werden, jedoch ist der Speicher in der Übergangszeit durch die KWK-Anlage gefüllt, obwohl die Einbindung solarer Überschusswärme möglich wäre.
Abbildung 79 zeigt die Wärmeerzeugung mit Spitzenlast-BHKW für den Monat Juli (eine entsprechende Abbildung für das Mittellast-BHKW findet sich im Anhang 12.14). Auf den Betrieb des Spitzenlastkessels kann durch die Nutzung des Wärmespeichers in beiden Fällen (Mittellast- und Spitzenlast-BHKW) verzichtet werden. Es wird jedoch ebenso deutlich, dass der Speicher über den gesamten Monat fast vollständig gefüllt ist, was im Wesentlichen auf den Betrieb des BHKW (Mittel- und Spitzenlast-Anlage) und nicht auf die erneuerbaren Erzeugungsanlagen zurückzuführen ist.

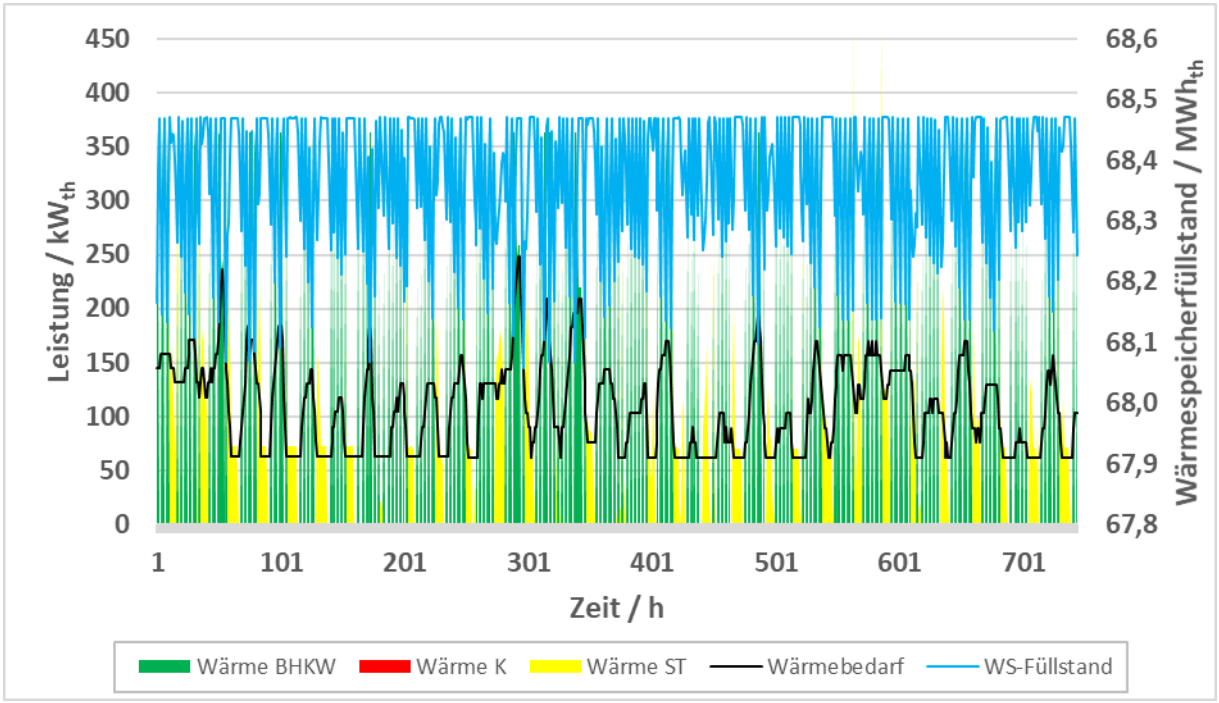

Abbildung 79: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Juli (wärmegeführtes Spitzenlast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche)

Aus diesem Grund wird für eine weitere Auswertung der Füllstand über das gesamte Jahr herangezogen (**Abbildung 80**).

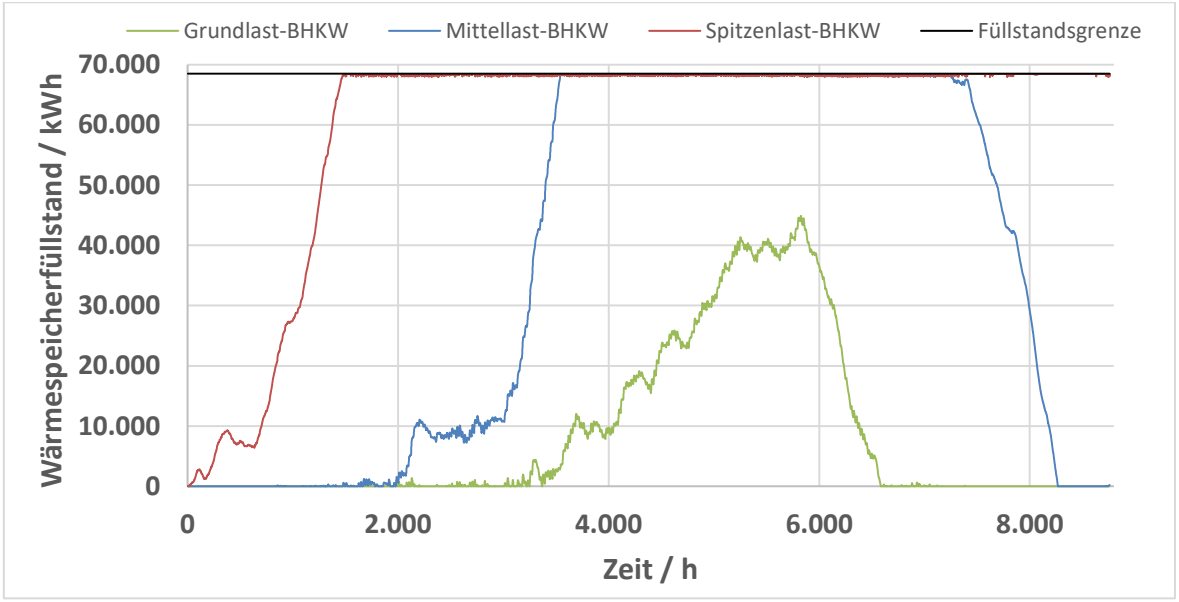

Abbildung 80: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, saisonaler Speicher)

Bei der Kombination aus Grundlast-BHKW und Solarthermie erfolgt eine Speicherbeladung wie gewünscht überwiegend in den Sommermonaten mit einer anschließenden vollständigen Entladung im Herbst. Die Nutzung des Mittellast-BHKW weist eine vollständige Füllung des Wärmespeichers erst in den Sommermonaten auf, wie es für die saisonale Speicherung üblich ist. Ebenso erfolgt ab dem Spätherbst eine längere Entladephase des Wärmespeichers, welche mit einem Anstieg des Wärmebedarfes bedingt durch sinkende Außentemperaturen einhergeht. Bei der Variante mit

Spitzenlast-BHKW ist der Wärmespeicher jedoch bereits zum Anfang des Monats März (nach knapp 1.500 h) vollständig gefüllt, eine Entladung erfolgt nicht. Somit ist sowohl die gewählte Speicherstrategie als auch die Speichergröße, die einen fast dauerhaften Volllastbetrieb der Anlage ermöglicht, für diese Kombination ungeeignet. Da das Speichervolumen als Funktion der Kollektorfläche bei kleineren bzw. größeren Solarthermieanlagen angepasst wird, ist diese für eine solarthermische Kollektorfläche von 800 m² exemplarisch dargestellte Entwicklung auch bei den weiteren betrachteten Anlagen zu finden.
Eine qualitativ ähnliche Entwicklung bezüglich der Wärmespeicherfüllstände ist ebenso bei der stromorientierten Betriebsweise zu identifizieren (vgl. Anhang 12.14). Bei der Nutzung des Spitzenlast-BHKW lassen sich allerdings zwei Unterschiede feststellten. Zum einen wird der maximale Wärmespeicherfüllstand erst deutlich später im Jahr erreicht. Zum anderen erfolgt im Winter eine vollständige Entladung des Wärmespeichers. Beide Entwicklungen sind auf die zusätzliche Restriktion des AP1 zurückzuführen. Ebenso wirken sich die zusätzlichen Restriktionen auf den maximalen Wärmespeicherfüllstand bei der Nutzung des Grundlast-BHKW aus, der deutlich geringer als bei wärmegeführter Betriebsweise ist.
Die Reduktion des solaren Deckungsgrades durch ungeeigneten Speicherbetrieb und -auslegung wird ebenso anhand von **Abbildung 81** unter Berücksichtigung *aller betrachteten Kollektorflächen* für die wärmegeführte und stromorientierte Betriebsweise deutlich.

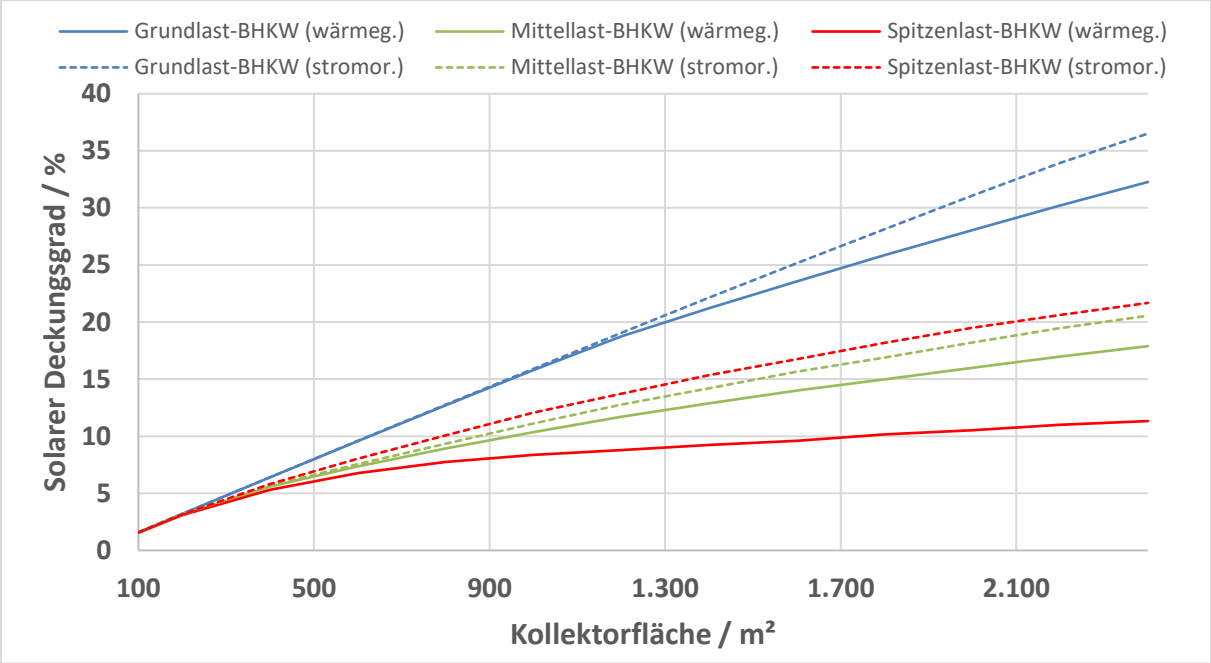

Abbildung 81: Solare Deckungsgrade bei verschiedenen Kollektorflächen und BHKW

Zunächst ist zu erkennen, dass der solare Deckungsgrad mit steigender Kollektorfläche zunimmt. Begründet ist dies in der Betriebsstrategie der KWK-Anlage: der Lastpunkt der BHKW ergibt sich aus der verfügbaren Wärmesenke reduziert um die solarthermische Wärmeerzeugung. Des Weiteren ist bei allen betrachteten Varianten ein höherer solarer Deckungsgrad bei einer stromorientierten Betriebsweise der KWK-Anlagen zu identifizieren. Diese Entwicklung ist auf die Nutzung des AP1 zurückzuführen. Durch die Begrenzung der KWK-Laufzeit mittels AP1 wird die Füllung des Wärmespeichers durch die KWK-Anlage reduziert, was eine entsprechende Reduktion der Wärmesenke für die Solarthermieanlage in den Folgestunden vermeidet bzw. deren Häufigkeit reduziert.
Anhand von **Abbildung 81** ist ebenfalls zu erkennen, dass der solare Deckungsgrad deutlich von der Leistung der KWK-Anlagen abhängt. Werden bei der Kombination mit Grundlast-BHKW solare Deckungsgrade von mehr als 35 % erreicht, so sinken diese bei einem wärmegeführten Spitzenlast-

BHKW auf fast 10 %. Da die solarthermische Wärmeerzeugung unabhängig vom Betrieb der regelbaren Anlagen maximiert werden soll, sind sowohl die gewählte Speicherauslegung als auch -betriebsweise aus ökologischer Sicht der Zielgröße nicht zuträglich. Unterstrichen wird diese Erkenntnis durch die Betrachtung der CO_2-Vermeidungskosten, die für alle betrachteten Varianten mit saisonalem Speicher in **Abbildung 82** dargestellt sind. Das jeweilige *Referenzszenario* (Szenario KON) wird entsprechend durch Solarthermieanlagen und saisonale Speicher (*Maßnahmen*) erweitert.

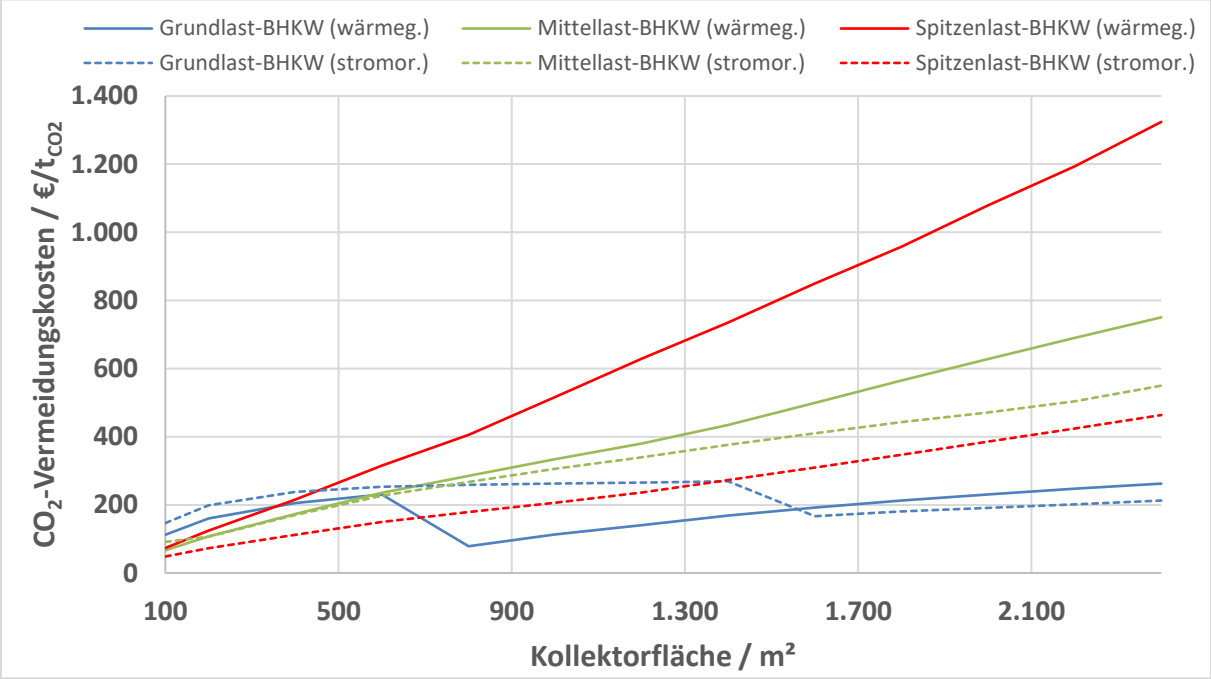

Abbildung 82: CO_2-Vermeidungskosten KWK-Anlagen in Kombination mit Solarthermieanlagen und saisonalen Wärmespeichern

Auch hier weisen die Erzeugungsanlagenkombinationen mit leistungsstärkeren KWK-Anlagen tendenziell höhere CO_2-Vermeidungskosten auf, was auf geringere Emissionseinsparungen bedingt durch geringere solare Deckungsgrade zurückzuführen ist. Der bei den Grundlast-Anlagen zu erkennende gestufte Verlauf der CO_2-Vermeidungskosten ist auf die Abhängigkeit des Investitionszuschusses für Wärmenetze (vgl. Kapitel 2.2.3) je nach Wärmedeckungsgrad der regenerativen und KWK-Anlagen zurückzuführen. Sobald der Wärmedeckungsanteil durch den Kessel auf unter 50 % sinkt, kann ein Investitionszuschuss für das Wärmenetz beantragt werden.
Diese Grenze wird bei den betrachteten Anlagenkombinationen mit Grundlast-BHKW erst ab einer entsprechend großen Kollektorfläche erreicht, weshalb die Varianten mit größeren Kollektorflächen tendenziell niedrigere CO_2-Vermeidungskosten bei einer Kombination mit einem saisonalen Speicher aufweisen[22].
Tabelle 11 zeigt neben den Extrema für alle betrachteten Kombinationen ebenso die mittleren CO_2-Vermeidungskosten (gemittelt über die Kollektorfläche). Bei der wärmegeführten Betriebsweise der KWK-Anlagen steigen die mittleren CO_2-Vermeidungskosten (CO_2-VK) mit steigender Leistung der KWK-Anlagen. Optimierungspotenzial bietet die stromorientierte Betriebsweise, da in diesem Fall nicht nur vergleichsweise höhere solare Deckungsgrade erreicht werden (vgl. **Abbildung 81**), sondern ebenso höhere Annuitäten. Dennoch wird anhand von **Abbildung 82** und **Tabelle 11** deutlich, dass alle

[22] Diese Erkenntnis besitzt nur bei der Berücksichtigung der Wärmenetzinvestition Gültigkeit (Szenario "neues Wärmenetz"). Bei der Betrachtung von Bestandsnetzen spielt die Netzinvestition keine Rolle.

Maßnahmen positive CO_2-Vermeidungskosten aufweisen, die mit steigender Kollektorfläche zunehmen.

	Mittlere CO_2- VK	**Minimale CO_2- VK**	**Maximale CO_2- VK**
Grundlast-KWK wärmegeführt	181 €/t_{CO2}	79 €/t_{CO2}	262 €/t_{CO2}
Mittellast-KWK wärmegeführt	396 €/t_{CO2}	67 €/t_{CO2}	750 €/t_{CO2}
Spitzenlast-KWK wärmegeführt	648 €/t_{CO2}	73 €/t_{CO2}	**1.324 €/t_{CO2}**
Grundlast-BHKW stromorientiert	219 €/t_{CO2}	147 €/t_{CO2}	269 €/t_{CO2}
Mittellast-BHKW stromorientiert	328 €/t_{CO2}	91 €/t_{CO2}	550 €/t_{CO2}
Spitzenlast-KWK stromorientiert	247 €/t_{CO2}	**48 €/t_{CO2}**	464 €/t_{CO2}

Tabelle 11: Mittlere, minimale und maximale CO_2-Vermeidungskosten aller simulierten Erzeugungsanlagenkombinationen mit saisonalem Wärmespeicher

Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion der CO_2-Vermeidungskosten bietet die finanzielle Bewertung der Brennstoffe durch den Einbezug einer CO_2-Steuer. Entsprechende Ausführungen finden sich in Kapitel 5.3.4.
Es bleibt festzuhalten, dass die Nutzung von saisonalen Speichern bei einer Kombination von Solarthermie- und KWK-Anlagen zur Versorgung eines urbanen Stadtgebietes mittels Wärmenetz nur bei optimierter Speicherstrategie zu empfehlen ist. Bedingt durch den zusätzlichen Platz- und Investitionsbedarf bei der Nutzung von saisonalen Speichern sind ebenso weitere Varianten zur Kurzzeitspeicherung unter Einbezug neuer Betriebsstrategien zu überprüfen.

5.3.2 Betrieb mit Tagesspeicher

Zur Auslegung eines Tagesspeichers wird der tägliche Wärmebedarf der angeschlossenen Verbraucher zuzüglich Verteilungsverluste herangezogen. Ziel ist es, den Wärmebedarf eines Wintertages ohne den Betrieb der Erzeugungsanlagen decken zu können. Gewählt wird diese Betriebsweise ebenso wie die Nutzung eines Wochenendspeichers zur wirtschaftlichen Optimierung des Energiesystems, da so flexibel auf prognostizierte Schwankungen im Strompreis bei annehmbaren Investitionskosten in die Speichersysteme reagiert werden kann. Im betrachteten Quartier liegt der mittlere Tageswärmebedarf in den Starklastmonaten bei 6.853 kWh, weshalb für die Tagesspeicherung eine Speicherkapazität von knapp 7.000 kWh betrachtet wird.
Da wie bei der Nutzung eines saisonalen Speichers alleine durch eine Reduktion der Speichergröße eine ungewünschte Speicherbeladung durch KWK-Anlagen in den sonnenarmen Monaten kaum zu verhindern aber zu reduzieren ist, werden des Weiteren vier zusätzliche Speicherstrategien (zusätzlich zur WS-Strategie 1) eingeführt, bei der sowohl die Beladungszeitpunkte als auch die Beladungsmengen gesteuert werden.
Wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben, erfolgt bei der Nutzung der Wärmespeicherbetriebsstrategie 1 (WS-Strategie 1) eine Beladung immer dann, wenn Überschusswärme anfällt. Zwar wird der Einbindung solarthermischer Wärme die höchste Priorität zugewiesen, es fließen allerdings keine Prognosedaten bezüglich zukünftiger erneuerbarer Wärmeerzeugung ein. Aus diesem Grund kann die für die Solarthermieanlagen verfügbare Wärmesenke durch die zuvor erfolgte Speicherbeladung durch KWK-Anlagen reduziert werden.
Durch die Nutzung der WS-Strategie 2 erfolgt eine zeitliche Limitierung der Speicherbeladung in den lastschwächeren Monaten mit hoher erneuerbarer Wärmeerzeugung. Die Beladungsstrategie wird nach 3.000 h (Anfang Mai) und anschließend wieder nach 7.000 h (Mitte Oktober) gewechselt. Eine

entsprechende Abbildung findet sich im Anhang 12.14 (**Abbildung 128**). Die Umschaltzeiten sind individuell einstellbar (vgl. WS-Strategie 3).
Die Limitierung der Speicherbeladung ist exemplarisch in **Abbildung 83** dargestellt. Der Wärmespeicher darf nur in den zuvor eingestellten Zeiträumen beladen werden, die sich nach der solaren Bestrahlungsstärke richten.

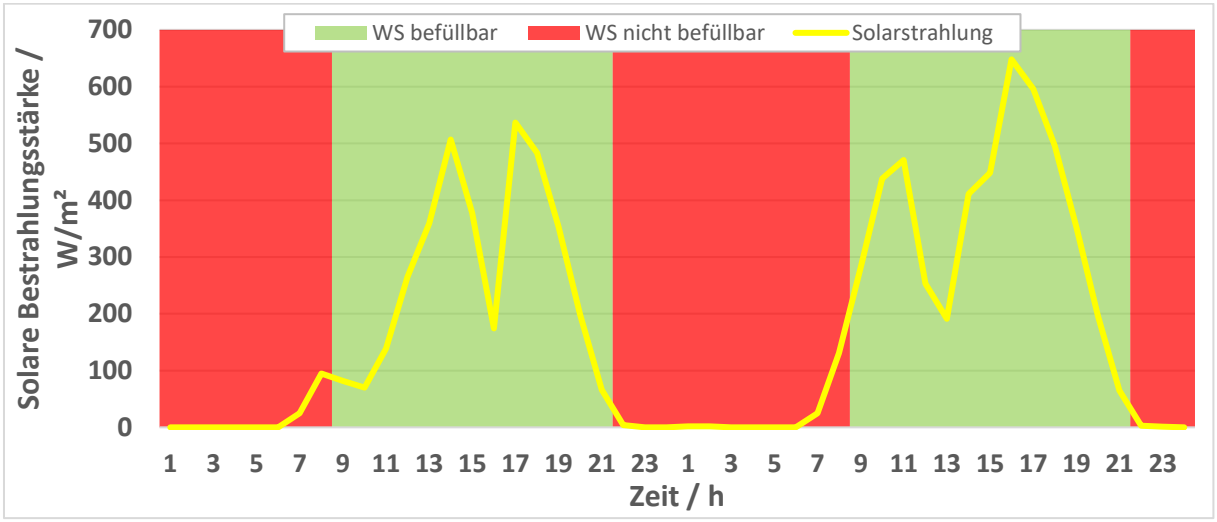

Abbildung 83: Tägliche Limitierung der Wärmespeicherbeladung bei WS-Strategie 2

Da der Wärmespeicher durch KWK-Anlagen in den Stunden ohne solarthermische Erzeugung nicht beladen werden kann, ist eine Erhöhung des solaren Deckungsgrades möglich. In den folgenden Simulationen erfolgt eine Begrenzung der Speicherbeladung (durch KWK-Anlagen) auf einen Zeitraum von 08:00 Uhr bis 18:00 Uhr. Die Beladungszeitpunkte können ebenso wie der Umschaltzeitpunkt individuell definiert werden.
Eine Adaption dieser Strategie erfolgt in WS-Strategie 3, bei der täglich limitierte Beladungszeiträume für das ganze Jahr vorgegeben werden. Auch hier ist die Speicherbeladung auf einen Zeitraum von 08:00 Uhr bis 18:00 Uhr beschränkt.
Mit Hilfe von WS-Strategie 4 wird der Betrieb der KWK-Anlagen durch eine zusätzliche Restriktion, wie in **Abbildung 84** dargestellt, kontrolliert.

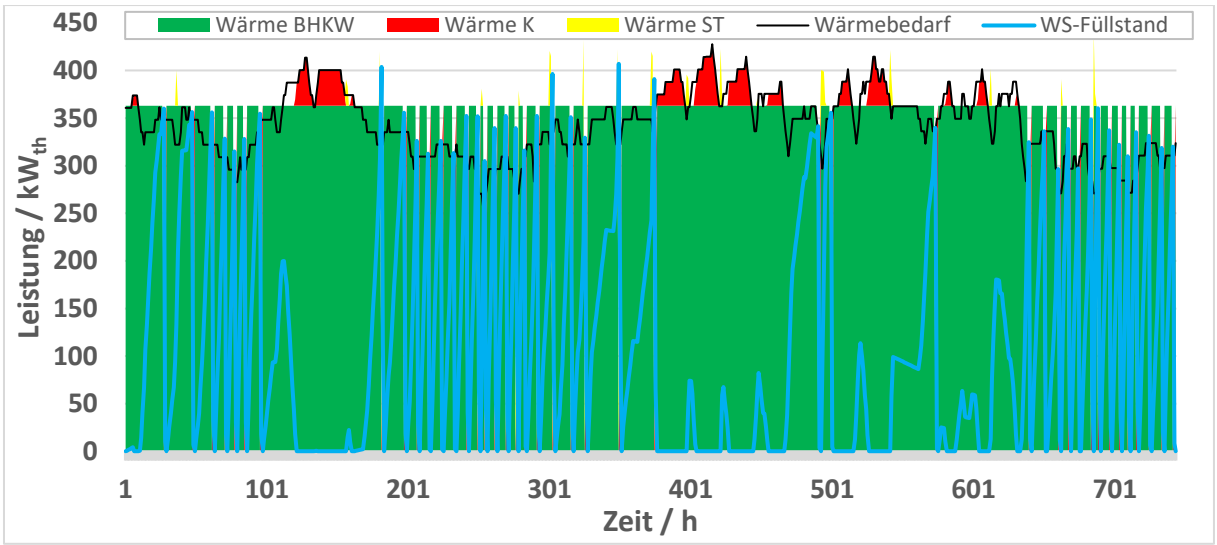

Abbildung 84: WS-Strategie 4 (Speicherentladung wenn Füllstand zur Bedarfsdeckung ausreichend)

Reicht der Wärmespeicherfüllstand in der betrachteten Stunde zur Deckung des Wärmebedarfes in selbiger Stunde aus, so wird das BHKW abgeschaltet (bzw. nicht angeschaltet). Dementsprechend erfolgt häufiger eine vollständige Speicherentladung. Für die Solarthermieanlagen gilt diese Restriktion nicht.
Die Nutzung von kontinuierlichen Be- und Entladephasen erfolgt anhand von WS-Strategie 5 (**Abbildung 85**).

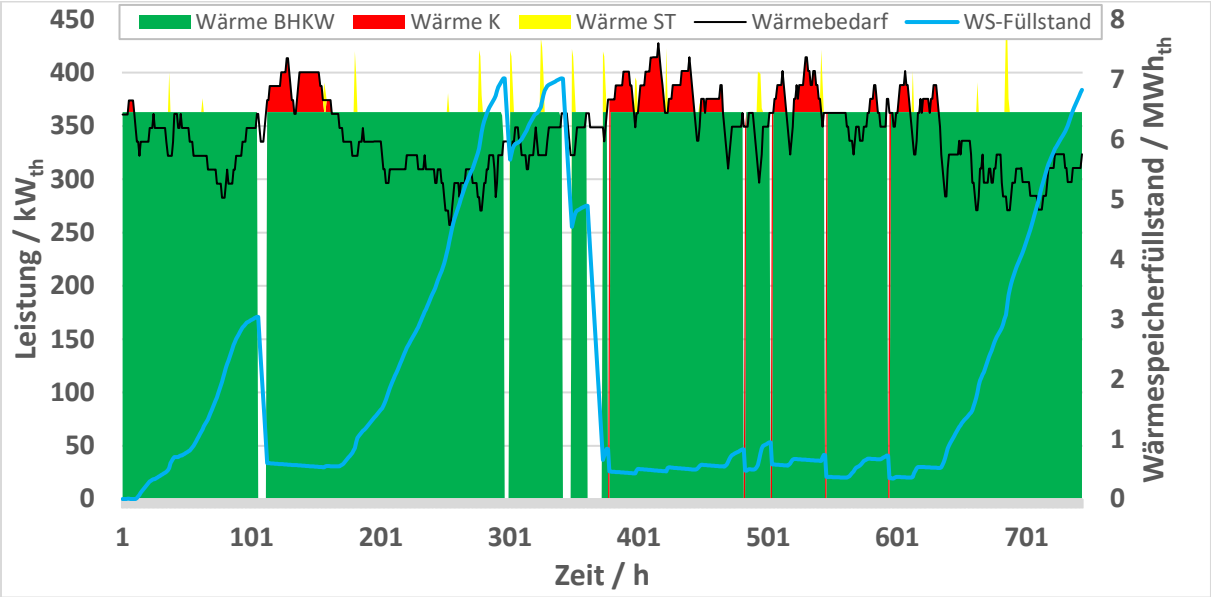

Abbildung 85: WS-Strategie 5 (Kontinuierliche Be- und Endladephasen für KWK-Anlagen)

In diesem Fall wird der Speicher in den Beladephasen vollständig gefüllt. Anschließend wird der Wärmebedarf solange wie möglich durch den Wärmespeicher bedient. In dieser Entladephase ist die Beladung durch KWK-Anlagen nicht möglich. Erfolgt hingegen eine solarthermische Wärmeerzeugung, so kann die Wärme jederzeit zur Bedarfsdeckung oder auch zur Speicherbeladung genutzt werden. Bei einem potenziellen Wärmedefizit wird die KWK-Anlage zur Bedarfsdeckung auch in Wärmespeicherentladephasen herangezogen, um den Kesselbetrieb zu vermeiden. Eine Vorgabe der Füllstandsgrenzen zur Umschaltung zwischen Be- und Entladephasen ist einstellbar. Für die folgenden Simulationsrechnungen wird von Be- auf Entladephase bei einem Wärmespeicherfüllstand von 100 % umgeschaltet. Die untere Grenze liegt bei einem Sockel von 10 %. Der Übersichtlichkeit halber sind alle fünf betrachteten Wärmespeicherstrategien in der folgenden **Tabelle 12** dargestellt.

WS-Strategie	Beschreibung
1	Beladung durch BHKW und Solarthermie bei freier Kapazität und Wärmeüberschuss ohne Einschränkungen.
2	Speicherbeladung durch BHKW nur zwischen 08:00 Uhr und 18:00 Uhr von Anfang *Mai* bis *Mitte Oktober*.
3	*Ganzjährige* Speicherbeladung durch BHKW nur zwischen 08:00 Uhr und 18:00 Uhr.
4	Speicherentladung sobald Füllstand den Wärmebedarf übersteigt. In dieser Zeit keine Beladung durch BHKW.
5	Vollständige Speicherbeladung (auch durch BHKW). Anschließende Entladung bis zuvor definiertem Minimalfüllstand ohne gleichzeitige Beladung durch BHKW.

Tabelle 12: Übersicht der erarbeiteten Wärmespeicherstrategien

Alle angegebenen Eingabeparameter bezüglich der Wärmespeicherbetriebsstrategien (Umschaltgrenzen, Uhrzeiten etc.) gelten für die folgenden Simulationsrechnungen. Da die zusätzliche Betrachtung der vier weiteren Wärmespeicherbetriebsstrategien einer Vielzahl an zusätzlichen Simulationen bedarf, werden lediglich Kollektorflächen von 400 m² bis 2.400 m² in 400 m² Schritten betrachtet. Daraus ergeben sich 444 Simulationsdurchgänge (drei BHKW unterschiedlicher Leistungsklassen, zwei Betriebsweisen selbiger, zwei Wärmespeicherkapazitäten, fünf Wärmespeicherstrategien und sechs bzw. 13 Solarthermiekollektorflächen).
Zunächst wird zu Vergleichszwecken mit dem saisonalen Speicher der Tagesspeicher mit einer Kapazität von 7.000 kWh unter Anwendung der WS-Strategie 1 herangezogen. **Abbildung 86** zeigt den Jahresverlauf der Speicherfüllstände für eine Kollektorfläche von 800 m² bei wärmegeführter Betriebsweise der KWK-Anlagen.

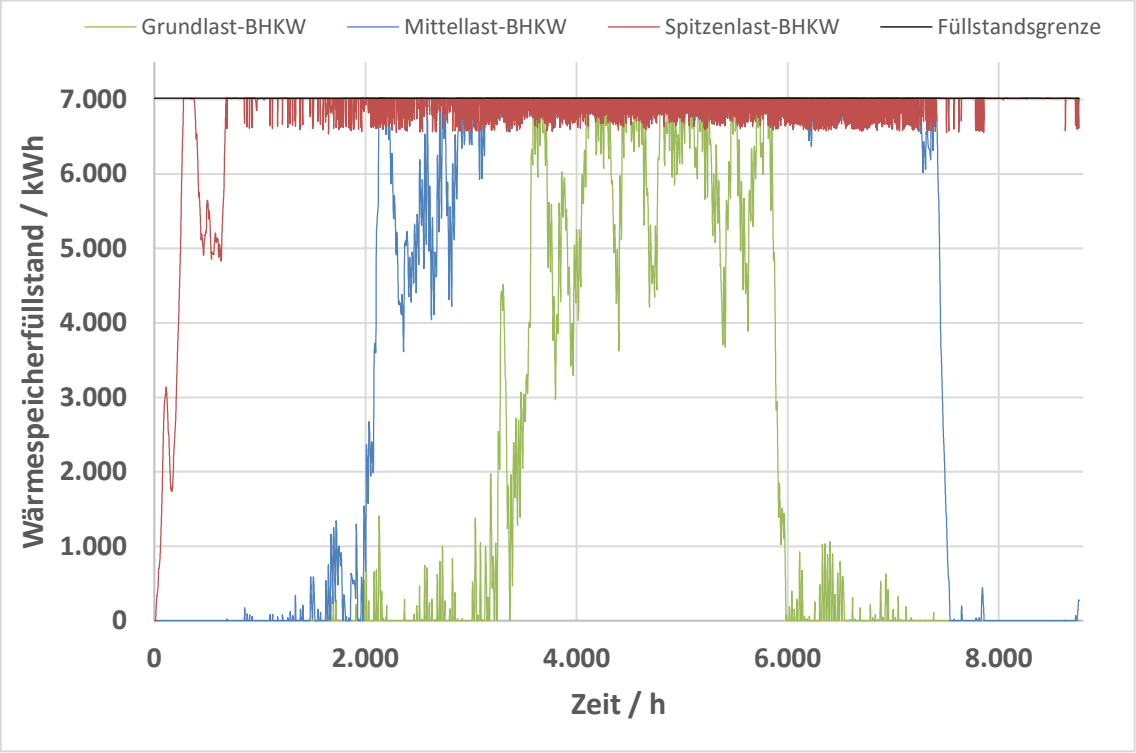

Abbildung 86: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, Tagesspeicher, WS-Strategie 1)

Alleine durch die Reduktion der Speicherkapazität von einem saisonalen Speicher zu einem Tagesspeicher ist keine große Änderung im zeitlichen Verlauf der Speicherfüllstände zu erkennen (vgl. **Abbildung 80**). Es kommt durch die geringere Kapazität vielmehr zu einer Verschiebung der erstmaligen vollständigen Speicherfüllung hin zu noch früheren Zeitpunkten. Jedoch weisen nahezu alle betrachteten Kombinationen (mehr als 93 %) sowohl bei wärmegeführter als auch bei stromorientierter Betriebsweise bei der Nutzung eines Tagesspeichers geringere CO_2-Vermeidungskosten auf, als bei der Nutzung eines saisonalen Speichers (**Abbildung 87**, Darstellung für die wärmegeführte Betriebsweise). Die CO_2-Vermeidungkosten können durch den Tagesspeicher bei gleicher Wärmespeicherstrategie im Mittel um 141 €/t_{CO2}[23] reduziert werden.

[23] Hierbei handelt es sich um den Mittelwert der Einsparung aller betrachteten 78 Kombinationen, die sich aus Kollektorfläche, BHKW-Leistung und -Betriebsweise bei Nutzung eines Tagesspeichers ergeben.

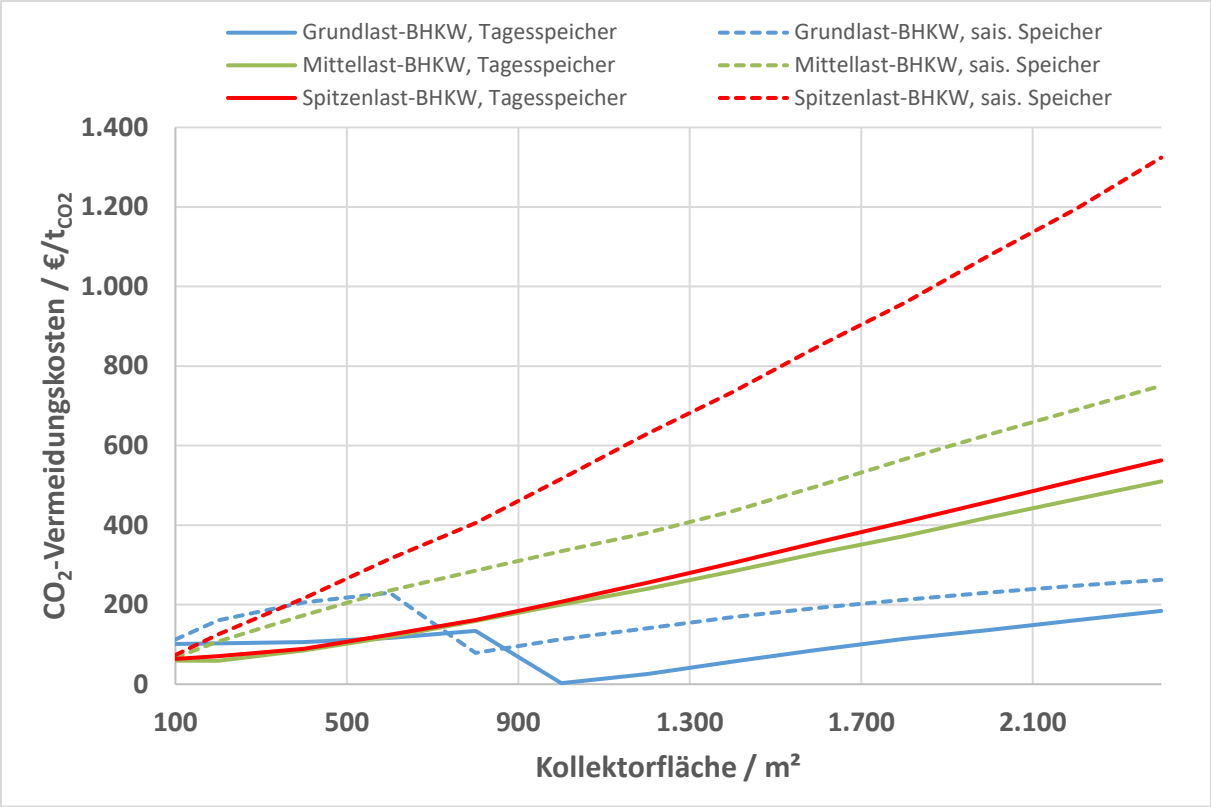

Abbildung 87: CO_2-Vermeidungskosten bei Tages- und saisonalem Speicher (WS-Strategie 1, wärmegeführte BHKW)

Trotz ausbaufähiger Betriebsstrategie des saisonalen Speichers ist die Begründung hierfür nicht im solaren Deckungsgrad und damit in den CO_2-Emissionen des Gesamtsystems zu finden, da ein saisonaler Wärmespeicher im Vergleich zu einem Tagesspeicher deutlich höhere solare Deckungsgrade ermöglicht. Für das wärmegeführt betriebene Grundlast-BHKW sind beispielsweise die CO_2-Emissionen über alle betrachteten Kollektorflächen im Mittel um knapp 6,5 % geringer, als bei der Nutzung eines Tagesspeichers. Dem gegenüber stehen aber für selbiges BHKW im Schnitt knapp 40 % geringere jährliche Kosten bei der Nutzung eines Tagesspeichers, weshalb die CO_2-Vermeidungskosten, die das Verhältnis aus CO_2-Emissionsminderung zu Kosteneinsparung darstellen, bei Tagesspeichern geringer ausfallen. Eine tabellarische Übersicht aller ermittelten CO_2-Vermeidungskosten findet sich im Anhang 12.14.
Für eine weitere Optimierung des kombinierten Betriebes der Erzeugungsanlagen mit Tagesspeicher werden die zuvor beschriebenen Betriebsstrategien des Wärmespeichers (WS-Strategie 2 - 5) angewendet. Exemplarisch sind die Jahresverläufe der Wärmespeicherfüllstände bei verschiedenen Betriebsstrategien für eine wärmegeführte Betriebsweise des Spitzenlast-BHKW in Kombination mit einer Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von 800 m² in **Abbildung 88** und **Abbildung 89** dargestellt.

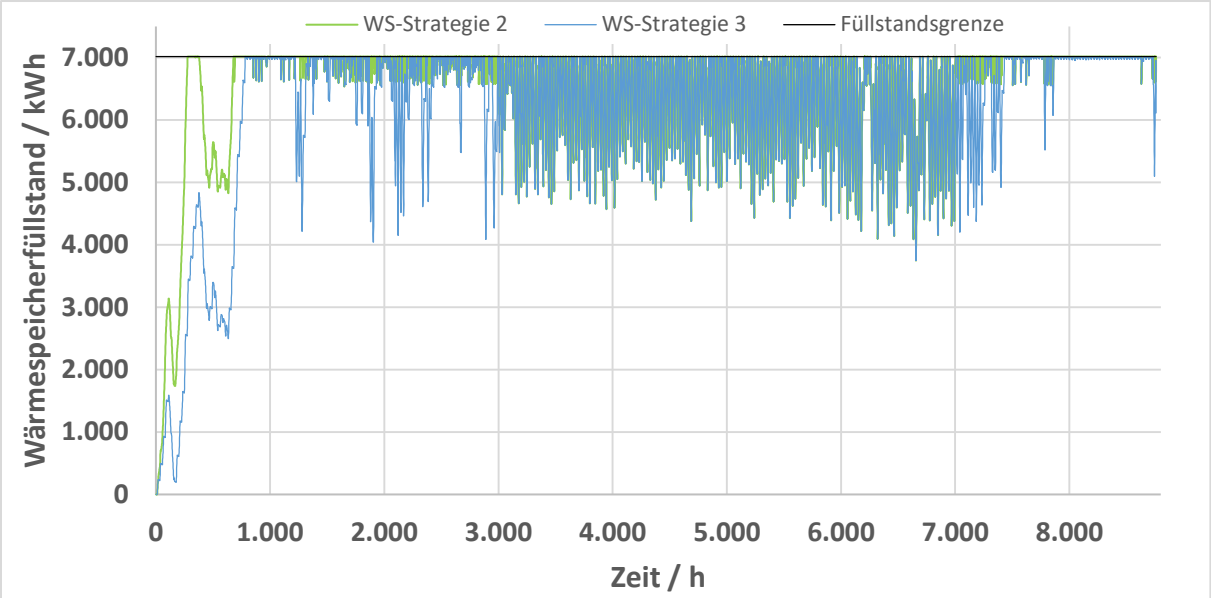

Abbildung 88: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, Tagesspeicher, WS-Strategie 2 und 3)

Die zeitliche Limitierung der Speicherbefüllung ab der 3.000. Stunde im Jahr (WS-Strategie 2) führt wie auch bei der Ausgangsstrategie (WS-Strategie 1) zu einer vollständigen Beladung des Speichers zum Anfang des betrachteten Jahres. Wird die Limitierung der Befüllung auf das gesamte Jahr ausgeweitet, so kann die vollständige Speicherfüllung in Richtung Frühjahr verschoben werden. Ansonsten werden durch beide Strategien ähnliche Verläufe der Speicherfüllstände erreicht, weshalb kein großer Einfluss auf die CO_2-Vermeidungskosten im Vergleich zu WS-Strategie 1 zu erwarten ist. Anders scheint dies bei den WS-Strategien 4 und 5 der Fall zu sein (vgl. **Abbildung 89**).

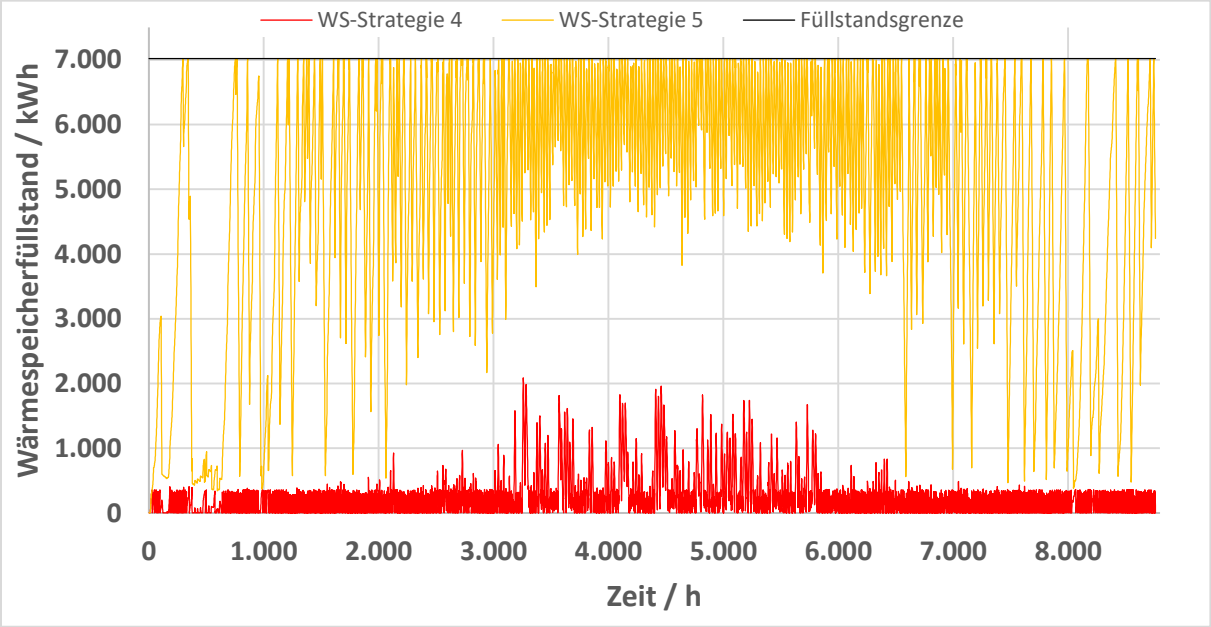

Abbildung 89: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, Tagesspeicher, WS-Strategie 4 und 5)

Es erfolgt eine intensive Speichernutzung mit vielen Entladephasen insbesondere bei der WS-Strategie 5. Da jegliche Restriktionen bezüglich der Beladephasen ausschließlich für die KWK-Anlagen

gelten, kann durch die Nutzung dieser Strategien eine Erhöhung des solaren Deckungsgrades erwartet werden. Durch den Verlauf der Speicherfüllstände wird zudem deutlich, dass die Restriktionen nicht für Solarthermieanlagen gelten, da höhere Speicherfüllstände bei beiden Speicherstrategien im Jahresverlauf besonders in den Sommermonaten mit hoher solarthermischer Wärmeerzeugung bei gleichzeitig geringer Netzlast zu erkennen sind.

Wärmedeckungsanteile der Erzeugungsanlagen bei Nutzung verschiedener Wärmespeicherstrategien

Im Folgenden sollen zur Effizienzbewertung zunächst die Wärmedeckungsanteile aller Erzeugungsanlagen für die WS-Strategien 2 und 5 bei Grund- und Spitzenlast-BHKW betrachtet werden. Anschließend erfolgt ein Vergleich aller Speicherstrategien anhand der gemittelten Simulationsergebnisse. Da die WS-Strategien zur Maximierung des solaren Deckungsgrades erarbeitet wurden und jegliche Restriktionen einen starken Einfluss auf den Betrieb der KWK-Anlagen haben, ist besonders der größer werdende Wärmedeckungsgrad des Kessels kritisch zu bewerten.
Abbildung 90 zeigt im *oberen Teil* den Wärmedeckungsgrad der Erzeugungsanlagen über die Solarthermiekollektorfläche für das Grundlast-BHKW bei WS-Strategie 2 für sowohl wärmegeführte als auch stromorientierte KWK-Anlagenbetriebsweisen.

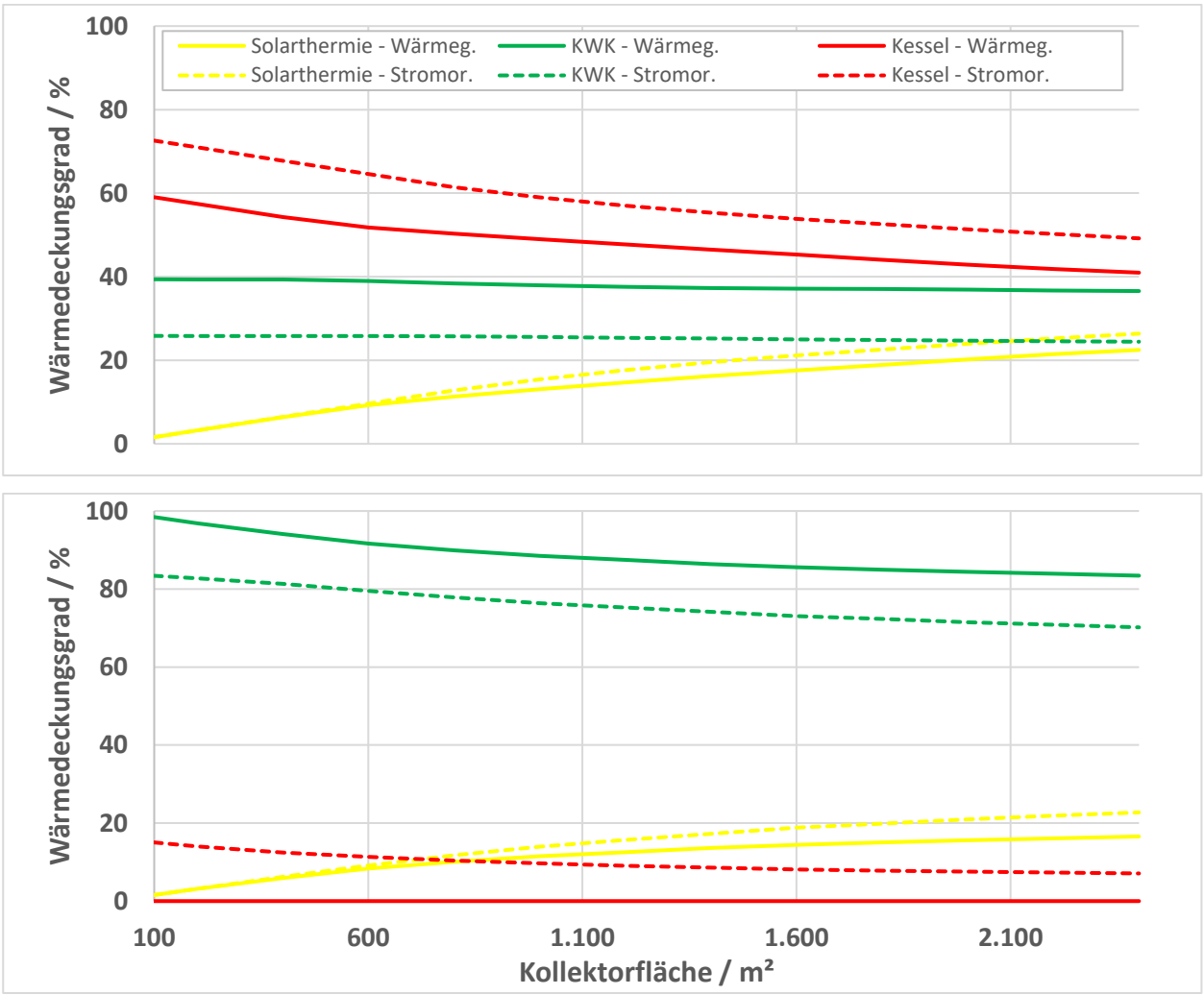

Abbildung 90: Solarer Deckungsgrad bei WS-Strategie 2 (oben Grundlast- unten Spitzenlast-BHKW)

Zwar werden solare Deckungsgrade von mehr als 20 % erreicht, jedoch ist der Großteil der Wärmeerzeugung in allen betrachteten Fällen auf den Kessel zurückzuführen. Begründet ist dies in der

geringen Leistung der KWK-Anlage, deren Betrieb in der stromorientierten Betriebsweise (gestrichelte Linien) durch Berücksichtigung des AP1 zusätzlich reduziert wird. Im *unteren Teil* von **Abbildung 90** sind entsprechend die Wärmedeckungsgrade bei Betrieb des Spitzenlast-BHKW dargestellt. Mit der Minimierung der Kessellaufzeit durch die Nutzung eines leistungsstarken BHKW wird ebenso der solare Deckungsgrad reduziert. Es kann folglich festgehalten werden, dass durch die Anwendung der WS-Strategie 2 keine Steigerung des solaren Deckungsgrades erreicht wird. Auch die Ausdehnung des Zeitraums der zeitlich limitierten Speicherbefüllung auf das gesamte Jahr durch die Nutzung von WS-Strategie 3 weist keinen nennenswerten Effekt auf (vgl. Anhang 12.14 **Abbildung 130**). Im Anhang 12.14 (**Abbildung 131**) sind entsprechend selbiger Randbedingungen die Wärmedeckungsgrade unter Nutzung von WS-Strategie 5 dargestellt. Durch die Limitierung des BHKW-Betriebes in den Entladephasen des Wärmespeichers kann der solare Deckungsgrad für alle Anlagenkombination bei beiden KWK-Anlagenbetriebsweisen im Vergleich zu den WS-Strategien 2 und 3 gesteigert werden. Dementsprechend wird allerdings auch der Wärmedeckungsgrad der KWK-Anlagen deutlich reduziert. Da sich die Steigerung des solaren Deckungsgrades und die Reduktion des Wärmedeckungsgrades durch KWK-Anlagen nicht aufwiegen, kommt es zwangsweise zu einer Erhöhung der Kessellaufzeit.
Die mittlere *Erhöhung* der Wärmedeckungsgrade für Solarthermieanlagen (ST) und Kessel (K) bedingt durch den *Wechsel von WS-Strategie 2 auf WS-Strategie 5* sind in **Abbildung 91** für die Kombinationen mit Grundlast- und Spitzenlast-BHKW (GL = Grundlast, SL = Spitzenlast) dargestellt.

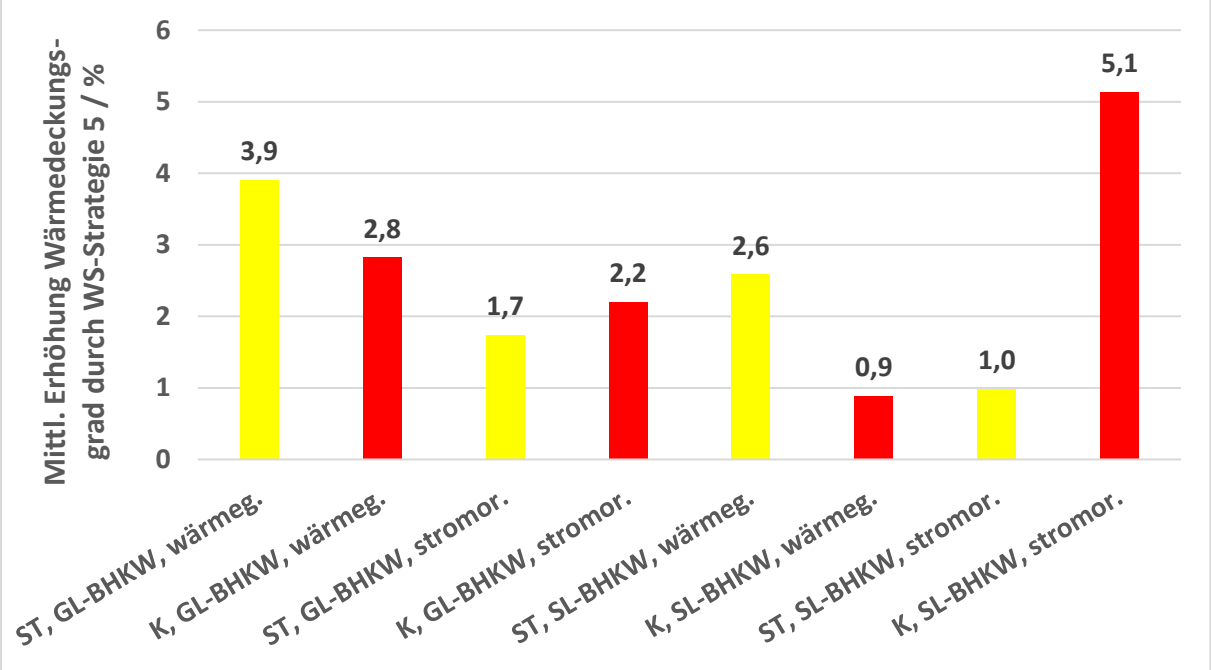

Abbildung 91: Mittlere Erhöhung der Wärmedeckungsgrade von Solarthermie und Kessel durch Wechsel von WS-Strategie 2 auf WS-Strategie 5

Es wird deutlich, dass für jede betrachtete Kombination neben dem solaren Deckungsgrad ebenfalls eine Erhöhung der Wärmedeckung durch Kesselanlagen erfolgt (absolute Werte finden sich im Anhang 12.14). Sowohl aus ökonomischen und ökologischen Gründen sollte der Kesselbetrieb nach Möglichkeit weitestgehend auf die Spitzenlastzeiten reduziert werden, da durch die Nutzung fossiler Brennstoffe zur ausschließlichen Wärmeerzeugung ein zusätzlicher, finanzieller Stromerlös sowie eine Stromgutschrift bezüglich der CO_2-Emissionen und des Primärenergiebedarfes entfallen.
Zusammenfassend sind in **Abbildung 92** die mittleren solaren Deckungsgrade aller Kombinationen für die Nutzung eines Tagesspeichers mit verschiedenen Wärmespeicherstrategien für alle betrachteten

BHKW-Leistungen und Kollektorflächen dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die mittleren solaren Deckungsgrade bei der stromorientierten Betriebsweise höher als bei der wärmegeführten Betriebsweise der KWK-Anlagen sind. Grund dafür ist die Beschränkung der BHKW-Volllaststunden durch die zusätzliche Restriktion (AP1), wodurch die Füllung des Speichers durch KWK-Wärme reduziert wird.

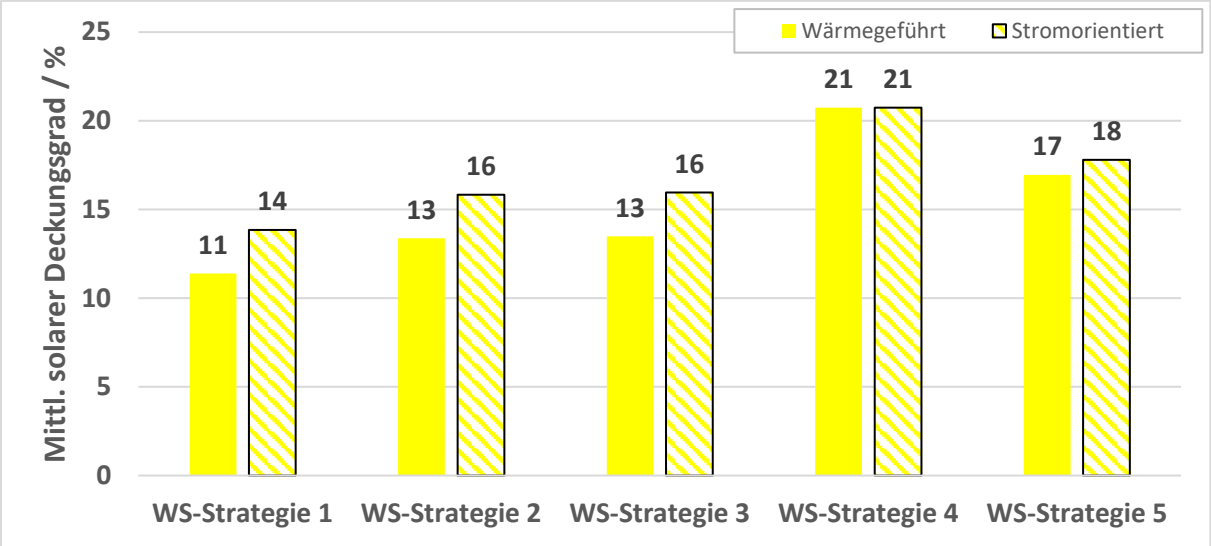

Abbildung 92: Mittlerer solarer Deckungsgrad aller simulierten Kombinationen mit Tagesspeicher

Des Weiteren wird anhand von **Abbildung 92** deutlich, dass die Modifizierung der Speicherbetriebsstrategie basierend auf der Ausgangsstrategie (WS-Strategie 1) im Mittel höhere solare Deckungsgrade ermöglicht. Besonders durch WS-Strategie 4 und 5 sind im Mittel die höchsten solaren Deckungsgrade zu erreichen, da bei diesen Strategien jegliche Restriktionen (kein KWK-Betrieb, wenn der Wärmespeicherfüllstand den Wärmebedarf übersteigt bzw. wenn eine Entladephase vorliegt) ausschließlich für die KWK-Anlagen gelten (die zeitliche Limitierung der Speicherbefüllung durch WS-Strategie 2 und 3 gilt ebenso für die Solarthermieanlagen).
Mit 32,2 % liegt der höchste absolute solare Deckungsgrad bei einer Kombination aus Tagesspeicher unter Nutzung der WS-Strategie 4, eines stromorientiert betriebenem Grundlast-BHKW sowie einer Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche in Höhe von 2.400 m². Der geringste solare Deckungsgrad in Höhe von 5,47 % liegt für den nach WS-Strategie 1 betriebenen Tagesspeicher bei der Nutzung des wärmegeführten Mittellast-BHKW in Kombination mit einer Solarthermiekollektorfläche von 400 m² vor.
Die ausführliche Betrachtung der Wärmedeckungsgrade hat gezeigt, dass die gezielte Steigerung der solarthermischen Wärmeeinbindung größtenteils zu einer Reduktion der KWK-Laufzeit führt. Für eine ökologische Bewertung dieser Trends sollen im Folgenden die jährlichen CO_2-Emissionen der betrachteten Kombinationen dargestellt werden.

CO_2-Emissionen und Kosten bei Nutzung verschiedener Wärmespeicherstrategien

Durch den Wechsel der WS-Strategien und den damit verbundenen Änderungen der Wärmedeckungsgrade der Erzeugungsanlagen kommt es ebenfalls zu unterschiedlichen CO_2-Emissionen. Für die zuvor beschriebenen WS-Strategien 2 und 5 sind die jährlichen CO_2-Emissionen in **Abbildung 93** dargestellt. Eine Unterscheidung erfolgt zwischen Grundlast-BHKW im *oberen Teil* der Abbildung und Spitzenlast-BHKW im *unteren Teil*.

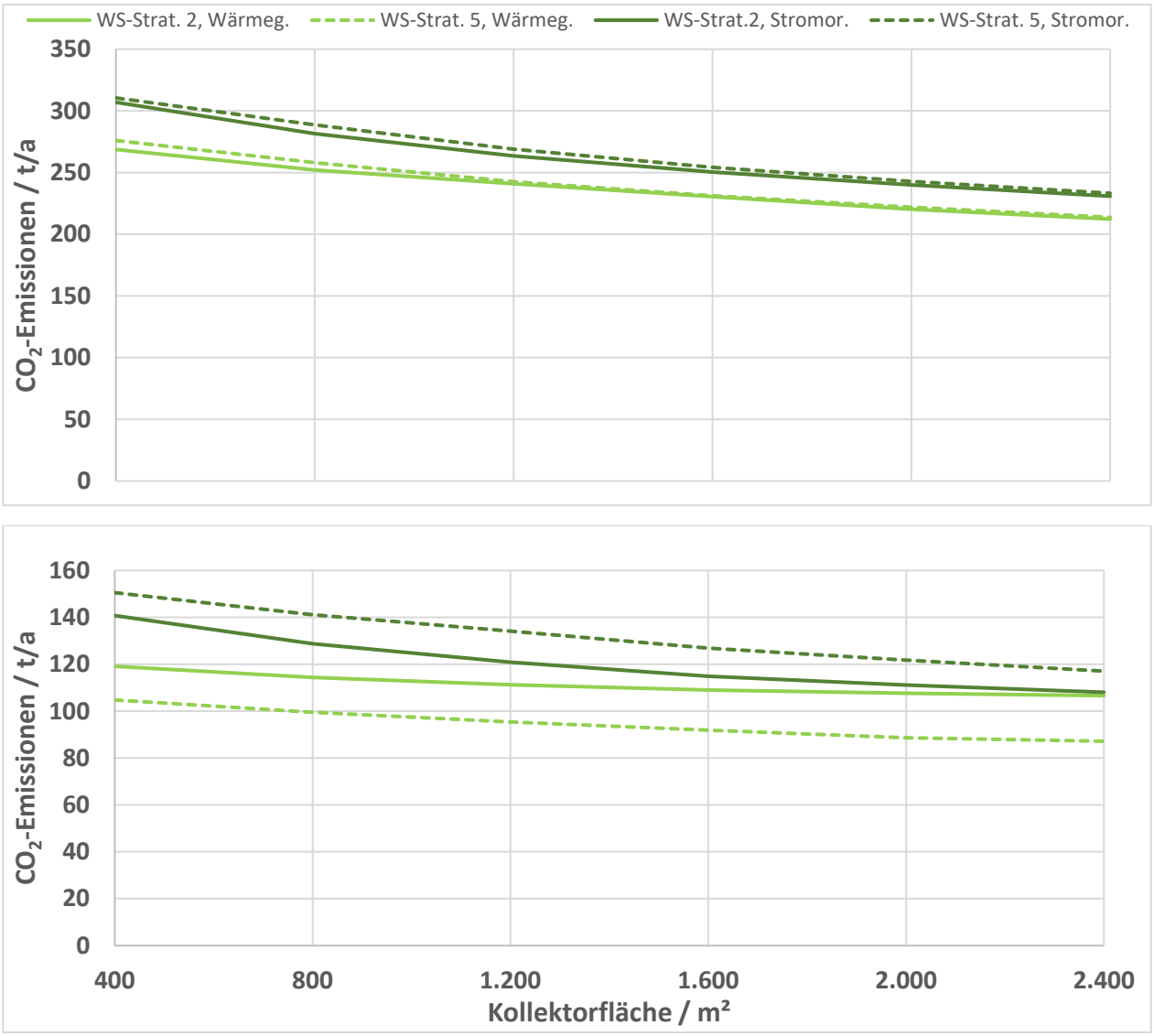

Abbildung 93: CO_2-Emissionen bei Nutzung WS-Strategien 2 und 5 (Grundlast-BHKW oben, Spitzenlast-BHKW unten)

Bei der Kombination aus Grundlast-BHKW und WS-Strategie 5 wird deutlich, dass eine ökologische Effizienzsteigerung im Vergleich zur WS-Strategie 2 nicht vorliegt. Trotz Erhöhung des solaren Deckungsgrades können für alle simulierten Kombinationen höhere jährliche CO_2-Emissionen durch die Anwendung der WS-Strategie 5 unabhängig von der Betriebsweise der KWK-Anlagen identifiziert werden. Allerdings sind die Unterschiede in den jährlichen CO_2-Emissionen nur marginal. Deutlichere Unterschiede finden sich bei der Betrachtung der Spitzenlast-Aggregate, deren Betriebsweisen ebenfalls unterschiedliche Trends aufweisen. Durch die Nutzung der WS-Strategie 5 bei wärmegeführter Betriebsweise kann im Vergleich zur WS-Strategie 2 sogar eine Reduktion der jährlichen CO_2-Emissionen erreicht werden. Es wird deutlich, dass je nach zu optimierender Zielgröße (in diesem Fall beispielsweise CO_2-Emissionen) in Abhängigkeit der betrachteten Anlagenleistung und -betriebsweise eine entsprechende WS-Strategie ausgewählt werden muss.
Für eine zusammenfassende Auswertung sind in **Abbildung 94** ebenfalls die Mittelwerte der jährlichen CO_2-Emissionen aller betrachteten Kombinationen für die verschiedenen WS-Strategien dargestellt. Wie auch bei den solaren Deckungsgraden weisen hier ebenfalls die Kombinationen mit stromorientiert gefahrenen KWK-Anlagen höhere mittlere CO_2-Emissionen auf. Dies unterstreicht die Tatsache, dass eine Erhöhung des solaren Deckungsgrades im Mittel in der Gesamtbilanz nicht zwingend zu einer

Reduktion der jährlichen CO_2-Emissionen führen muss. Der solare Deckungsgrad darf entsprechend nicht als vorrangige Größe zur Bewertung der ökologischen Effizienz herangezogen werden, sondern ist vielmehr unter Berücksichtigung der Restwärmeerzeugung zu bewerten.

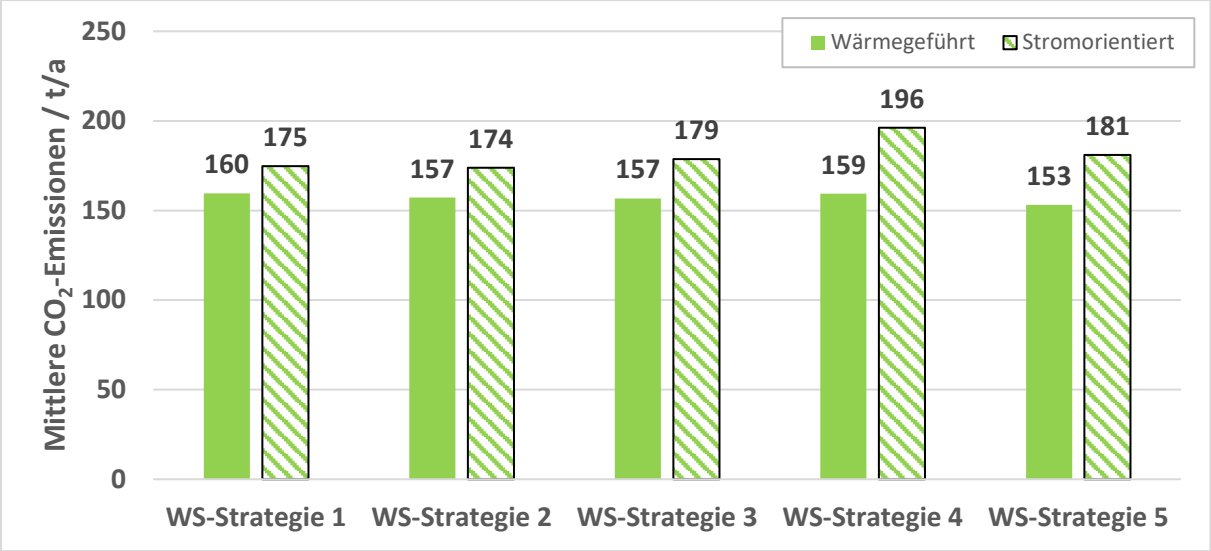

Abbildung 94: Mittlere CO_2-Emissionen aller simulierten Kombinationen mit Tagesspeicher

Die geringsten (absoluten) CO_2-Emissionen aller simulierten Kombinationen liegen bei lediglich 87,2 t/a und können durch die Nutzung des Tagesspeichers bei WS-Strategie 5 in Kombination mit einem wärmegeführten Spitzenlast-BHKW und einer Solarthermiekollektorfläche von 2.400 m² erreicht werden. Eine Kombination aus Tagesspeicher betrieben nach WS-Strategie 4, Grundlast-BHKW in stromorientierte Betriebsweise und einer solarthermischen Kollektorfläche von 400 m² führt zu den höchsten CO_2-Emissionen aller betrachteten Kombinationen in Höhe von 314,2 t/a.
Neben einem ökologischen ist ebenso ein wirtschaftlicher Betrieb von großer Bedeutung, da dieser die Umsetzungswahrscheinlichkeit aller Maßnahmen stark beeinflusst. Auch bei geringen CO_2-Emissionen und damit (je nach Emissionseinsparung im Vergleich zur gewählten Referenz) möglichen geringen CO_2-Vermeidungskosten erfolgt die Realisierung einer Maßnahme ohne wirtschaftlichen Vorteil äußerst selten. **Abbildung 95** zeigt die mittleren jährlichen Kosten basierend auf den ermittelten Annuitäten unter Berücksichtigung des Diskontierungsfaktors (vgl. Kapitel 2.3).

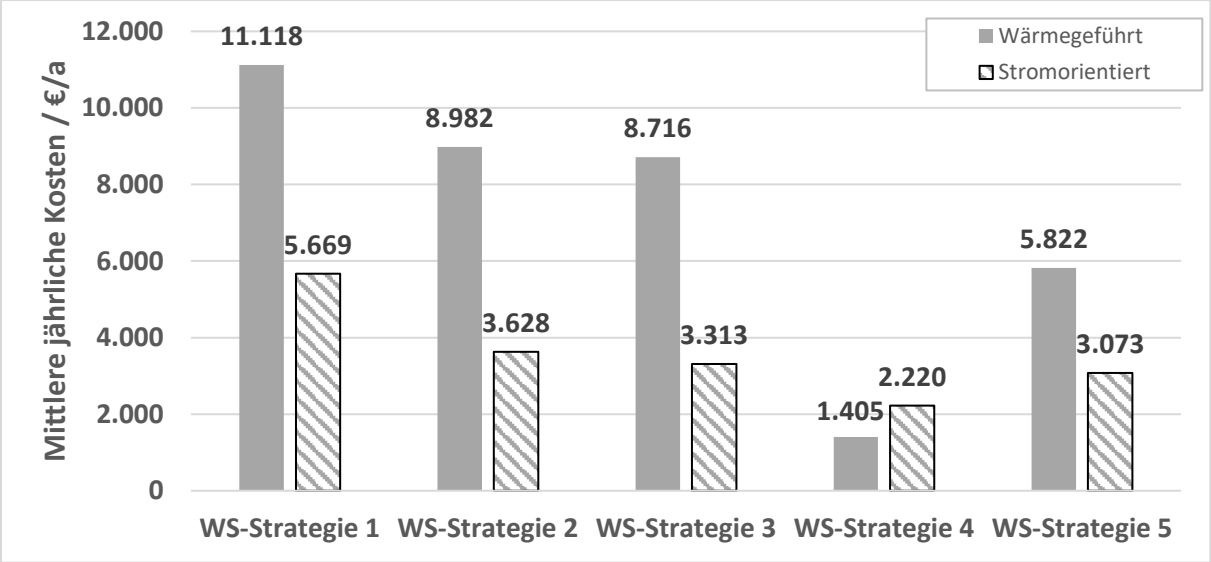

Abbildung 95: Mittlere jährliche Kosten aller simulierten Kombinationen mit Tagesspeicher

Sowohl Strom- als auch Wärmeerlöse sind in der Berechnung der Annuitäten berücksichtigt. Im Mittel weisen alle betrachteten Kombinationen allerdings positive jährliche Kosten und damit keinen wirtschaftlichen Betrieb auf.
Des Weiteren sind die mittleren Kosten bei stromorientierter KWK-Betriebsweise für nahezu alle WS-Strategien deutlich geringer als bei wärmegeführter Betriebsweise. In diesem Fall bietet die Betrachtung von Mittelwerten zur Ableitung allgemeingültiger Aussagen jedoch Potenzial zur Fehlinterpretation. Absolut gesehen ist bei insgesamt 56 der für die Nutzung eines Tagesspeichers betrachteten 180 verschiedenen Kombinationen ein wirtschaftlicher Betrieb mit einer positiven Annuität möglich, was einem Anteil von mehr als 30 % entspricht. So liegt die höchste Annuität bei knapp 20.950 €/a für die Kombination aus stromorientiertem Spitzenlast-BHKW bei einer Solarthermiekollektorfläche von 400 m² und einem Wärmespeicher betrieben nach WS-Strategie 3. Demgegenüber stehen maximale Kosten in Höhe von ca. 33.100 €/a für die Kombination aus wärmegeführtem Mittellast-BHKW bei WS-Strategie 1 und einer Kollektorfläche von 2.400 m².
Es bleibt festzuhalten, dass unter den gegebenen Randbedingungen und den getätigten Annahmen der kombinierte Betrieb von regenerativen Wärmeerzeugern und KWK-Anlagen unter der Nutzung von Tagesspeichern wirtschaftlich erfolgen kann. Eine weitere Möglichkeit zur Optimierung des betrachteten Energiesystems mittels Einbindung von Wochenendspeichern wird in Kapitel 5.3.3 dargelegt.

CO_2-Vermeidungskosten bei Nutzung verschiedener Wärmespeicherstrategien

Eine Übersicht der mittleren CO_2-Vermeidungskosten für die wärmegeführte und stromorientierte BHKW-Betriebsstrategie unter Berücksichtigung aller kombinierten Leistungsgrößen der KWK- und Solarthermieanlagen bei Nutzung eines Tagesspeichers soll zur Ableitung allgemeingültiger Trends herangezogen werden. Es gilt zu berücksichtigen, dass als Referenz immer die Ergebnisse für das entsprechende BHKW aus dem KON-Szenario genutzt werden. Da die Referenz einen maßgeblichen Einfluss auf die CO_2-Vermeidungskosten hat, ist ausschließlich ein Vergleich der Maßnahmen *basierend auf derselben Referenz* sinnvoll.
Die für eine Referenz betrachteten Maßnahmen stellen die Solarthermieanlagen mit unterschiedlichen Kollektorflächen und verschiedenen WS-Strategien dar. Gemittelt sind die Vermeidungskosten für je eine WS-Strategie über die verschiedenen Kollektorflächen. Ein Vergleich der Größenordnungen der CO_2-Vermeidungkosten ist, wie zuvor erwähnt, bei variierender Referenz nicht aussagekräftig (solch ein Vergleich erfolgt zwischen Tages- und Wochenendwärmespeicher im folgenden Kapitel, da für die einzelnen Maßnahmen, BHKW verschiedener Leistungsklassen und Betriebsweisen, dieselben Referenzen vorliegen).
Abbildung 96 zeigt entsprechend die mittleren CO_2-Vermeidungskosten über alle betrachteten Solarthermieanlagen für die einzelnen BHKW in unterschiedlicher Betriebsweise von sowohl BHKW selbst als auch Wärmespeicher.

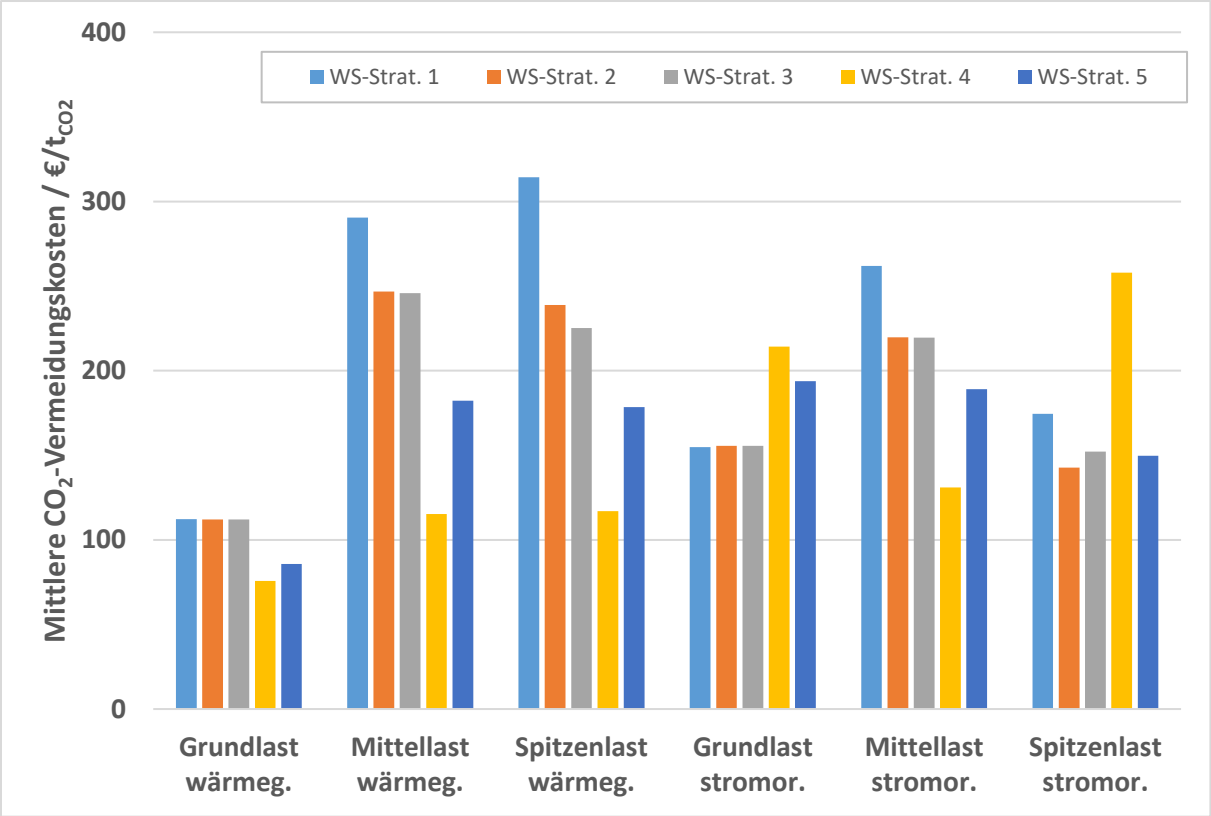

Abbildung 96: Mittlere CO_2-Vermeidungskosten aller Kombinationen mit Tagesspeicher

Es wird deutlich, dass keine allgemeingültigen Trends zu identifizieren sind. So werden beispielsweise durch die Anwendung der WS-Strategien 4 und 5 bei der Betrachtung des wärmegeführten Grundlast-BHKW im Mittel geringere CO_2-Vermeidungskosten erreicht, als bei den anderen WS-Strategien für dasselbe BHKW. In der stromorientierten Betriebsweise ist jedoch eine entgegengesetzte Entwicklung zu erkennen.

An dieser Stelle wird erneut ersichtlich, dass für eine strukturierte Vorgehensweise bei der Planung von effizienzsteigernden Maßnahmen grundlegend eine führende Zielgröße festgelegt werden muss und eine Simulation unumgänglich ist. Zielgrößen können beispielsweise die Einsparung von CO_2-Emissionen oder die Reduktion der Betriebskosten vor dem Hintergrund der Gewinnsteigerung aber auch die Flexibilisierung des Anlagenbetriebes sein. Anschließend ergeben sich darauf aufbauend verschiedene potenzielle Maßnahmen, die zwar anhand von CO_2-Vermeidungskosten bewertet werden können, jedoch ist hierbei zwingend die korrekte Gewichtung der ökonomischen und ökologischen Effizienz unter Berücksichtigung der zuvor festgelegten Zielgröße zu beachten. Sollen die Wärmegestehungskosten gesenkt werden, so ist die Betrachtung von erneuerbaren Maßnahmen vor dem Hintergrund der gleichzeitigen Reduktion der CO_2-Emissionen zwar richtig, jedoch kein ausschlaggebendes Kriterium.

Durch die Vielzahl an betrachteten Erzeugungsanlagenkombinationen mit unterschiedlichen Speicherbetriebs- und KWK-Anlagenbetriebsstrategien können im Folgenden nur exemplarisch einzelne Varianten genauer betrachtet werden.

Abbildung 97 zeigt die CO_2-Vermeidungskosten für die wärmegeführte und stromorientierte Betriebsweise des Grundlast-BHKW als Funktion der solarthermischen Kollektorfläche für die WS-Strategien 3, 4 und 5[24].

[24] Da eine Betrachtung der absoluten Werte zeigte, dass die CO_2-Vermeidungskosten bei den WS-Strategien 1, 2 und 3 nicht nur im Mittel sondern auch absolut nah beieinander liegen, wird in **Abbildung 97** auf die Darstellung der WS-Strategie 1 und 2 verzichtet.

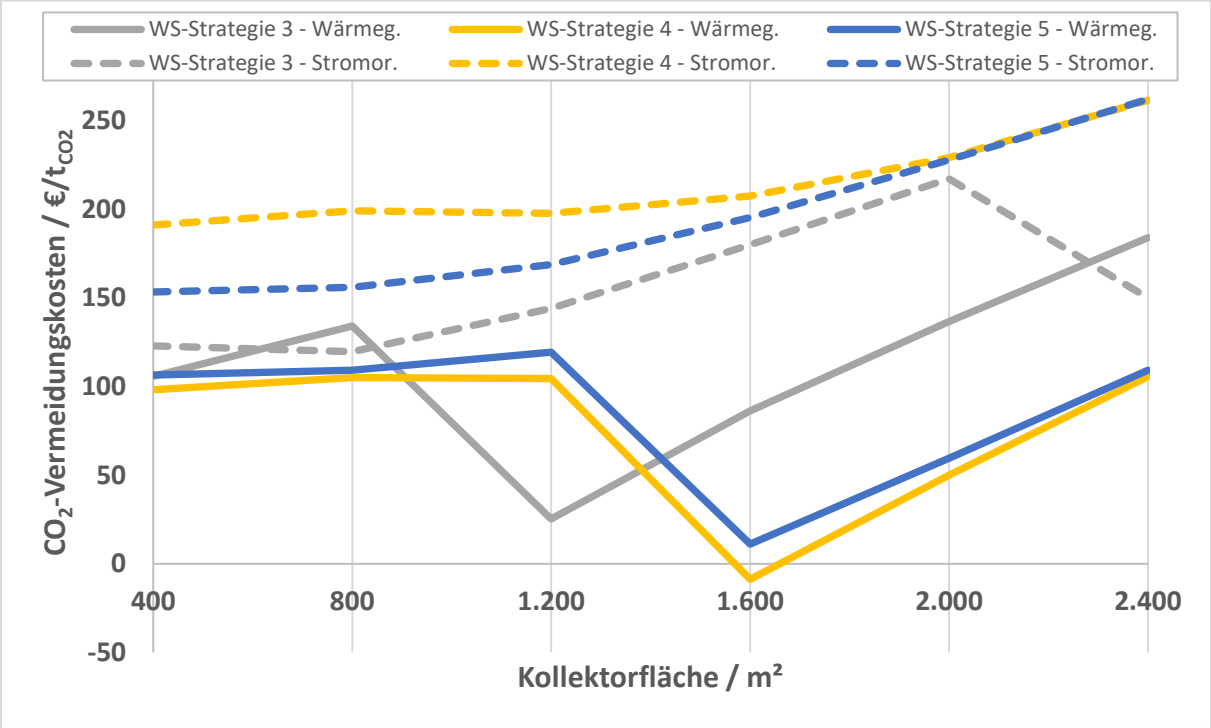

Abbildung 97: CO_2-Vermeidungskosten Grundlast-BHKW mit Tagesspeicher

Zunächst ist zu erkennen, dass die CO_2-Vermeidungskosten mit steigender Kollektorfläche trotz geringerer CO_2-Emissionen ebenfalls steigen. Diese Entwicklung ist neben den erhöhten Investitionskosten auch auf die Limitierung des BHKW-Betriebes und somit der Stromvermarktung und der Zuschlagszahlung nach dem KWKG zurückzuführen. Wie auch bei der Betrachtung der Simulationsergebnisse mit saisonalem Speicher ist in **Abbildung 97** für die wärmegeführte Betriebsweise des Grundlast-BHKW ein gezackter Verlauf der CO_2-Vermeidungskosten zu erkennen. Ab einer gewissen Kollektorfläche beträgt der Wärmedeckungsgrad der Kombination aus regenerativen und KWK-Anlagen mehr als 50 %, wodurch ein Investitionszuschuss für das Wärmenetz nach dem KWKG möglich ist. Aus diesem Grund ergeben sich deutlich geringere Investitionskosten, die die Annuität steigern.
Des Weiteren ist festzustellen, dass eine Kombination negative CO_2-Vermeidungskosten und damit einen wirtschaftlicheren Betrieb als die Referenz (nur BHKW und Kessel) aufweist, da die CO_2-Vermeidungskosten nur durch eine Kosteneinsparung bzw. höhere Erlöse der Maßnahme im Vergleich zur Referenz negative Werte annehmen. Die Kombination von erneuerbaren Wärmeerzeugern und KWK-Anlagen ist folglich nicht nur in knapp 30 % der betrachteten Fälle wirtschaftlich, sondern kann sogar in einer betrachteten Kombination *wirtschaftlicher als die rein fossile KWK-Versorgung* erfolgen.
Die CO_2-Vermeidungskosten für das Spitzenlast-BHKW sind in **Abbildung 98** in Abhängigkeit der Kollektorfläche für verschiedene WS-Strategien dargestellt (linkes Diagramm für die wärmegeführte Betriebsweise und rechtes Diagramm für die stromorientierte Betriebsweise der KWK-Anlagen).

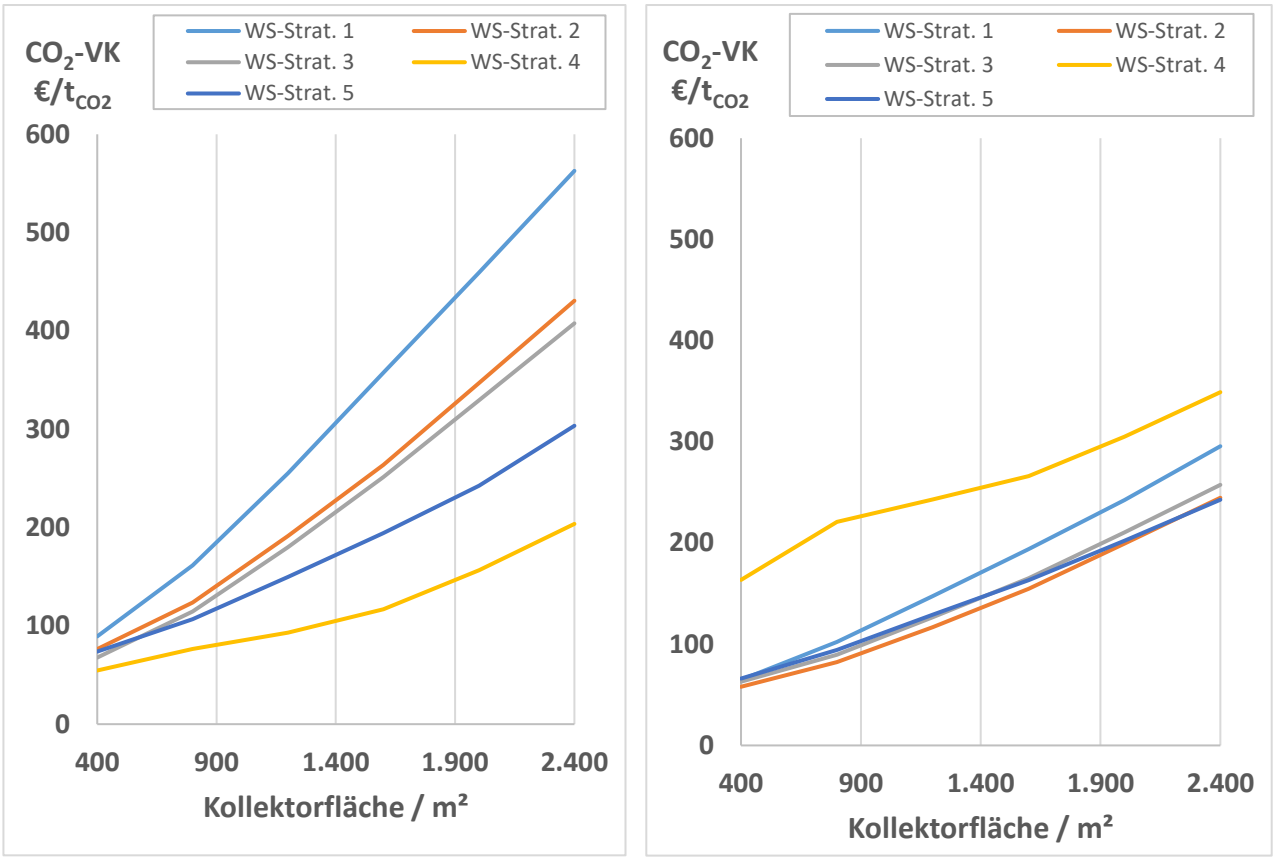

Abbildung 98: CO_2-Vermeidungskosten Spitzenlast-BHKW mit Tagesspeicher

Mit steigender Kollektorfläche steigen die CO_2-Vermeidungskosten. Gleiche Entwicklungen ergeben sich für das Mittellast-BHKW (vgl. Anhang 12.14).
Die für die einzelnen Varianten ermittelten Extrema sind in **Tabelle 13** unter Angabe der entsprechenden Kombination dargestellt.

	Min. CO_2- VK	**Kombination**	**Max. CO_2-VK**	**Kombination**
Grundlast-BHKW wärmegeführt	**-9 €/t_{CO2}**	WS-Strategie 4 ST 1.600 m²	184 €/t_{CO2}	WS-Strategie 1 ST 2.400 m²
Mittellast-BHKW wärmegeführt	57 €/t_{CO2}	WS-Strategie 4 ST 400 m²	510 €/t_{CO2}	WS-Strategie 1 ST 2.400 m²
Spitzenlast-BHKW wärmegeführt	55 €/t_{CO2}	WS-Strategie 4 ST 400 m²	**563 €/t_{CO2}**	WS-Strategie 1 ST 2.400 m²
Grundlast-BHKW stromorientiert	118 €/t_{CO2}	WS-Strategie 1 ST 800 m²	262 €/t_{CO2}	WS-Strategie 5 ST 2.400 m²
Mittellast-BHKW stromorientiert	72 €/t_{CO2}	WS-Strategie 4 ST 400 m²	442 €/t_{CO2}	WS-Strategie 1 ST 2.400 m²
Spitzenlast-KWK stromorientiert	58 €/t_{CO2}	WS-Strategie 2 ST 400 m²	349 €/t_{CO2}	WS-Strategie 4 ST 2.400 m²

Tabelle 13: Minimale und maximale CO_2-Vermeidungskosten mit Tagesspeicher

Eine zur Auswahl der effizientesten Maßnahme übliche Darstellung der CO_2-Vermeidungskosten in aufsteigender Reihenfolge für alle Kombinationen mit wärmegeführtem Grundlast-BHKW findet sich in **Abbildung 99**. Die effizienteste Maßnahme lässt sich unmittelbar identifizieren (vgl. **Tabelle 13**). Des Weiteren erfolgt eine übersichtliche Darstellung der Größenordnungen.

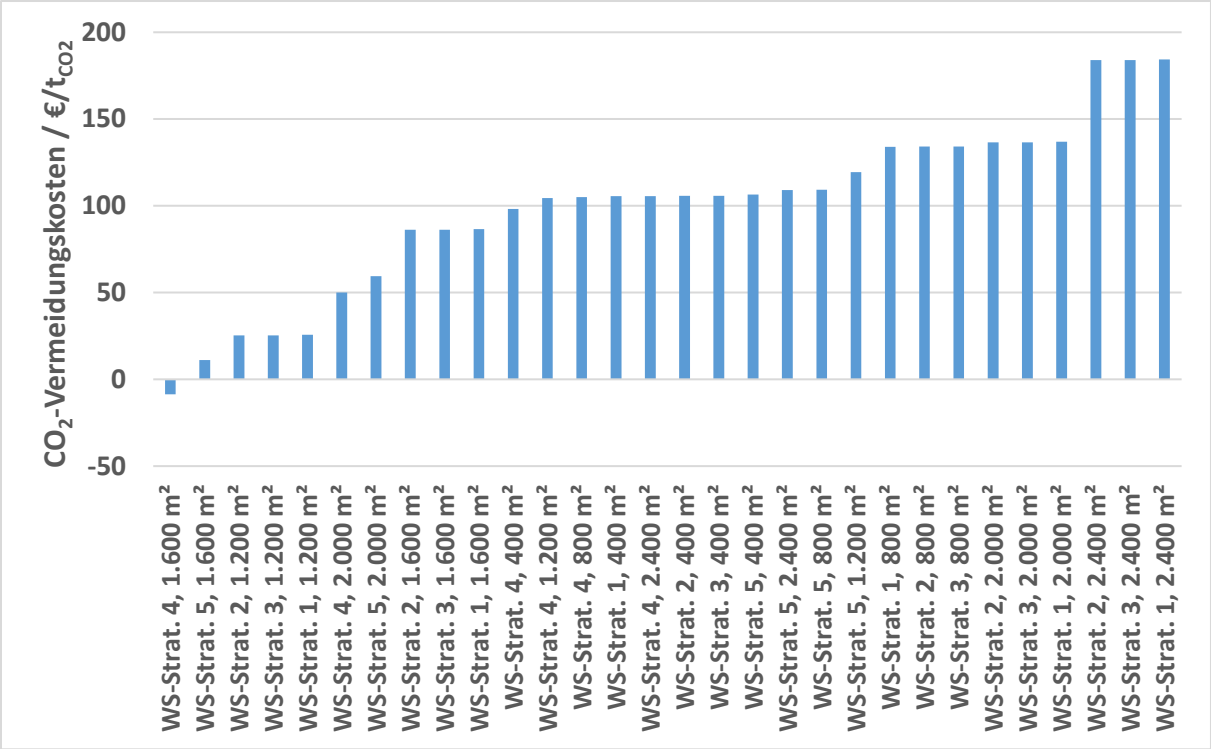

Abbildung 99: CO_2-Vermeidungskosten wärmegeführtes Grundlast-BHKW mit Tagesspeicher

Es bleibt festzuhalten, dass die Nutzung eines Tagesspeichers unter Modifizierung der Speicherstrategie zur Maximierung des solaren Deckungsgrades geringe bis hin zu negative CO_2-Vermeidungskosten aufweist. Da die Umsetzungswahrscheinlichkeit von Investitionen im Wesentlichen durch deren Wirtschaftlichkeit beeinflusst wird, erweisen sich die ermittelten Kombinationen trotz fluktuierender Einspeisung als realisierbare Alternative zur rein fossilen Wärmeerzeugung.
Kritisch zu betrachten ist die Auswirkung der Referenz auf die CO_2-Vermeidungskosten. Zwar sind bei einer Anwendung auf reale Energiesysteme gewisse Grenzen bezüglich der Referenzwahl gesetzt, dennoch ergeben sich auch hier Möglichkeiten der Einflussnahme. Aus diesem Grund sollen im Folgenden die Auswirkungen der Wahl von zwei verschiedenen Referenzen dargestellt werden. Zum einen wird als Referenz mit dem stromorientierten Spitzenlast-BHKW die wirtschaftlichste Variante aus dem Szenario KON genutzt (Referenz 1). Zum anderen wird mit dem wärmegeführten Grundlast-BHKW die unwirtschaftlichste Variante aus dem Szenario KON herangezogen (Referenz 2). Als Maßnahmen werden je alle 180 betrachteten Kombinationen mit Tageswärmespeicher herangezogen (es gilt zu berücksichtigen, dass ausschließlich Maßnahmen mit einer CO_2-Emissionsminderung im Vergleich zur Referenz betrachtet werden). Da die Referenz 1 bereits geringe CO_2-Emissionen aufweist, reduziert sich die Anzahl der betrachteten Maßnahmen auf 140. Aus Vergleichsgründen werden die gleichen Maßnahmen für die Referenz 2 ebenfalls gestrichen. **Abbildung 100** zeigt die ermittelten CO_2-Vermeidungskosten für alle Maßnahmen bei der Wahl der verschiedenen Referenzen[25]. Zwecks besserer Übersichtlichkeit sind Maßnahmen mit CO_2-Vermeidungskosten von mehr als 1.000 €/t_{CO2} nicht dargestellt.
Für die Wahl der bereits optimierten Referenz 1 ergeben sich für die betrachteten Maßnahmen entsprechend hohe, ausschließlich positive CO_2-Vermeidungskosten, was keinen wirtschaftlichen Betrieb der Maßnahmen im Vergleich zur Referenz bedeutet.

[25] Die Maßnahmen sind nach WS-Strategie, BHKW-Leistung und Betriebsweise sowie aufsteigender Kollektorflächen sortiert. Da es sich jedoch um einen qualitativen Vergleich handelt, spielt die Zuordnung von Maßnahme und Vermeidungskosten keine Rolle.

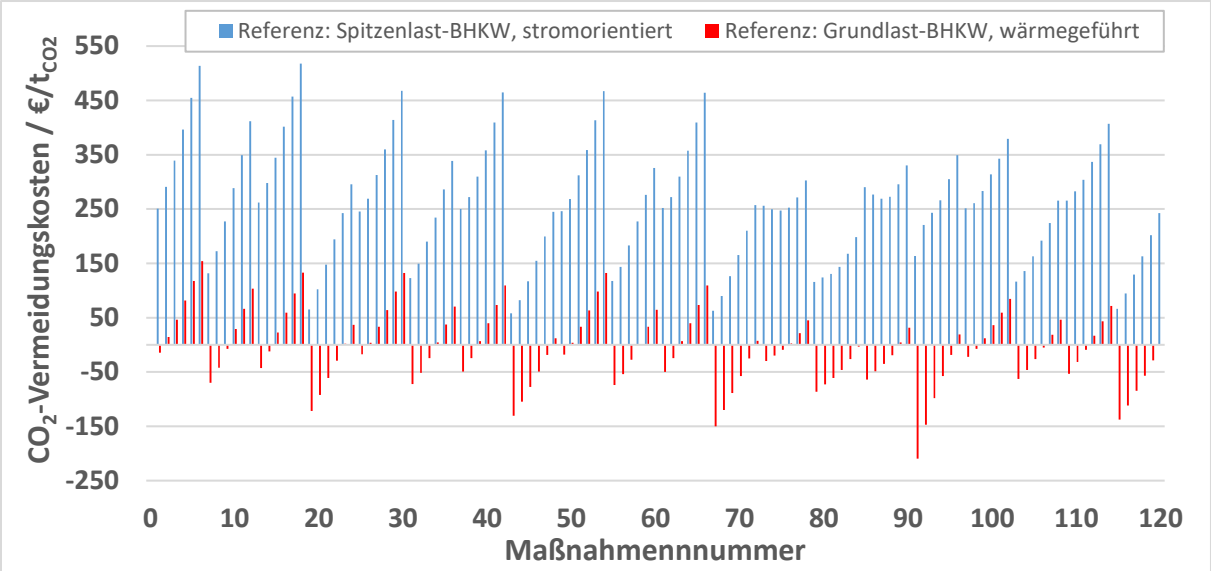

Abbildung 100: CO_2-Vermeidungskosten bei verschiedenen Referenzen (Tagesspeicher)

Deutlich reduzieren lassen sich die CO_2-Vermeidungskosten durch die Wahl der weniger effizienten Referenz 2. Insgesamt weisen durch die Nutzung der schlechteren Referenz knapp 46 % der betrachteten 140 Maßnahmen sogar negative CO_2-Vermeidungskosten auf.
Die Sortierung nach aufsteigenden CO_2-Vermeidungskosten in **Abbildung 101** verdeutlicht die abweichenden Größenordnungen. Bei dieser Darstellungsweise ist zu berücksichtigen, dass keine Sortierung nach Maßnahmen vorliegt, es handelt sich um eine qualitative Darstellung, die den Einfluss der Referenzwahl auf die Ergebnisse verdeutlicht.

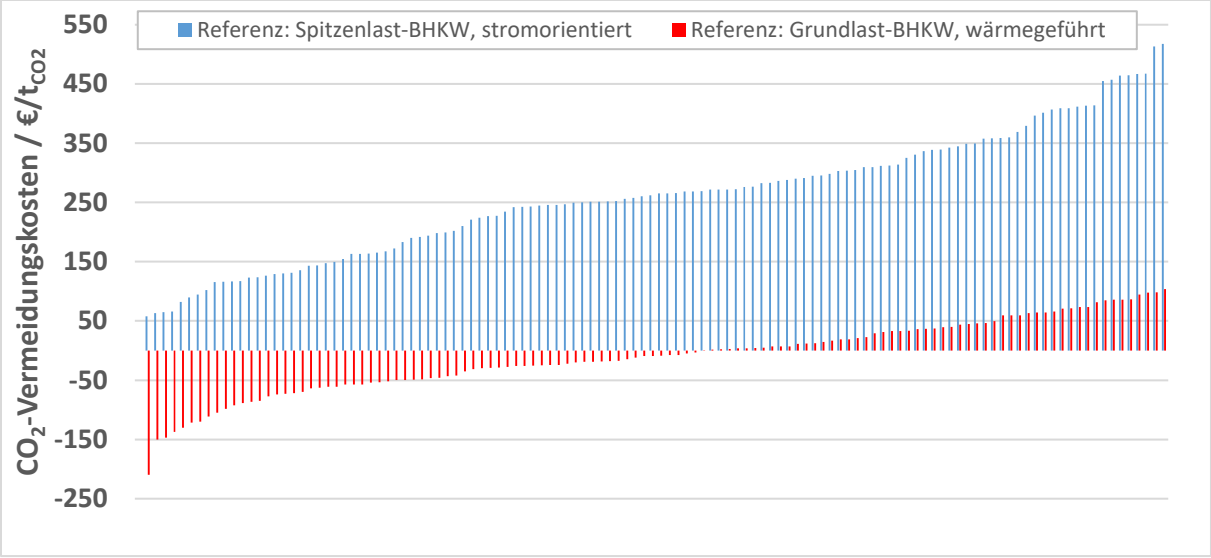

Abbildung 101: CO_2-Vermeidungskosten bei verschiedenen Referenzen (Tagesspeicher, aufsteigend sortiert)

Dementsprechend ist bei der Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen mit Hilfe von CO_2-Vermeidungskosten die Referenz, sofern nicht fest vorgegeben, sorgfältig auszuwählen, um Fehlbewertungen zu vermeiden. CO_2-Vermeidungskosten können entsprechend immer nur dann als Entscheidungskriterium herangezogen werden, wenn jegliche Informationen bezüglich der gewählten Referenz vorhanden sind.

5.3.3 Betrieb mit Wochenendspeicher

Neben der Nutzung eines dem Wärmebedarf eines Wintertages entsprechend dimensionierten Tagesspeichers soll ebenfalls ein Speicher zur Überbrückung des Wärmebedarfes eines Wochenendes[26] betrachtet werden. Im Betrachtungsjahr 2017 lag der maximale Wochenendwärmebedarf (Bedarf der Verbraucher zuzüglich Verteilungsverluste) im Winter bei ca. 23 MWh. Mit einem minimalen Wärmebedarf in den Sommermonaten von 5,25 MWh ergibt sich ein mittlerer jährlicher Wochenendwärmebedarf von 12,46 MWh, nach dem sich die Speicherkapazität für den Wochenendwärmespeicher richtet.
Im Folgenden soll nach kurzer Ergebnisdarstellung der Szenarien mit Wochenendspeicher der Fokus auf dem Vergleich der Ergebnisse beider Speicherkapazitäten (Tages- und Wochenendspeicher) liegen, da durch die Nutzung derselben Referenzszenarien ein quantitativer Vergleich möglich ist.

CO_2-Vermeidungskosten bei der Nutzung verschiedener Speicherstrategien

Wie auch für den Tagesspeicher erfolgt in **Abbildung 102** eine Darstellung der mittleren CO_2-Vermeidungskosten für die verschiedenen KWK-Anlagen in Abhängigkeit der WS-Strategie. Auch durch die Nutzung eines Wochenendspeichers können keine eindeutigen Trends identifiziert werden. Bei einem Vergleich mit **Abbildung 96** sind quantitative Unterschiede festzustellen, die qualitativen Verläufe sind gleich.

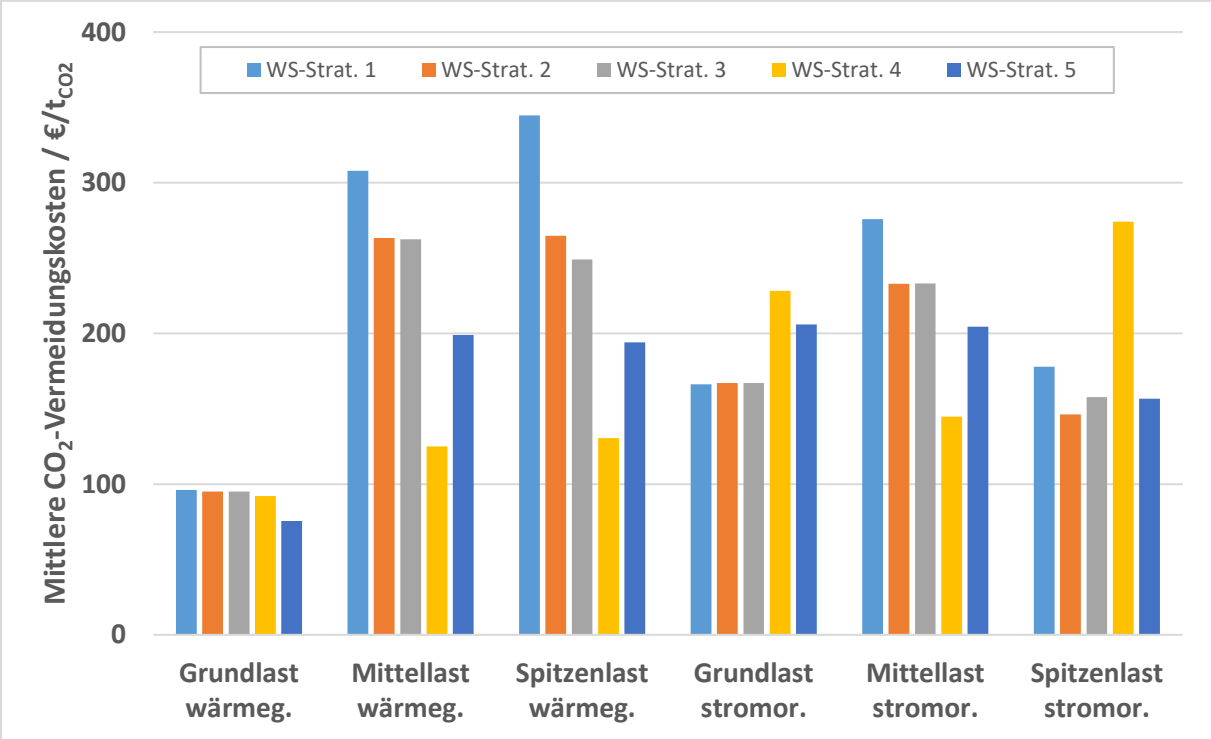

Abbildung 102: Mittlere CO_2-Vermeidungskosten aller Kombinationen mit Wochenendspeicher

Abbildung 103 zeigt die ermittelten CO_2-Vermeidungskosten für die Kombination aus wärmegeführtem Grundlast-BHKW mit Solarthermieanlagen und Wochenendspeicher mit variierender Kollektorfläche bzw. WS-Strategie (es erfolgt eine Beschränkung auf die wärmegeführte Betriebsweise, da in diesem Fall, wie bei der Betrachtung des Tagesspeichers, negative CO_2-Vermeidungskosten ermittelt werden konnten). Insgesamt weisen vier Maßnahmen negative CO_2-Vermeidungskosten auf,

[26] Neben Samstag und Sonntag wird im Folgenden ebenfalls die zweite Hälfte des Freitags zum Wochenende gezählt, um einer zu geringen Dimensionierung vorzubeugen.

wodurch die Nutzung des Wochenendspeichers für eine Kombination mit wärmegeführtem Grundlast-BHKW anstelle einer rein konventionellen Erzeugung mit kleinerem Wärmespeicher empfohlen werden kann.

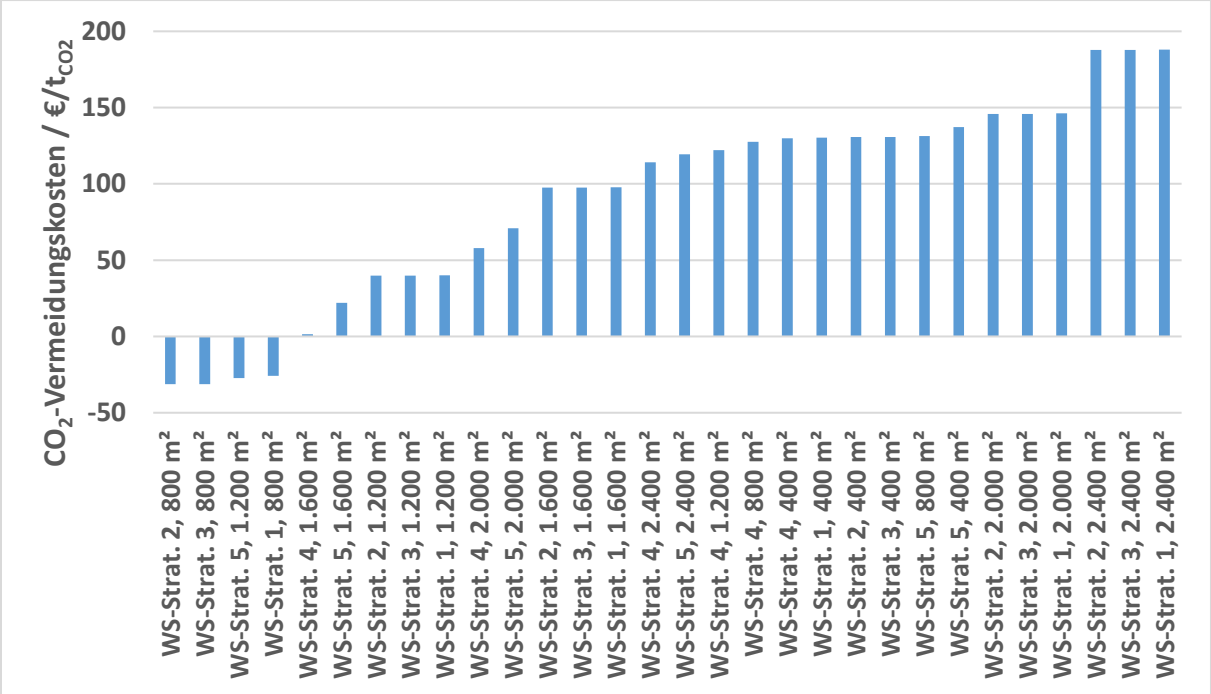

Abbildung 103: CO_2-Vermeidungskosten wärmegeführtes Grundlast-BHKW mit Wochenendspeicher

Vergleich zwischen Tages- und Wochenendspeicher

Ein Vergleich der Werte in **Tabelle 14** zeigt, dass ausgenommen der Variante "wärmegeführtes Grundlast-BHKW" die Extrema der CO_2-Vermeidungskosten bei der Nutzung eines Tagesspeichers unabhängig von dessen Betriebsweise geringer ausfallen, als bei einem Wochenendspeicher (WE).

	Min. CO_2- Vermeidungskosten		**Max. CO_2- Vermeidungskosten**	
	Tagesspeicher	**WE-Speicher**	**Tagesspeicher**	**WE-Speicher**
Grundlast-BHKW wärmegeführt	-9 €/t_{CO2}	**-31 €/t_{CO2}**	184 €/t_{CO2}	188 €/t_{CO2}
Mittellast-BHKW wärmegeführt	57 €/t_{CO2}	57 €/t_{CO2}	510 €/t_{CO2}	524 €/t_{CO2}
Spitzenlast-BHKW wärmegeführt	55 €/t_{CO2}	78 €/t_{CO2}	563 €/t_{CO2}	**592 €/t_{CO2}**
Grundlast-BHKW stromorientiert	118 €/t_{CO2}	136 €/t_{CO2}	262 €/t_{CO2}	270 €/t_{CO2}
Mittellast-BHKW stromorientiert	72 €/t_{CO2}	96 €/t_{CO2}	442 €/t_{CO2}	452 €/t_{CO2}
Spitzenlast-KWK stromorientiert	58 €/t_{CO2}	69 €/t_{CO2}	349 €/t_{CO2}	356 €/t_{CO2}

Tabelle 14: Vergleich minimale und maximale CO_2-Vermeidungskosten für Tages- und Wochenendspeicher

Diese erste Tendenz deutet darauf hin, dass ein Tagesspeicher für die betrachtete Quartiersversorgung unter Berücksichtigung aller Simulationsergebnisse eine sowohl ökonomisch als auch ökologisch effizientere Variante darstellt, als ein Versorgungssystem mit Wochenendspeicher. Bestätigt wird diese Vermutung durch die Betrachtung der absoluten CO_2-Vermeidungskosten. Insgesamt weisen lediglich 6,1 % der betrachteten Maßnahmen durch die Nutzung eines Wochenendspeichers geringere CO_2-Vermeidungskosten auf, als bei der Nutzung eines Tagesspeichers. Eine Erklärung findet sich in der Betrachtung der Mittelwerte der jährlichen CO_2-Emissionen, des solaren Deckungsgrades und der jährlichen Kosten.
Anhand von **Abbildung 104** wird deutlich, dass der mittlere solare Deckungsgrad bei der Nutzung eines Wochenendwärmespeichers für jede Speicherstrategie höher ist, als bei einem Tagesspeicher. Grund hierfür ist die erhöhte Speicherkapazität, die eine zusätzliche Einbindung von solarthermischer Wärme in Monaten geringen Bedarfes aber hoher regenerativer Erzeugung ermöglicht. Allerdings ist die zusätzliche Einbindung im Vergleich zum Tagesspeicher ausgesprochen gering. Im Mittel kann der solare Deckungsgrad durch die Nutzung eines Wochenendwärmespeichers um 0,23 % gesteigert werden.

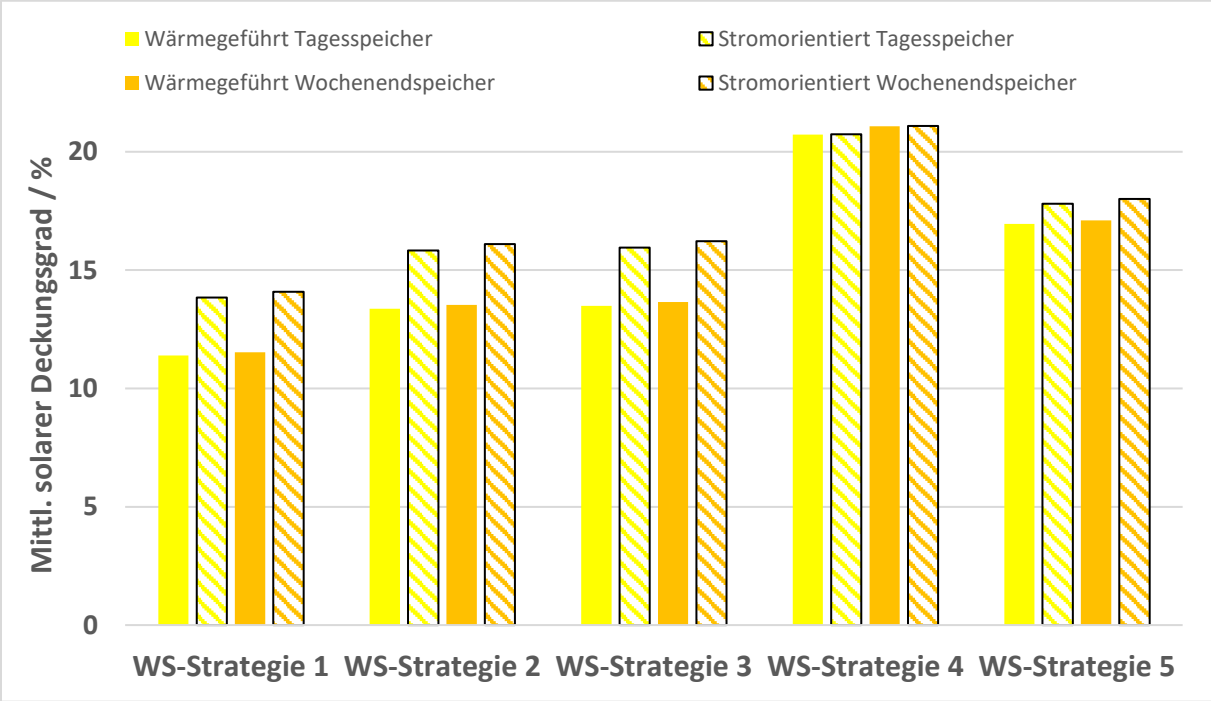

Abbildung 104: Mittlerer solarer Deckungsgrad aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher)

Dementsprechend sind die Unterschiede in den mittleren CO_2-Emissionen, wie in **Abbildung 105** dargestellt, ebenfalls kaum nennenswert. Die mittlere Senkung über alle Kombinationen durch die Nutzung eines Wochenendwärmespeichers anstelle eines Tagesspeichers liegt bei 0,93 t/a.

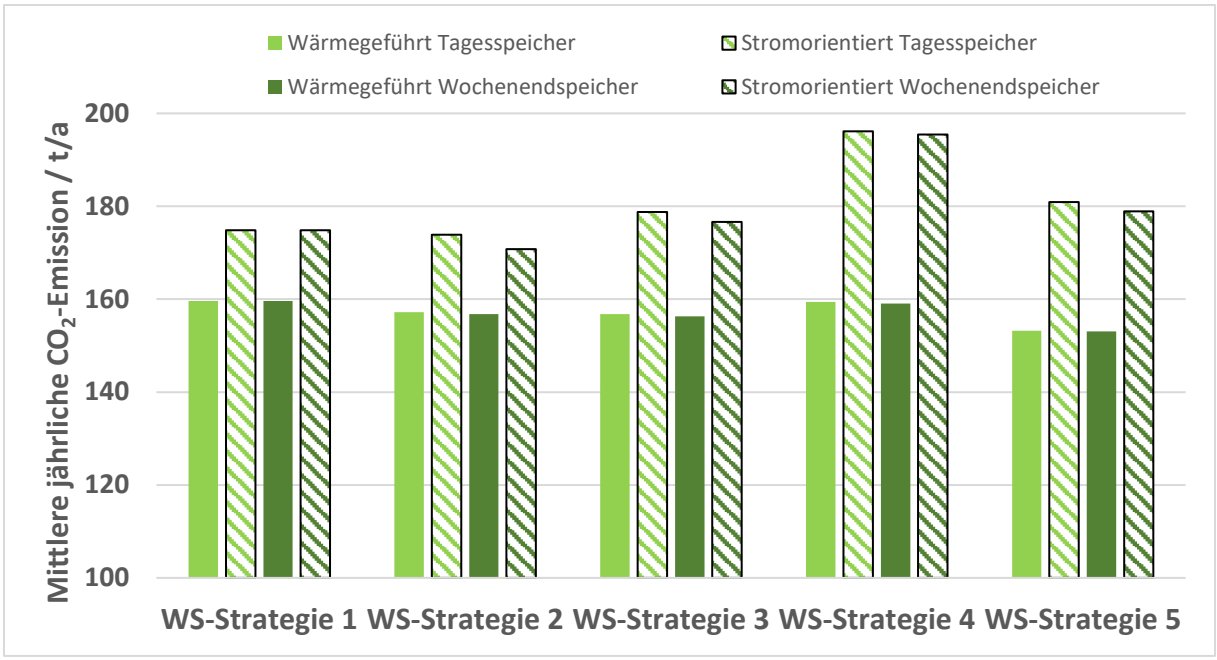

Abbildung 105: Mittlere CO_2-Emission aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher)

Ein deutlicher Unterschied hingegen lässt sich bei den mittleren jährlichen Kosten feststellen, die für alle betrachteten Varianten bei der Nutzung eines Tagesspeichers wesentlich geringer ausfallen, als bei einem Wochenendspeicher (**Abbildung 106**). Im Mittel über alle betrachteten Varianten liegen die ermittelten jährlichen Kosten bei der Nutzung eines Wochenendwärmespeichers um ca. 950 € über den Kosten, die mit der Nutzung eines Tagesspeichers anfallen.

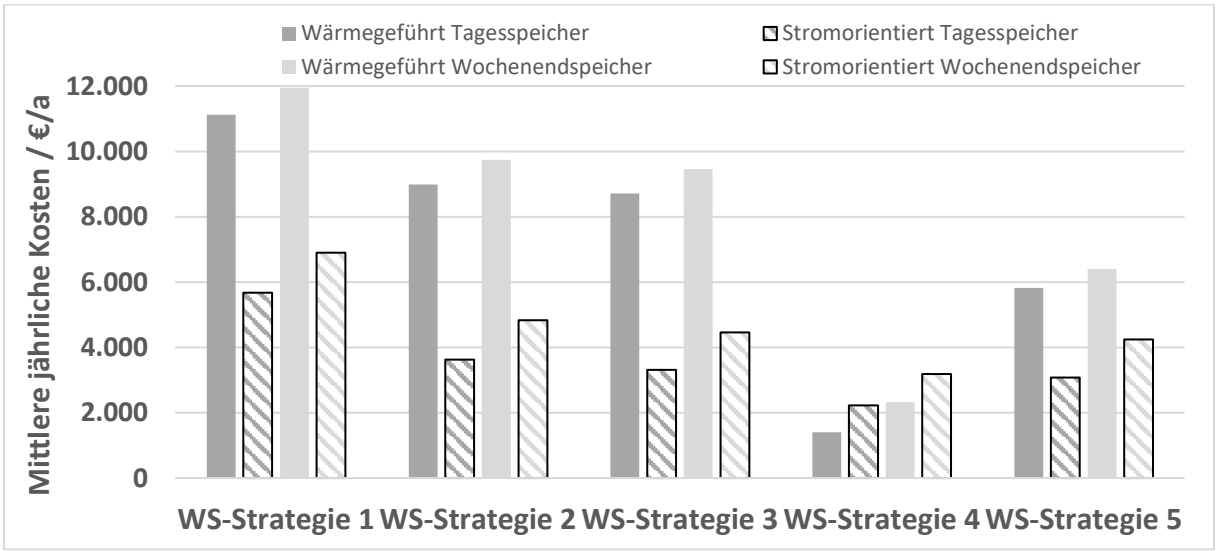

Abbildung 106: Mittlere jährliche Kosten aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher)

Durch eine kaum nennenswerte Emissionseinsparung (entsprechend einer quasi gleichen Einsparung der Maßnahmen mit beiden Speichersystemen im Vergleich zur Referenz) und deutlich höhere mittlere jährliche Kosten ergeben sich bei derselben Referenz die in **Abbildung 107** dargestellten, höheren mittleren CO_2-Vermeidungskosten bei der Nutzung eines Wochenendwärmespeichers anstelle eines Tagesspeichers für jede der betrachteten WS-Strategien.

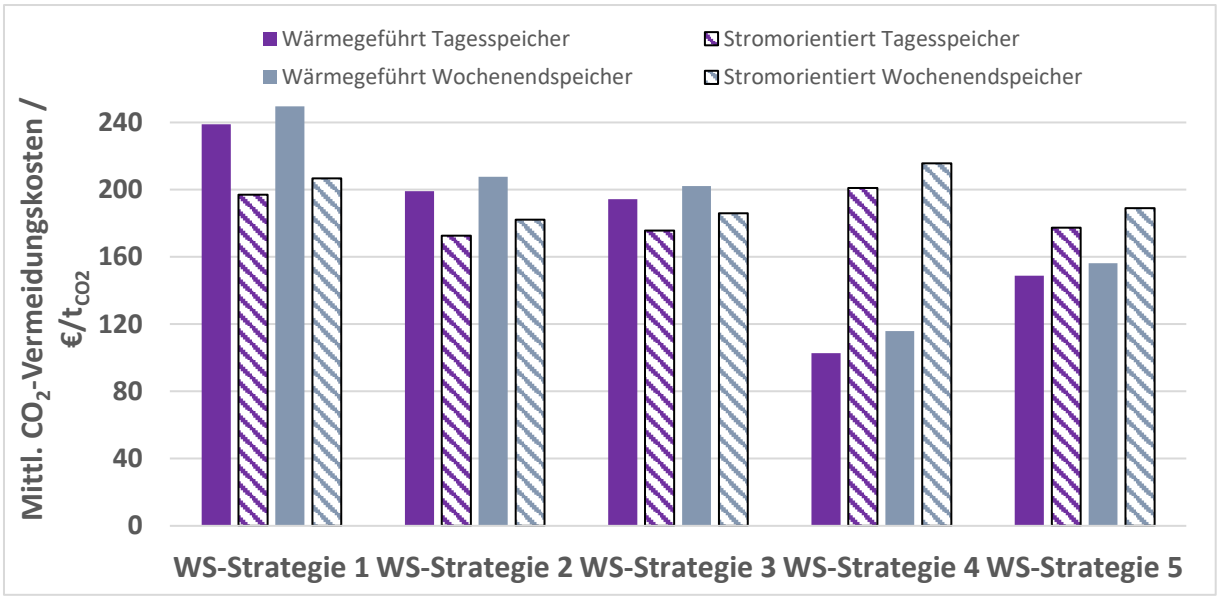

Abbildung 107: Mittlere CO_2-Vermeidungskosten aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher)

Für das betrachtete Quartier ist somit die Nutzung eines Wärmespeichers mit der Speicherkapazität entsprechend der mittleren Last eines Wintertages sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch auf den ersten Blick die beste der drei betrachteten Wärmespeicherkapazitäten.
Abbildung 108 zeigt die CO_2-Vermeidungskosten für das wärmegeführte Grundlast-BHKW mit verschiedenen Speicherkapazitäten und Solarthermiekollektorflächen.

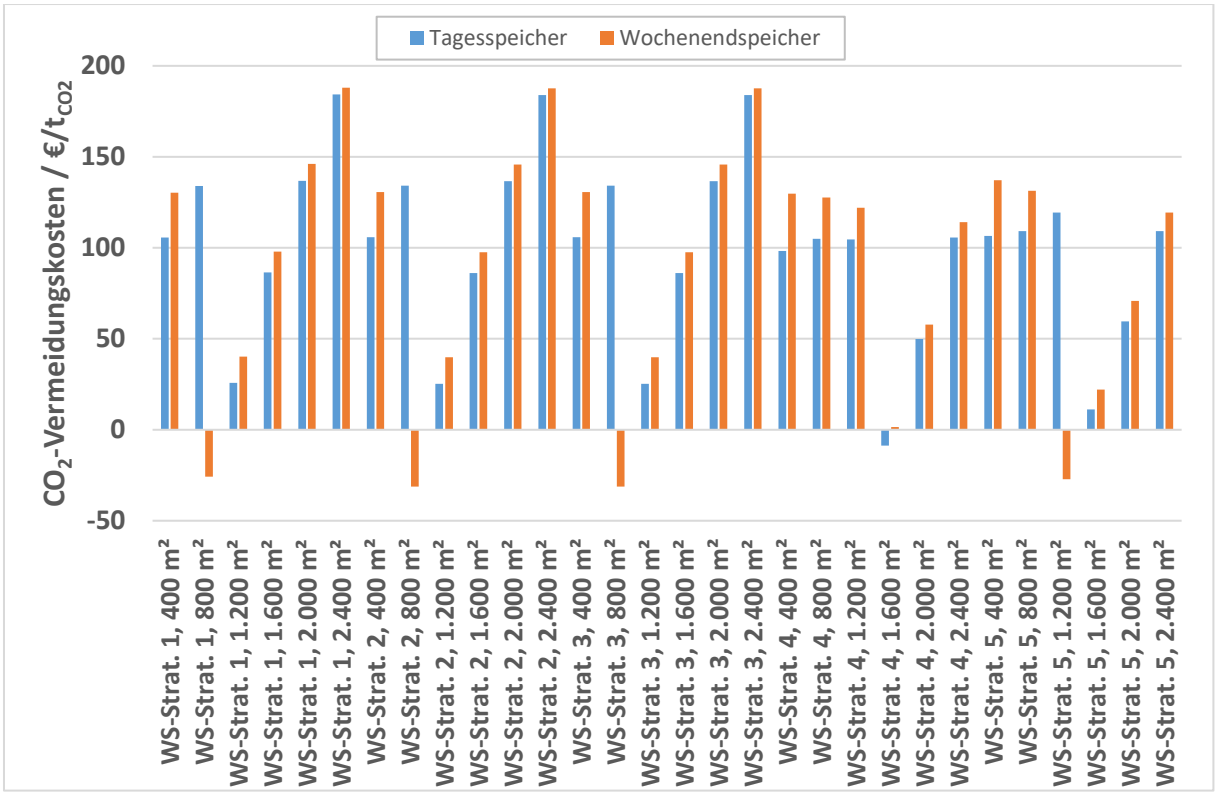

Abbildung 108: CO_2-Vermeidungskosten wärmegeführtes Grundlast-BHKW mit Tages- und Wochenendspeicher

Die bis dato erfolgte Betrachtung der Mittelwerte der einzelnen Bewertungsgrößen ist in der Vielzahl der getätigten Simulationen begründet. Auf diese Weise kann ein Vergleich anhand von nur einer Kennzahl erfolgen. Da durch die Variation der Wärmespeicherkapazität bei konstanter Referenz ein quantitativer Vergleich der ermittelten CO_2-Vermeidungkosten jedoch möglich ist, sollen zur abschließenden Bewertung die absoluten Werte herangezogen werden.
Zwar ist ein Großteil der CO_2-Vermeidungskosten mit Wochenendwärmespeicher höher als bei der Nutzung eines Tagesspeichers (86,67 %), allerdings sind zur Bewertung lediglich die geringen bzw. negativen CO_2-Vermeidungskosten zu betrachten. Dementsprechend ist für die Nutzung eines wärmegeführten Grundlast-BHKW in Kombination mit Solarthermieanlagen bei demselben BHKW als Referenz die Nutzung eines Wochenendwärmespeichers sowohl aus ökologischen als auch aus ökonomischen Gründen für das betrachtete Quartier unter Berücksichtigung der getätigten Annahmen zu empfehlen.

5.3.4 Erweiterung des Szenarios EE 1

Im Folgenden sollen die Auswirkungen zweier möglicher Entwicklungen am Beispiel der zuvor beschriebenen Simulationsszenarien mit einem Tagesspeicher kurz bewertet werden.
Wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, wird die Realisierung von Wärmenetzen der vierten Generation in Zukunft verstärkt durch gezielte Förderprogramme adressiert. Aus diesem Grund sind die Auswirkungen einer Vorlauftemperaturabsenkung auf den solaren Deckungsgrad zu betrachten. Wie auch im Szenario KON soll des Weiteren eine potenzielle CO_2-Steuer auch auf Energiesysteme mit regenerativen Erzeugungsanlagen angewendet werden, um den angestrebten Effekt der Steuer in Form von geringeren CO_2-Vermeidungskosten im Vergleich zu einer konventionellen Referenz darzustellen.

Absenkung der Netzvorlauftemperatur

Für die folgenden Simulationen wird anstelle des Referenznetzes auf die Variation 1 aus Kapitel 5.1 zurückgegriffen (Netzbetrieb mit einer reduzierten Vorlauftemperatur). Da das Referenznetz mit 75 °C bereits eine geringe Vorlauftemperatur besitzt, kann lediglich eine Temperaturabsenkung um 5 K auf 70 °C betrachtet werden (Legionellen-Prophylaxe).
Neben der Reduktion der Wärmeverluste hat eine Vorlauftemperaturabsenkung bei solarthermischen Wärmeerzeugern des Weiteren den Vorteil, dass der solare Deckungsgrad durch den verkürzten Aufheizprozess der Kollektoren bei geringerer Einspeisetemperatur erhöht werden kann. Für die Einspeisung bei einer um 5 K reduzierten Vorlauftemperatur wird ebenso die benötigte Temperatur im Kollektor um 5 K (bei konstanter Grädigkeit von 5 K) auf 75 °C reduziert. Der Übersichtlichkeit halber erfolgt eine Beschränkung auf wärmegeführte Grund- und Spitzenlast-KWK-Anlagen.
Abbildung 109 zeigt die solaren Deckungsgrade für die entsprechenden Anlagenkombinationen unter Anwendung der verschiedenen Wärmespeicherstrategien (auf eine Darstellung der WS-Strategie 2 wird durch die Ähnlichkeit der Ergebnisse mit WS-Strategie 3 verzichtet).

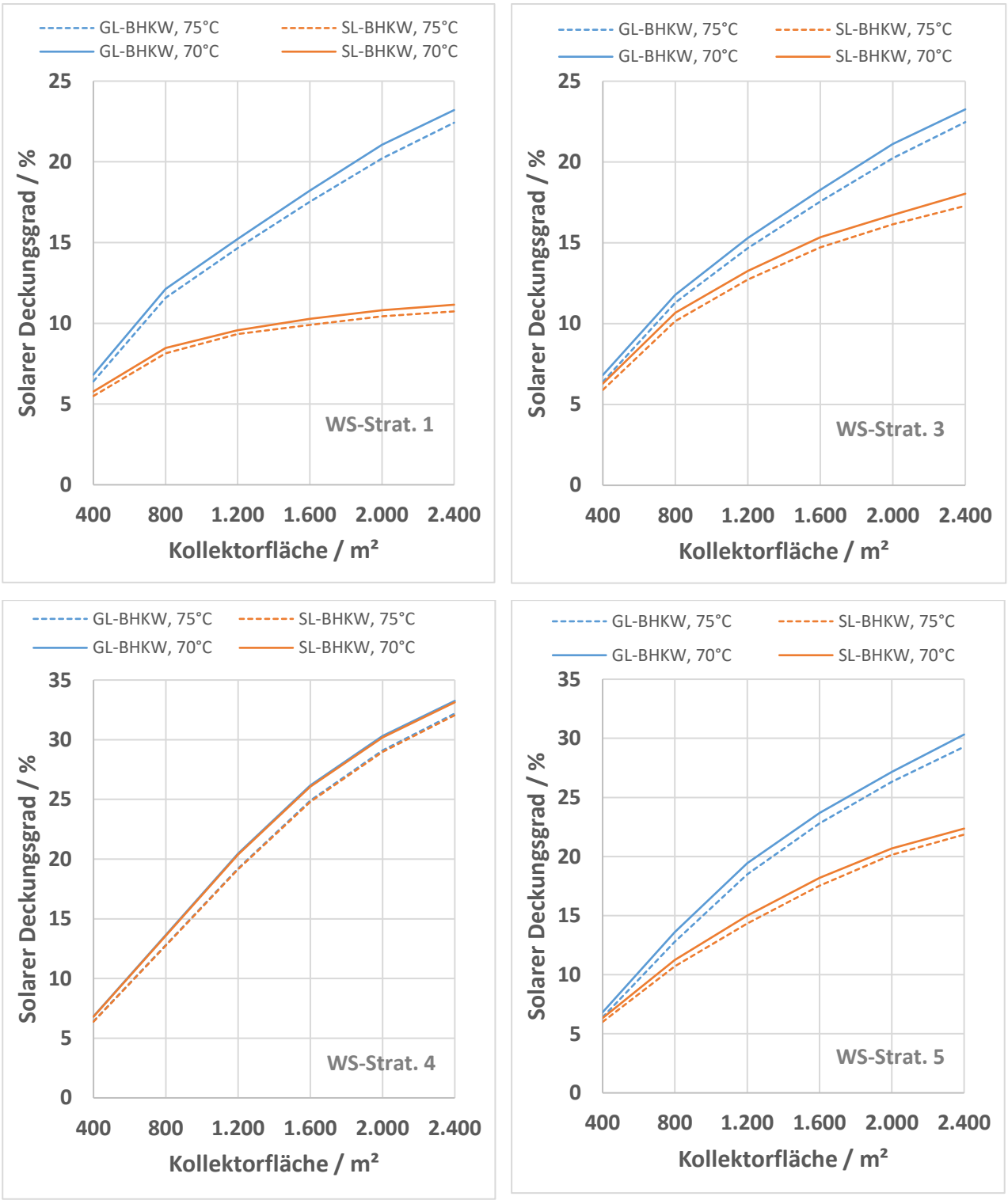

Abbildung 109: Solare Deckungsgrade bei Reduktion der Wärmenetzvorlauftemperatur (oben links WS-Strategie 1, oben rechts WS-Strategie 3, unten links WS-Strategie 4, unten rechts WS-Strategie 5)

Es wird deutlich, dass die Absenkung der Vorlauftemperatur in allen betrachteten Szenarien, wie erwartet, zu einer Erhöhung des solaren Deckungsgrades führt. Dieser Anstieg ist allerdings durch die geringe Vorlauftemperaturabsenkung äußerst gering. Im Mittel kann der solare Deckungsgrad bei den betrachteten Anlagenkombinationen um 0,68 % bei einem Maximum von 1,29 % gesteigert werden. Mit der Erhöhung des solaren Deckungsgrades sinken des Weiteren durch die (nahezu) gleiche

Wärmeeinspeisung[27] die Deckungsgrade durch KWK-Anlagen und Spitzenlastkessel gleichmäßig. Deutlichere Auswirkungen können bei einer höheren Temperaturabsenkung erwartet werden, wie sie beispielsweise bei konventionellen Wärmenetzen häufig in den Sommermonaten bei schwacher Netzlast erfolgt. Da die Netztemperatur und damit die potenzielle Spannweite der Absenkung für das betrachtete Quartiersnetz sehr gering ist, sind keine deutlicheren Effekte zu verzeichnen.
Aus diesem Grund erfolgt keine weitere Betrachtung der Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebes, da den geringfügig verringerten Brennstoffkosten leicht erhöhte Pumpstromkosten durch die Absenkung der Netzvorlauftemperatur gegenüberstehen, deren Auswirkungen sich ausgleichen.
Eine weitere Möglichkeit der Erhöhung des solaren Deckungsgrades bietet die Einspeisung von solarthermischer Wärme in den Wärmenetzrücklauf. Energetisch sinnvoll ist diese Rücklaufeinspeisung dann, wenn sie möglichst ortsnah an der Heizzentrale erfolgt, da mit der Erhöhung der Rücklauftemperatur ebenso steigende Wärmeverluste basierend auf dem Anstieg der Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträgermedium und Umgebung einhergehen.

Einbindung einer CO_2-Steuer

Wie auch im Szenario KON soll im Folgenden kurz die Auswirkung einer CO_2-Steuer basierend auf einem mittleren Zertifikatspreis in Höhe von 36,55 €/t_{CO2} (vgl. Kapitel 3) auf die CO_2-Vermeidungskosten bei einer Kombination aus konventionellen und erneuerbaren Wärmeerzeugern eingegangen werden (**Abbildung 110**).

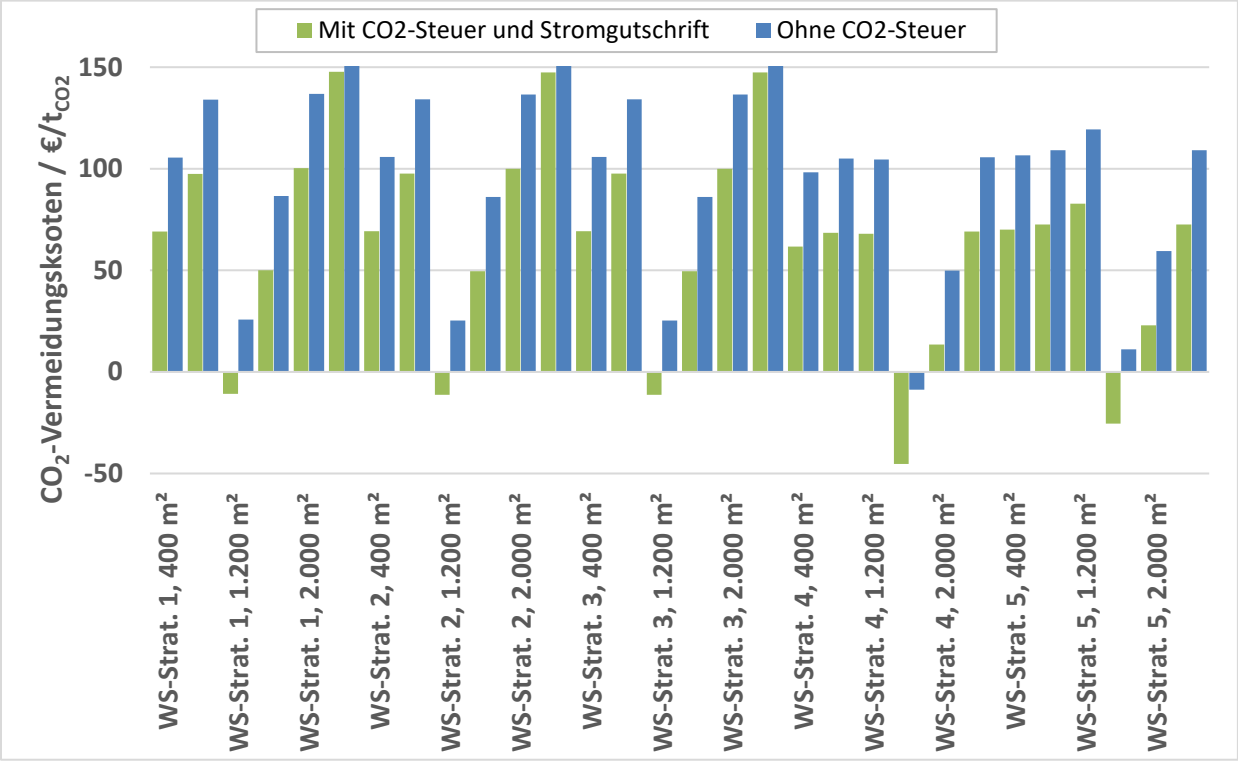

Abbildung 110: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer (wärmegeführtes Grundlast-BHKW)

Hierzu werden exemplarisch die Ergebnisse für das wärmegeführte Grundlast-BHKW unter Nutzung verschiedener Solarthermiekollektorflächen und Wärmespeicherstrategien als Maßnahmen (Maßnahme M 1 bis M 30) im Vergleich zur Nutzung desselben BHKW ohne regenerative Wärmeerzeuger als Referenz dargestellt. Durch die Berücksichtigung einer CO_2-Steuer weisen deutlich mehr Maßnahmen

[27] Die mittleren relativen Wärmeverluste sinken bedingt durch die Temperaturabsenkung um lediglich 0,4 %.

negative CO_2-Vermeidungskosten auf. Ebenso führt die CO_2-Steuer zu einer signifikanten Reduktion der CO_2-Vermeidungskosten aller betrachteten Maßnahmen. Für die weiteren Varianten (Mittel- und Spitzenlast-BHKW, stromorientierte Betriebsweise) ergibt sich die gleiche Tendenz hin zu einer Reduktion der CO_2-Vermeidungkosten durch die Einführung einer CO_2-Steuer.
Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Szenarien KON und EE 1 lässt sich abschließend festhalten, dass eine CO_2-Steuer durch die monetäre Pönalisierung von ineffizienten Energieversorgungssystemen einen wichtigen Schritt zur Erreichung der Klimaschutzziele darstellen kann. Es konnte gezeigt werden, dass bei richtiger Anwendung KWK-Systeme durch den hocheffizienten Betrieb finanzielle Vorteile gegenüber einzelnen Kesselfeuerungen aufweisen. Gleiches gilt für Systeme mit kombinierter Anwendung von regenerativen Erzeugern und KWK-Anlagen verglichen mit reinen KWK-Systemen. Voraussetzung dafür sind allerdings Maßnahmen wie eine CO_2-Gutschrift für den im KWK-Prozess erzeugten Strom.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Insgesamt wurden 522 verschiedene Anlagenkombinationen unter Nutzung verschiedener KWK-Anlagen- und Wärmespeicherbetriebsstrategien bei drei verschiedenen Wärmespeicherkapazitäten betrachtet.
- Für das betrachtete Quartier ist der Einsatz eines saisonalen Wärmespeichers nicht sinnvoll, da dieser die höchsten CO_2-Vermeidungskosten (bei selber Referenz) aufweist. Hinzu kommt ein Platzbedarf, der einen Einsatz in urbanen Gebieten stark einschränkt.
- Werden Energiesysteme mit regelbaren, konventionellen Erzeugungsanlagen um fluktuierende, regenerative Erzeugungsanlagen erweitert, so ist eine systematische Steuerung der Wärmespeicherbeladung essentiell. Ziel hierbei sollte ein hoher solarer Deckungsgrad bei gleichzeitiger Minimierung der Wärmedeckung durch Kesselanlagen sein. Aus diesem Grund ist insbesondere die Speicherbeladung durch KWK-Anlagen zielorientiert zu steuern.
- Die Verkleinerung der Speicherkapazität hat gezeigt, dass ein ökonomisch und ökologisch effizienter Betrieb mit einem Tagesspeicher realisiert werden kann.
- Bei der Nutzung einer konventionellen KWK-Versorgung als Referenz kann die Erweiterung der Wärmeerzeugung um Solarthermieanlagen negative CO_2-Vermeidungskosten aufweisen, was einen ökonomischen und ökologischen Vorteil im Vergleich zur Referenz bedeutet.
- Zwar weist die Nutzung eines Tagesspeichers *für einen Großteil* der betrachteten Kombinationen aus KWK-Anlagenleistung und -betriebsweise, Solarkollektorfläche und Wärmespeicherbetriebsstrategie geringere CO_2-Vermeidungskosten als die Nutzung eines Wochenendwärmespeichers auf, dennoch sind die zur Entscheidungsfindung maßgeblichen, geringsten CO_2-Vermeidungskosten bei der Nutzung eines Wochenendwärmespeichers zu finden.
- Bei willkürlicher Wahl einer Referenz, wie sie bei der Bewertung von *Neubau*konzepten möglich ist, kann die Höhe der CO_2-Vermeidungskosten durch die Referenzwahl entscheidend beeinflusst werden.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Die Absenkung der Netzvorlauftemperatur führt zu einer Erhöhung des solaren Deckungsgrades bei der Einbindung von solarthermischer Wärme. Lohnenswert ist diese Maßnahme besonders bei starken, saisonalen Absenkungen in den lastschwachen und strahlungsstarken Monaten.
- Die Einführung einer CO_2-Steuer verbessert die Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen mit CO_2-freien Erzeugern im Vergleich zu rein konventionellen Systemen erheblich. Für eine korrekte Bewertung ist dennoch die Berücksichtigung einer CO_2-Gutschrift für den KWK-Strom essentiell.

5.4 Szenario *Erneuerbare Erzeugung mittels Wärmepumpe* (EE 2)

Im Folgenden soll die Erweiterung des Szenario KON mittels Wärmepumpe anstelle der Solarthermieanlagen betrachtet werden. Hierbei liegt der Fokus neben der Veränderung der Wärmeerzeugungssituation auf den Auswirkungen des Anlagenbetriebes auf die Betriebskosten, da für den Betrieb der Wärmepumpe mittels BHKW-Strom eine EEG-Umlage von mindestens 40 % zu zahlen ist (vgl. Kapitel 2.1.4). Somit erfolgt durch den gekoppelten BHKW-Wärmepumpen-Betrieb eine doppelte finanzielle Einbuße, da neben der Reduktion der Stromerlöse durch die Eigennutzung des KWK-Stroms gleichzeitig die anteilige Zahlung der EEG-Umlage zu berücksichtigen ist.
Für diese Arbeit soll in Anlehnung an Thommessen et al. [27] als Wärmequelle das Reinwasser aus dem Ablauf einer Kläranlage herangezogen werden (entsprechend erfolgt die Betrachtung einer Abwasser-Wärmepumpe).
Durch die (fiktive) Kopplung von BHKW und Wärmepumpe sind die potenziellen Einsatzzeiten der Wärmepumpe auf die Betriebsstunden des BHKW bei ausreichender Wärmesenke und ausreichender Stromerzeugung durch die KWK-Anlage begrenzt. Wird der Strom des BHKW nicht für die Wärmepumpe benötigt, so wird von einer Einspeisung in das Stromnetz ausgegangen. **Abbildung 111** zeigt die zur Simulation verwendete Wärmequellentemperatur für das Jahr 2016.

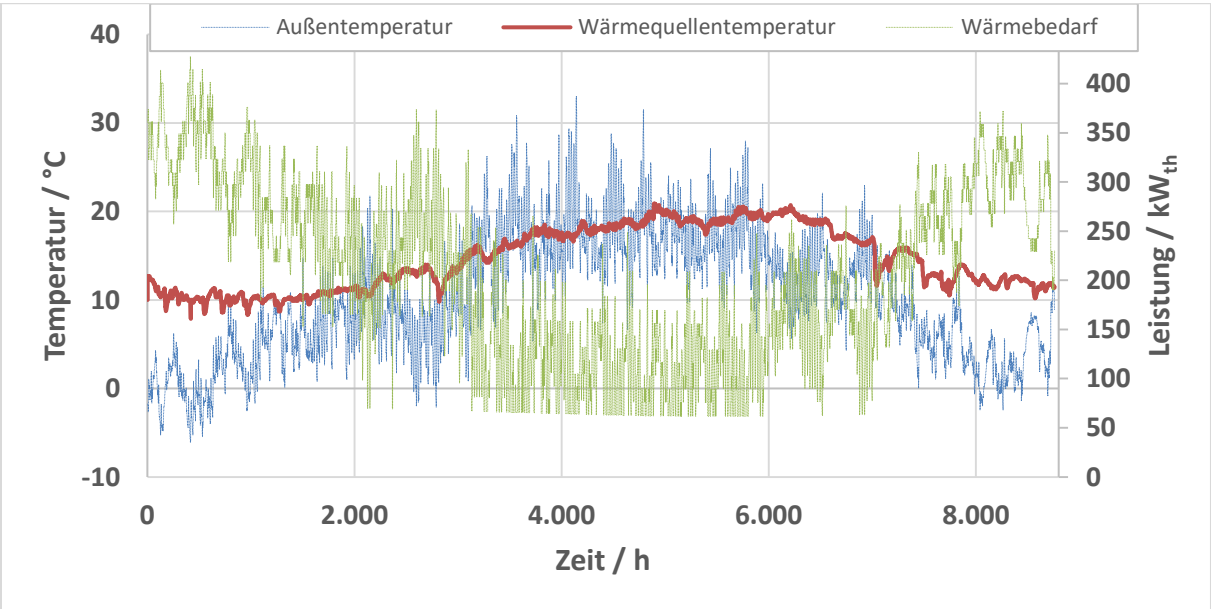

Abbildung 111: Wärmequellentemperatur der Wärmepumpe im Jahresverlauf

Es wird deutlich, dass die Wärmequellentemperatur saisonalen Schwankungen unterliegt, wodurch der durch die Wärmepumpe zu leistende Temperaturhub in den Starklastmonaten deutlich zunimmt, was zu einer Reduktion des COP führt. Andererseits kehrt sich diese Entwicklung in den Sommermonaten um. Betrachtet werden wie zuvor die BHKW-Varianten Grundlast, Mittellast und Spitzenlast sowohl in wärmegeführter als auch in stromorientierter Betriebsweise. Für die Wärmepumpe wird nicht auf eine konkrete Anlage zurückgegriffen. Es erfolgt vielmehr eine Aggregation durch die Nutzung verschiedener Kennzahlen gängiger Kompressionswärmepumpen.
Als Kältemittel wird Ammoniak verwendet. Des Weiteren gilt die Annahme, dass jegliche Temperaturhübe trotz konstanter Wärmeübertragerflächen möglich sind. Die Wärmeerzeugung der Wärmepumpe ergibt sich aus dem ermittelten COP, dem zur Verfügung stehenden KWK-Strom und der Höhe der noch zu bedienenden Wärmesenke. Die stündlich aufgelösten Berechnungen des COP basieren auf den Temperaturen von Wärmequelle und -senke (unter Berücksichtigung der Grädigkeit) sowie auf den Stoffeigenschaften des Kältemittels.
Die Wärmesenkentemperatur liegt konstant bei 75 °C, es wird folglich keine saisonale Vorlauftemperaturabsenkung betrachtet. **Abbildung 112** zeigt den COP der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Wärmequellen und -senkentemperatur. Mit sinkender Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke steigt der COP und damit die Effizienz des Wärmepumpenbetriebes, wodurch eine saisonale Variation des COP zu identifizieren ist. Eine weitere Abbildung zur Darstellung des Zusammenhanges zwischen COP und von der Wärmepumpe zu leistendem Temperaturhub findet sich im Anhang 12.15.

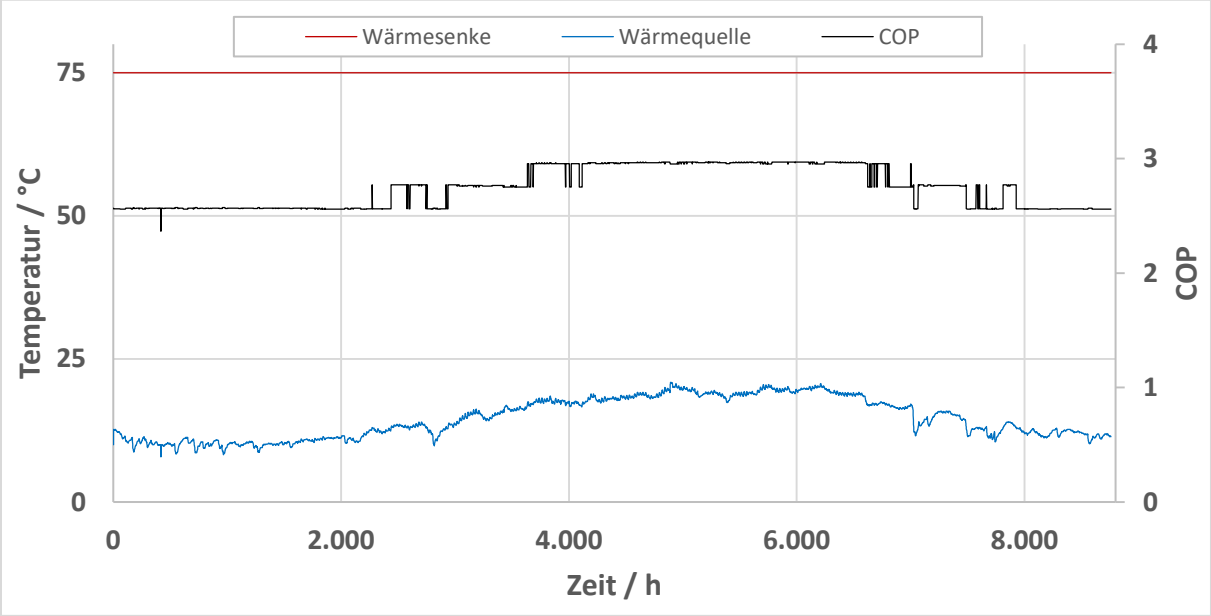

Abbildung 112: COP der Wärmepumpe im Jahresverlauf

Die Wärmedeckungsanteile für BHKW, Wärmepumpe und Kessel sind exemplarisch für das wärmegeführte Grundlast-BHKW in **Abbildung 113** dargestellt. Da bei der Berechnung der potenziellen Wärmesenke für die Wärmepumpe die Erzeugung des BHKW bereits berücksichtigt ist, wird dessen Betrieb durch den Wärmepumpenbetrieb nicht eingeschränkt (das Grundlast-BHKW ist wie im Szenario KON das gesamte Jahr mit 8.720 Vbh in Betrieb, der Teillastbetrieb beschränkt sich auf die Sommermonate). Dementsprechend wird ausschließlich die Betriebsdauer des Kessels soweit reduziert, dass in den Sommermonaten die Wärmeerzeugung durch BHKW und Wärmepumpe zur Bedarfsdeckung ausreicht.

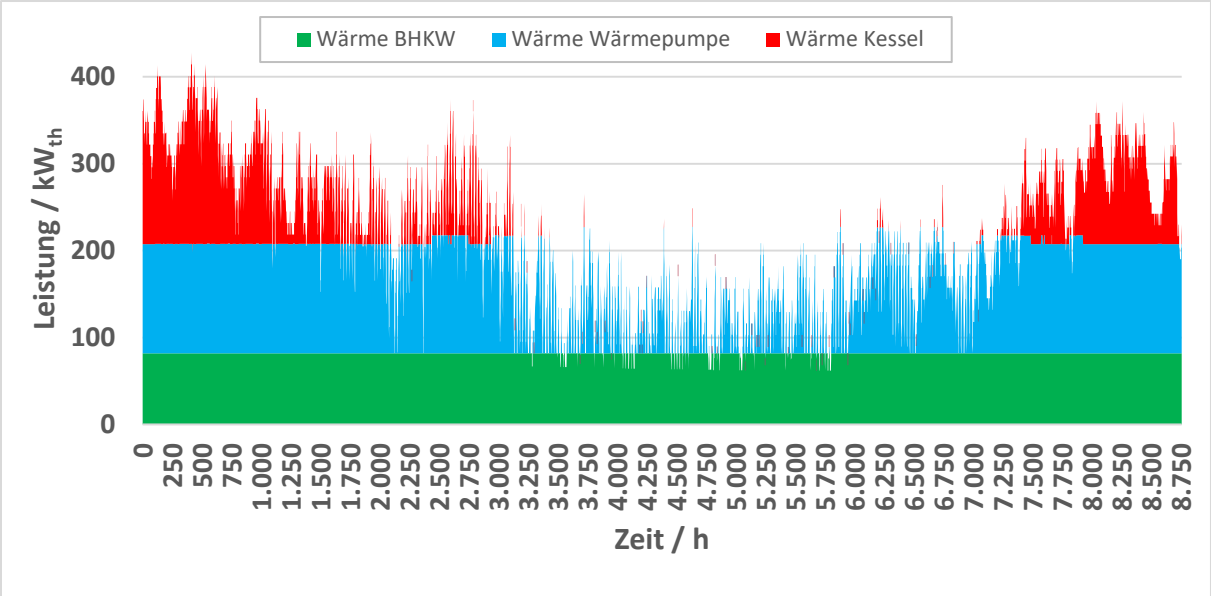

Abbildung 113: Wärmedeckungsanteile Grundlast-BHKW, Wärmepumpe und Kessel

Die Wärmepumpe weist im betrachteten Jahr 7.836 Betriebsstunden auf, die aus der geringen thermischen Leistung des BHKW resultieren. In lediglich 924 Stunden ist der Wärmebedarf geringer als die thermische Nennleistung des BHKW, weshalb ein Wärmepumpenbetrieb in dieser Zeit nicht nötig ist. Somit werden nur 39 % des Wärmebedarfes durch das BHKW und 43 % durch die Wärmepumpe bei einem Kesselanteil in Höhe von 18 % gedeckt. Ohne Wärmepumpe liegen die Wärmedeckungsgrade bei 49 % für das BHKW und 61 % für den Kessel.
Abbildung 114 zeigt die Nutzung des im KWK-Prozess erzeugten Stroms bei Wärmepumpenbetrieb. Kommt es im Szenario KON zur vollständigen Einspeisung des KWK-Stroms (abzüglich des Eigenbedarfes von 2 %, vgl. Kapitel 4.2.2), so reduziert der Wärmepumpenbetrieb die Stromeinspeisung bei konstantem Eigenbedarf des BHKW von 98 % auf ca. 30 %.

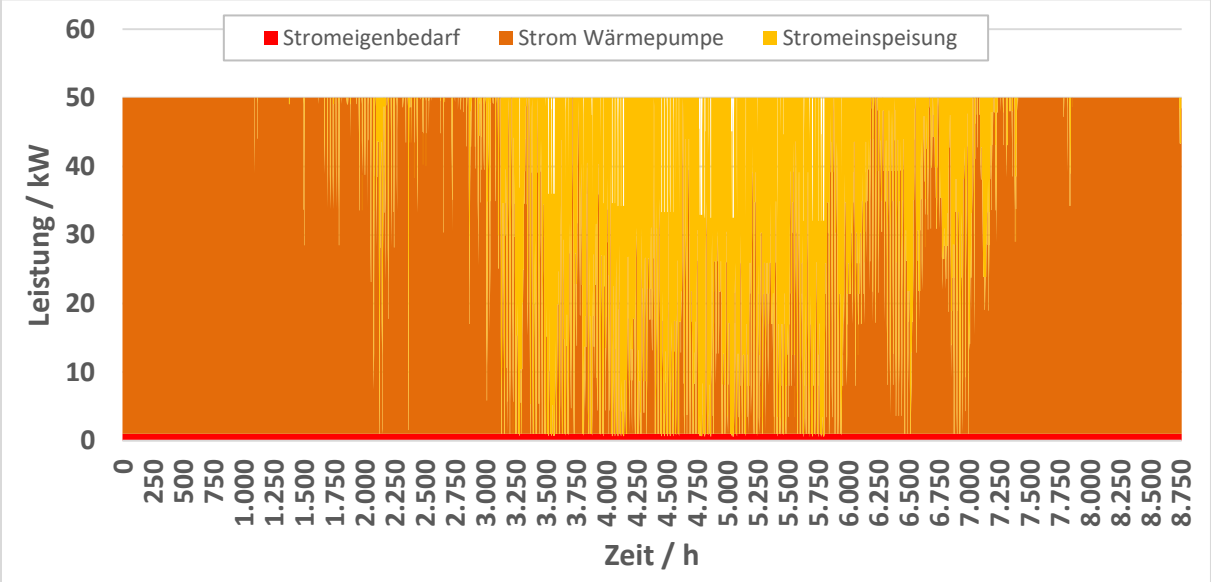

Abbildung 114: KWK-Stromnutzung bei kombiniertem BHKW-Wärmepumpen-Betrieb

Damit geht eine Reduktion der Stromerlöse in Höhe von 10.415 €/a unter Nutzung der Börsenpreise für Baseloadstrom aus dem Jahr 2017 einher (entspricht einer Reduktion um 71 %). Des Weiteren ist auf die Eigennutzung des KWK-Stroms nach § 61b EEG eine anteilige EEG-Umlage in Höhe von 40 % zu

zahlen, was bei Nutzung der EEG-Umlage aus dem Jahr 2017 in Höhe von 6,88 ct/kWh zu jährlichen Zusatzkosten von 10.567 € führt [3], [46].
Dem gegenüber steht durch die deutliche Reduktion des Kesselbetriebes eine Kosteneinsparung in Höhe von 34.852 € bei einem Erdgaspreis in Höhe von 4 ct/kWh. Folglich kann bei den angenommenen Strom- und Erdgaspreisen *ohne Berücksichtigung der Investitionskosten der Wärmepumpe* für den betrachteten Anwendungsfall der Wärmenetzfeuerung mittels BHKW, Wärmepumpe und Spitzenlastkessel eine jährliche Einsparung in Höhe von 13.870 € erreicht werden. Begründet ist diese Einsparung in der Differenz aus Erdgas- und Strompreis. Da der Börsenpreis für das betrachtete Jahr im Mittel bei 3,4189 ct/kWh lag und für das Erdgas ein (höherer) Preis von 4 ct/kWh angenommen wurde, kann durch die Reduktion des Erdgasbezuges trotz Einbußen in den Stromerlösen und zusätzlich anfallender EEG-Umlage durch den Wärmepumpenbetrieb eine Einsparung erzielt werden.
Die Auswirkungen der Einbindung einer Wärmepumpe auf das jährliche Betriebsergebnis sind größtenteils von der thermischen Leistung und dem daraus (und aus weiteren Einflussfaktoren wie der gewählten KWK-Anlagenbetriebsweise) resultierenden Wärmedeckungsgrad der KWK-Anlage abhängig. Ein weiterer Parameter ist die Stromkennzahl selbiger, da hohe Stromkennzahlen auf der einen Seite eine hohe Wärmeerzeugung der Wärmepumpe implizieren, aber ebenso auf der anderen Seite zu hohen Stromerlösen führen, die durch den Wärmepumpenbetrieb reduziert werden. **Abbildung 115** zeigt die Wärmeerzeugung für die Kombination aus wärmegeführtem Spitzenlast-BHKW, gekoppelter Wärmepumpe und Kessel. Bezüglich der Wärmedeckungsanteile ist ein deutlicher Unterschied zur Variante mit Grundlast-BHKW zu erkennen (**Abbildung 113**). Durch den Einsatz des Spitzenlast-BHKW (wie bei allen betrachteten Varianten in Kombination mit einem Wärmespeicher zur Pufferung der Wärmeerzeugung des BHKW für die Dauer von zwei Stunden) mit 5.022 Vbh/a und daraus resultierend lediglich 201 erforderlichen Wärmepumpenbetriebsstunden kann auf den Einsatz des Spitzenlastkessels vollständig verzichtet werden.

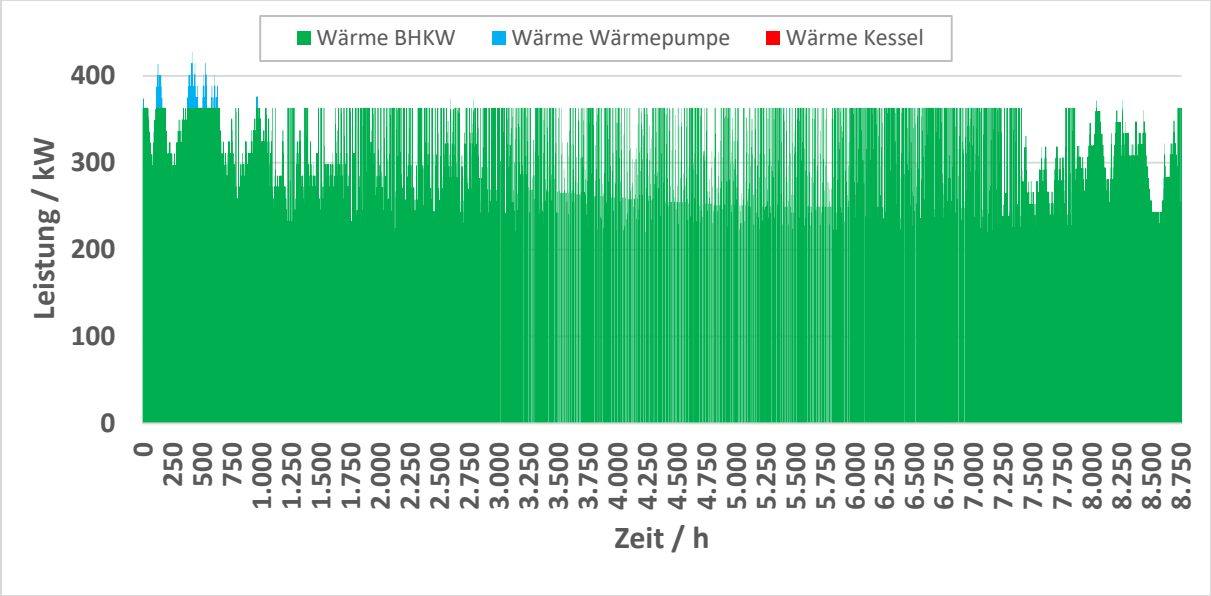

Abbildung 115: Wärmedeckungsanteile Spitzenlast-BHKW, Wärmepumpe und Kessel

Das BHKW weist einen Wärmedeckungsgrad von 99 % auf. Dementsprechend wird lediglich 1 % des Wärmebedarfes durch den Betrieb der Wärmepumpe bedient. Insgesamt ergibt sich für diese Konstellation unter den zuvor getroffenen Preisannahmen durch den Betrieb der Wärmepumpe ein jährliches Defizit in Höhe von 1.311 €.
Abbildung 116 zeigt die vermiedenen Einnahmen und Ausgaben sowie die zusätzlichen Kosten durch die EEG-Umlage, die *ohne die Betrachtung der Investitionskosten* bei dem Betrieb einer Wärmepumpe

in Kombination mit BHKW und Kessel anfallen. Es erfolgt eine Aufteilung nach BHKW-Leistung und Betriebsweise. Sowohl bei wärmegeführter als auch bei stromorientierter Betriebsweise wird die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems nur mit einem BHKW geringer Leistung nicht eingeschränkt. Des Weiteren ergibt sich auch für das Grundlast-BHKW bei stromorientierter Betriebsweise lediglich ein geringer Überschuss. Grund hierfür ist der durch den AP1 limitierte Betrieb der KWK-Anlage bei stromorientierter Betriebsweise. Zwar resultieren dementsprechend in den Stromerlösen nur Einbußen in Höhe von ca. 7.000 €/a (anstelle von 10.415 €/a), allerdings werden auch die Erdgaskosten nur um 17.170 €/a reduziert. Bei der wärmegeführten Betriebsweise lag diese Reduktion bei 34.850 €/a. Da die Betriebszeit der Wärmepumpe bei einem Wechsel von wärmegeführter auf stromorientierte Betriebsweise fast halbiert wird, ergibt sich ebenfalls eine Halbierung der zu zahlenden EEG-Umlage auf den Wärmepumpenstrom, weshalb die Einsparungen die zusätzlichen Ausgaben und verringerten Erlöse knapp überschreiten.

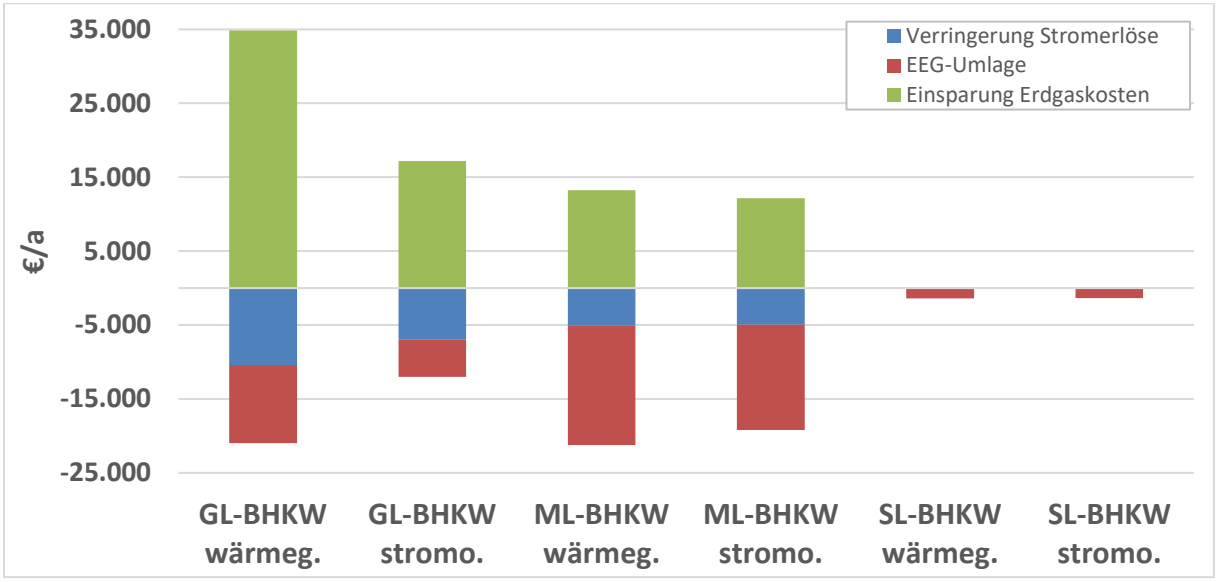

Abbildung 116: Monetäre Auswirkungen des Wärmepumpenbetriebes

Für die stromorientierte Betriebsweise ergibt sich bei der Kombination mit Wärmepumpe eine weitere ökonomische Optimierungsmöglichkeit. So sollte im Rahmen der Einsatzplanung der Wärmepumpe ein Strompreis bestimmt werden, ab welchem zur Restwärmeerzeugung anstelle der Wärmepumpe der Kessel genutzt wird. In diesem Fall kann der BHKW-Strom bei hohen Strompreisen vollständig eingespeist werden, um hohe Erlöse zu erzielen.
Wie ebenfalls anhand von **Abbildung 116** zu sehen, hat die anteilige Zahlung der EEG-Umlage einen großen Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb der Erzeugungsanlagen. Eine Berücksichtigung der EEG-Umlage nach § 61b EEG erfolgt nur bedingt durch die Eigennutzung des KWK-Stroms zum Betrieb der Wärmepumpe, da ein Netzstrombezug die zwingende Zahlung aller Umlagen bedeuten würde, obwohl eine Wärmepumpe bei einem Anteil von 36 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch als regenerative Erzeugungsanlage gilt [123]. Hier stellt sich die Frage, ob besonders vor dem Hintergrund eines geplanten Anteils von mindestens 80 % erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 die Bewertung einer Wärmepumpe als Letztverbraucher sinnvoll ist [3]. Ein Vergleich für die als zuvor wirtschaftlich befundene Kombination aus Grundlast-BHKW und Wärmepumpe ist für die beiden Wärmepumpenbetriebsweisen (kombiniert mit BHKW bzw. Netzstrombezug) in **Abbildung 117** dargestellt. Zur Ermittlung der Netzstromkosten der Wärmepumpe wird auf die Pumpstromkosten des Wärmenetzes aus Kapitel 4.2.4 in Höhe von 15 ct/kWh zurückgegriffen.

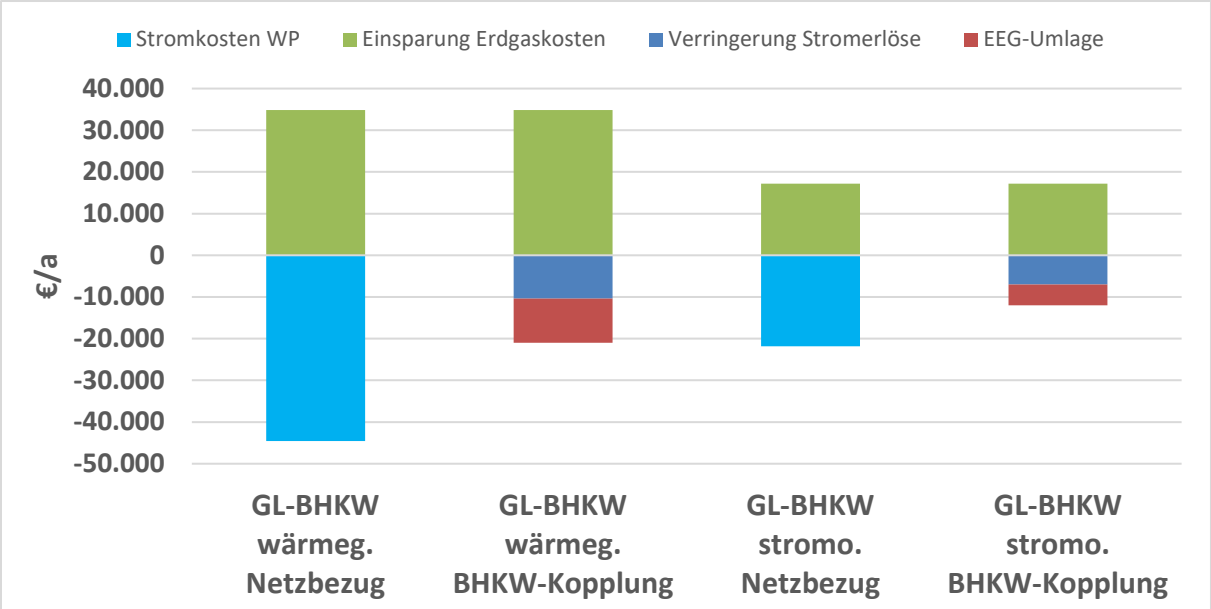

Abbildung 117: Monetäre Auswirkungen des Wärmepumpenbetriebes bei Netzstrombezug

Es ist deutlich zu erkennen, dass unter den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen die Nutzung einer Wärmepumpe ohne direkte Kopplung mit einer KWK-Anlage zur Wärmenetzbefeuerung nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Für das Gelingen der Energiewende basierend auf einer essentiellen, kombinierten Strom- und Wärmewende ist eine Anpassung dieser Umstände durch den Gesetzgeben zwingend nötig.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen:

- Ohne die Berücksichtigung der zusätzlichen Investitionskosten der Wärmepumpe kann der kombinierte Betrieb von Wärmepumpe und KWK-Anlage wirtschaftlich darstellbar sein.
- Entscheidend für das ökonomische Betriebsergebnis sind die Wärmedeckungsgrade von Kessel und KWK-Anlage, da der Wärmepumpenbetrieb zwar den Erdgasbezug verringert, aber neben der Verringerung der Stromerlöse durch die Eigennutzung des KWK-Stroms ebenso zu einer anteiligen Zahlung der EEG-Umlage in Abhängigkeit der elektrischen Leistung der KWK-Anlage verpflichtet.
- Unter den zum Zeitpunkt dieser Arbeit geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen kann für die betrachteten Szenarien nur durch die Kopplung von KWK-Anlage und Wärmepumpe ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden. Der Status der Wärmepumpe als Letztverbraucher ermöglicht auch bei geringen Strombezugskosten keinen wirtschaftlichen Betrieb bei Netzbezug des Wärmepumpenstroms.
- Vor dem Hintergrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien in der Stromversorgung ist eine sinnvolle Einordnung der Wärmepumpe von Nöten, die zu einer Befreiung aller Umlagen auch bei Netzstrombezug führt.

6 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Ziel dieser Arbeit war es, Möglichkeiten der effizienten Einbindung von sowohl konventionell als auch regenerativ erzeugter Wärme in Wärmenetze zur Versorgung von urbanen Quartieren aufzuzeigen. Im Fokus der Analyse standen die Auswirkungen von fluktuierend einspeisenden, erneuerbaren Wärmeerzeugern auf alle weiteren Komponenten eines Energiesystems. Zu diesem Zweck sollte untersucht werden, wie neue Energieversorgungssysteme zu gestalten bzw. welche Anpassungen bei bestehenden Systemen nötig sind. Neben den technischen Anpassungen mit Fokus auf die Betriebsweise der Wärmeerzeugungs-, Wärmeverteilungs- und Speicherungsanlagen galt es des Weiteren, Handlungsempfehlungen bezüglich der Neugestaltung von regulatorischen Rahmenbedingungen auszusprechen.

Um komplexe Energiesysteme beschreiben zu können, sind neben deren umfassender Modellierung ebenfalls jegliche Abhängigkeiten insbesondere zwischen Wärmenetz und Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wurden im Rahmen dieser Arbeit zwei Simulationsprogramme vor dem Hintergrund einer kombinierten Anwendung zur Darstellung der Interdependenzen in einem Energiesystem entwickelt und zur Simulation der Wärmeversorgung eines Wohngebietes verwendet.

Da die Netzthermik und die Netzhydraulik eine gegenseitige Abhängigkeit bedingt durch die temperaturabhängigen Stoffeigenschaften des Wärmeträgermediums Wasser aufweisen, musste zur Simulation des Wärmenetzbetriebes ein eigener Algorithmus zur thermisch-hydraulischen Netzsimulation erarbeitet werden, mit dem statische Betriebssimulationen von Wärmenetzen beliebiger Größe und Topologie für frei wählbare Genauigkeitskriterien erfolgen können. Durch den Einbezug aller temperaturbedingten Netzlastpunkte und der im Zeitverlauf des Betrachtungsjahres in der Verlegetiefe des Wärmenetzes vorkommenden, berechneten Erdreichtemperaturen ergibt sich aus der Aneinanderreihung der statischen Simulationspunkte die Möglichkeit einer Jahressimulation. Für eine realitätsnahe und detaillierte Darstellung wurden im Rahmen dieser Arbeit stündlich aufgelöste Simulationen sowohl des Betriebes des Wärmenetzes als auch der Erzeugungsanlagen durchgeführt.

Zur Erzeugungsanlagensimulation ist ein umfangreiches Programm zur technischen und ökonomischen Betriebssimulation entwickelt worden. Ziel war es, auf möglichst reale Anlagendaten im Rahmen der Simulationen zurückzugreifen, weshalb für die technischen Parameter von verbrennungsmotorischen BHKW, solarthermischen Wärmeerzeugern und Wärmespeichern verschiedene Datenbanken angelegt wurden. Aufbauend auf den Ergebnissen der Wärmenetzsimulation in Form von Lastgängen, die den stündlichen Wärmebedarf bestehend aus Bedarf der Verbraucher und Netzverteilungsverluste sowie die Druckverluste wiedergeben, konnte die Wärmeerzeugung anhand verschiedener Anlagen unter Berücksichtigung zweier Betriebsweisen berechnet und optimiert werden. Bei der Wahl einer wärmegeführten Betriebsweise gilt für den KWK-Anlagenbetrieb immer die Wärmesenkenrestriktion. Die Wärme ist demnach dem Wärmenetz oder in lastschwachen Zeiten einem Wärmespeicher zuzuführen, ein Notkühlerbetrieb wird (zunächst) ausgeschlossen. Neben der wärmegeführten Betriebsweise bietet die stromorientierte Betriebsweise, welche in der Regel von EVU angewendet wird, großes Potenzial zur ökonomischen Optimierung des Anlagenbetriebes. So wurde zusätzlich zu einem Anschaltpreis 1 (AP1), bei dessen Unterschreitung das BHKW außer Betrieb genommen wird, ein Anschaltpreis 2 (AP2) modelliert, ab dessen Überschreitung die Wärmesenkenrestriktion nicht mehr greift, da mit hohen Stromerlösen zu rechnen ist. Ein in jedem Zeitschritt erfolgender Abgleich von AP1 und AP2 mit dem stündlich hinterlegten Börsenpreis für Grundlaststrom der Leipziger Energiebörse aus dem Jahr 2017 stellt sicher, dass die zusätzlichen Vorgaben der stromorientierten Betriebsweise greifen und die KWK-Anlage bei geringen Strompreisen außer Betrieb bzw. bei hohen Strompreisen in Betrieb genommen wird.

Aufbauend auf den technischen Ergebnissen der Betriebssimulation wurde mit dem erarbeiteten Programm ebenfalls eine ökonomische und ökologische Bewertung der Energiesysteme vorgenommen. Zu diesem Zweck wurden neben den CO_2-Emissionen und dem Primärenergieverbrauch (jeweils mit

und ohne CO_2- bzw. Primärenergiegutschrift für den im KWK-Prozess erzeugten Strom) ebenfalls Kennzahlen zur wirtschaftlichen Betrachtung wie der Kapitalwert und die Annuität berechnet. Der Betrachtungszeitraum unter Berücksichtigung der jeweiligen Restwerte aller technischen Anlagen zur Ermittlung der ökonomischen Kennzahlen lag bei zehn Jahren.
Eine übergreifende Bewertung von verschiedenen Energiesystemen bestehend aus Erzeugungs-, Verteilungs- und Speicherungsinfrastruktur erfolgte aufbauend auf den Simulationsergebnissen anhand der CO_2-Vermeidungskosten, welche angeben, mit welchen Kosten die Einsparung einer Tonne CO_2 durch eine Maßnahme im Vergleich zu einer zuvor definierten Referenz verbunden ist. CO_2-Vermeidungskosten beschreiben folglich das Verhältnis von zusätzlichen Kosten zu erzielten CO_2-Emissionsminderungen, die auf eine in der Regel effizientere Maßnahme in Bezug auf eine feste Referenz zurückzuführen sind.
Als Simulationsgegenstand wurde ein urbanes Wohnquartier mit 22 Anschlussnehmern verwendet, um trotz Platzmangels in dicht besiedelten Wohngebieten die Möglichkeiten der effizienten und erneuerbaren Wärmeversorgung mittels Wärmenetz aufzuzeigen. Des Weiteren bieten die hier betrachteten kleineren Strahlennetze die Möglichkeit, kausale Zusammenhänge in Bezug auf die Netzhydraulik besser nachvollziehen zu können.
Für die Erzeugungssituation erfolgte eine Betrachtung von drei übergeordneten Szenarien. Als Ausgangsszenario (Szenario KON) diente die übliche, konventionelle Wärmenetzversorgung mittels verbrennungsmotorischer Erdgas-KWK-Anlage in Kombination mit einem Wärmespeicher und einem Spitzenlastkessel. Dieses Szenario wurde zum einen um solarthermische Wärmeerzeuger ergänzt (Szenario EE 1). Zum anderen wurde ein kombinierter Betrieb von KWK-Anlage und Wärmepumpe unter der Annahme der Verfügbarkeit von Abwasser einer erzeugernahen Kläranlage im Szenario EE 2 betrachtet. Innerhalb der einzelnen Szenarien wurden diverse weitere Parameter sinnvoll variiert. Ein Fokus lag auf der Wärmespeicherkapazität und -betriebsweise im Szenario EE 1, da beide Parameter einen besonderen Einfluss auf den solaren Deckungsgrad und damit auf das gesamte Betriebsergebnis aufweisen.
Für die Wärmenetzsimulation konnte teilweise auf reale Netz- und Betriebsdaten zurückgegriffen werden, trotzdem war die Annahme einer Vielzahl an weiteren Eingabeparametern nötig. Dennoch konnten die thermischen Simulationsergebnisse (Wärmeverbrauch und -verluste) durch einen Vergleich mit realen Daten für das Jahr 2017 validiert werden. Ebenso haben Variationsrechnungen gezeigt, dass durch die Modifikation von anzunehmenden Parametern wie der Verlegetiefe, der Wärmeleitfähigkeit des Erdreiches oder der Höhe des ganzjährigen Trinkwarmwasserwärmebedarfes eine weitere Annäherung an die gemessenen Werte möglich ist. Eine Validierung der hydraulischen Netzsimulation konnte mangels Messdaten nicht durchgeführt werden. Hier bietet sich für zukünftige Anwendungen ein Vergleich der ermittelten und realen Pumpstromkosten an, um die simulierten Druckverluste ohne den Einbau von Messtechnik evaluieren zu können. Da die validierten Ergebnisse der thermischen Simulation allerdings auf der hydraulischen Simulation beruhen und sowohl berechnete Druckverluste als auch Pumpstrombedarf eine für diese Netzdimension übliche Größenordnung aufweisen, kann von einer ausreichend genauen Volumenstromverteilung und Druckverlustberechnung durch die hydraulische Netzsimulation ausgegangen werden. Bei hohen Genauigkeitsanforderungen an die hydraulischen Simulationsergebnisse ist der Vergleich mit Messwerten an kritischen Punkten (letzter Verbraucher im Netz, T-Stücke etc.) dennoch zu empfehlen.
Mit Hilfe der Simulationsergebnisse des Szenario KON konnte gezeigt werden, dass der Betrieb von KWK-Anlagen auch zur Versorgung von kleineren Wärmenetzen trotz vollständiger Einspeisung des KWK-Stroms zu Börsenpreisen für Grundlaststrom für BHKW hoher Leistung wirtschaftlich darstellbar ist. Bei der Nutzung von leistungs- und verbrauchsabhängigen Wärmemischpreisen sowie realen Börsenstrom- und Erdgaspreisen ergeben sich trotz Berücksichtigung jeglicher Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten aller Anlagen teilweise hohe Kapitalwerte (bei einem Betrachtungszeitraum von

zehn Jahren), die auf kurze Amortisationszeiten schließen lassen. Ebenso ergibt sich verglichen mit einer reinen Kesselfeuerung durch den hocheffizienten KWK-Betrieb in jedem betrachteten Fall eine Reduktion der CO_2-Emissionen und des Primärenergiebedarfes.
Eine genauere Betrachtung der Ergebnisse ergab des Weiteren, dass ohne zusätzliche Einbindung erneuerbarer Wärme nur Systeme mit KWK-Anlagen hoher Leistung positive Kapitalwerte und damit einen wirtschaftlichen Betrieb aufweisen. Begründet ist diese Entwicklung in der Betrachtung des *Neubaus* eines Energiesystems. Ab einem Wärmedeckungsgrad der KWK-Anlage in Höhe von 75 % wird nach dem KWKG (§ 18) ein Investitionszuschuss für das Wärmenetz gewährt, wodurch die Wirtschaftlichkeit der Gesamtinvestition durch eine deutliche Reduktion der Investitionskosten steigt. Diese Entwicklung entfällt bei der Betrachtung von Bestandssystemen, bei denen das Wärmenetz bereits vorhanden ist. Da die Wirtschaftlichkeit das wesentliche Kriterium für Investitionsentscheidungen ist, kann die Realisierung entsprechender Systeme bei vergleichbaren Wärmenetzdimensionen ausdrücklich empfohlen werden. Ebenso wird allerdings deutlich, dass zuvor eine Analyse aufbauend auf detaillierten Simulationen erforderlich ist.
Verglichen mit der wärmegeführten Betriebsweise birgt die stromorientierte Betriebsweise bedingt durch die Nutzung von zwei weiteren Steuerungsgrößen des KWK-Anlagenbetriebes ein großes Potenzial zur ökonomischen Optimierung. So führt die Vermeidung der KWK-Stromeinspeisung bei geringen bis hin zu niedrigen Börsenpreisen durch die Definition des AP1 sowie die Vernachlässigung der Wärmesenkenrestriktion bei hohen Strompreisen durch die Definition des AP2 zu deutlich höheren Kapitalwerten als bei wärmegeführter Betriebsweise. Voraussetzung ist allerdings die sinnvolle Wahl der AP, bei der neben dem Verhältnis von Strom- zu Gaspreis ebenso die Einhaltung des KWK-Wärmedeckungsgrades von mindestens 75 % berücksichtigt werden muss. Große Auswirkungen auf das Betriebsergebnis können besonders durch den AP1 erzielt werden, da durch das Verhältnis von Wärmesenke zu BHKW-Leistung und den Verlauf der Strompreise die Vernachlässigung der Wärmesenkenrestriktion durch den AP2 im Betrachtungsjahr nur selten vorkommt. Da der Erzeugungsschwerpunkt der erneuerbaren Energien in den lastschwachen Monaten tagsüber (folglich bei geringem Verbrauch) vorliegt, kann dieser Steuerungsgröße jedoch bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien eine höhere Bedeutung zukommen.
Insbesondere die Modellierung der beiden Anschaltpreise bietet die Möglichkeit, im Rahmen von folgenden Arbeiten Optimierungsrechnungen in die Simulation des Erzeugungsanlagenbetriebes zu integrieren, um die tatsächlich optimalen Ergebnisse bezüglich der *Wirtschaftlichkeit* des Gesamtsystems ermitteln zu können. So können sich beispielsweise als Ergebnis der Simulationsrechnungen *optimale Anschaltpreise* AP1 und AP2 für einen maximalen Kapitalwert bei einem gegebenen Börsenstrompreis (oder auch bei einer vorgegebenen Entwicklung des Börsenstrompreises) ergeben.
Die Bewertung anhand der CO_2-Vermeidungskosten hat gezeigt, dass ein Großteil der betrachteten Szenarien sowohl ökonomische als ökologische Vorteile im Vergleich zur reinen Kesselfeuerung aufweist. Problematisch stellt sich allerdings die Einführung einer CO_2-Steuer dar. Zwar sind verbrennungsmotorische KWK-Anlagen durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme durch einen hohen *Gesamtwirkungsgrad* charakterisiert, allerdings sind die einzelnen Wirkungsgrade verglichen mit reinen Strom- oder Wärmeerzeugungsanlagen geringer. Es konnte gezeigt werden, dass die Einführung einer CO_2-Steuer aus diesem Grund nur dann eine sinnvolle Bewertung der Effizienz einzelner Erzeugungstechnologien aufweist, wenn für den KWK-Strom eine Entlastung beispielsweise in Form einer CO_2-Gutschrift (bspw. mittels der angewendeten Stromgutschriftmethode) erfolgt.
Für die Ergänzung der KWK-Anlagen um solarthermische Wärmeerzeuger im Szenario EE 1 wurden zur Ermittlung potenzieller Kollektorflächen die Dachflächen aller an das Wärmenetz angeschlossenen Objekte unter Berücksichtigung eines Kollektormindestabstandes zur Vermeidung von gegenseitiger Verschattung herangezogen. Da bei der Einbindung solarthermischer Wärme in Wärmenetze

Aufheizprozesse der Kollektoren einen großen Einfluss auf den solaren Deckungsgrad haben, ist die hohe Auflösung der Wärmenetzsimulation von besonderer Bedeutung. Die stündliche Berechnung der potenziellen Wärmesenke ermöglicht eine genauere Ermittlung der Kollektortemperaturen, da auf diese Weise der Aufheizprozess unter Berücksichtigung möglicher Wärmeabfuhr bei Überschreitung der zur Wärmeeinbindung minimal benötigten Kollektortemperatur modelliert werden kann.
Mit Hilfe dieser Arbeit sollte gezeigt werden, wie Systeme bestehend aus konventionellen und erneuerbaren Wärmeerzeugern vor dem Hintergrund einer maximalen Einbindung erneuerbarer Energien angepasst bzw. in Zukunft gestaltet werden müssen und mit welchen Hebeln bzw. Betriebsstrategien ein sinnvoller, kombinierter Betrieb entsprechender Anlagen zur Wärmenetzversorgung möglich ist.
Hierbei konnte neben einer sinnvollen *Priorisierung der Wärmeerzeugung* insbesondere der *Wärmespeicher sowie dessen Betriebsstrategie* als zentrales Steuerungselement für einen effizienten Betrieb von konventionellen und erneuerbaren Wärmeerzeugern zur Erfüllung derselben Versorgungsaufgabe identifiziert werden, da dieser durch die Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf die nötigen Freiheitsgrade für die Erzeugungsanlagen schafft. Aus diesem Grund wurden im Rahmen der Szenariobetrachtungen drei verschiedene Wärmespeicherkapazitäten mit bis zu fünf unterschiedlichen Betriebsstrategien des Wärmespeichers untersucht.
Die Kombination aus KWK-Anlagen verschiedener Leistungsklassen bei unterschiedlichen Betriebsweisen sowie Solarthermieanlagen unterschiedlicher Kollektorflächen mit einem saisonalen Wärmespeicher hat gezeigt, dass ein saisonaler Wärmespeicher für das betrachtete System auch bei großer Solarthermiekollektorfläche trotz Berücksichtigung der aus der Literatur bekannten Auslegungskennzahlen überdimensioniert ist. Es konnten bei der Nutzung der Ergebnisse des Szenario KON als Referenz keine negativen CO_2-Vermeidungskosten ermittelt werden. Allerdings führen saisonale Wärmespeicher zu hohen solaren Deckungsgraden.
Als Problem hat sich dabei jedoch die unkontrollierte Speicherbeladung durch KWK-Anlagen bei der Wärmespeicherstrategie 1 erwiesen. Durch die Erarbeitung vier weiterer Wärmespeicherbetriebsstrategien konnte gezeigt werden, dass besonders bei leistungsstarken BHKW nur durch verschiedene Limitierungsmaßnahmen der Speicherbeladung durch die KWK-Anlagen eine frühzeitige Speicherfüllung, welche zu einer Verringerung des solaren Deckungsgrades führt, verhindert werden kann. Als Restriktionen der Speicherbeladung durch die neu erarbeiteten Strategien ergaben sich neben festen Beladezeiten (Beladung nur zwischen 08:00 Uhr und 18:00 Uhr) ebenfalls die Einführung fixer Be- und Entladezyklen für die KWK-Anlagen. Eine Einschränkung der Speicherung von solarthermischer Wärme erfolgte nicht. Angewendet wurden diese Strategien auf Tages- und Wochenendspeicher, deren Kapazität anhand der Netzsimulationsergebnisse ermittelt wurde. Für eine effiziente Steuerung der regelbaren Erzeugungsanlagen auch vor dem Hintergrund der Durchführung von Optimierungsrechnungen bietet es sich im Rahmen von folgenden Arbeiten an, neben detaillierten Kenntnissen bezüglich des Wärmebedarfes bzw. der Höhe der verfügbaren Wärmesenke ebenso Wetterprognosen in die Betriebs- bzw. Anlageneinsatzplanung einzubinden. Auf diese Weise können die Vorzüge aus Speicherbetriebsstrategie und last- sowie wetterprognosegestützter Einsatzplanung kombiniert werden.
Trotz der Vielzahl an möglichen Kombinationen (insgesamt wurden für die Varianten mit Tages- und Wochenendwärmespeicher 360 verschiedene Kombinationen simuliert und ausgewertet) waren kaum eindeutige Trends festzustellten. Es kann lediglich festgehalten werden, dass die simulierten Varianten mit größeren Kollektorflächen tendenziell höhere CO_2-Vermeidungskosten aufweisen.
Insgesamt konnten für fünf Kombinationen negative CO_2-Vermeidungskosten ermittelt werden, wovon vier auf die Nutzung eines Wochenendwärmespeichers zurückzuführen sind (Ergebnisse des Szenarios KON als Referenz). Hier gilt es allerdings zu berücksichtigen, dass nicht nur Maßnahmen mit negativen CO_2-Vermeidungskosten einen wirtschaftlichen Betrieb aufweisen. Negative CO_2-Vermeidungskosten

besagen lediglich, dass mit dem Betrieb der betrachteten Maßnahme im Vergleich zur Referenz geringere Kosten verbunden sind. So konnte für 112 Maßnahmen mit Tages- bzw. Wochenendwärmespeicher (ca. 31 %) ein positiver Kapitalwert für einen Betrachtungszeitraum von zehn Jahren nachgewiesen werden.
Anhand dieses Ergebnisses lassen sich weitere Erkenntnisse ableiten. Zum einen birgt die alleinige Betrachtung von CO_2-Vermeidungskosten als Bewertungsparameter großes Potenzial zur Fehlinterpretation. Neben der zwingenden Kenntnis über die Referenz ist ebenfalls die Definition einer primären Zielgröße nötig. Zwar erfolgt anhand der CO_2-Vermeidungskosten eine gekoppelte ökonomische und ökologische Bewertung, jedoch dürfen beispielsweise Maßnahmen, die für sich betrachtet zwar einen positiven Kapitalwert, aber durch den Vergleich mit einer günstigeren Referenz positive CO_2-Vermeidung*skosten* aufweisen, nicht von einer möglichen Umsetzung ausgeschlossen werden. Ebenso ist bei einem Vergleich mehrerer Maßnahmen mit derselben Referenz die Betrachtung der absoluten Kosten und CO_2-Einsparungen nötig, da durch die CO_2-Vermeidungskosten lediglich das Verhältnis selbiger Werte dargestellt wird. So können insbesondere bei negativen Vermeidungskosten Maßnahmen mit höheren Einsparpotenzialen schlechter bewertet werden. Neben der ausführlichen Darstellung der Referenz sind folglich für eine korrekte Bewertung anhand der CO_2-Vermeidungskosten sowohl die mit der Maßnahme verbundenen, absoluten zusätzlichen Kosten (oder Einsparungen) sowie CO_2-Emissionsminderungen anzugeben.
Anhand der positiven Kapitalwerte, die im Rahmen des Szenario EE 1 ermittelt wurden, konnte abschließend gezeigt werden, dass Energiesysteme bestehend aus regenerativen Solarthermieanlagen und konventionellen KWK-Anlagen bei entsprechender Wärmespeicherdimensionierung und -betriebsstrategie trotz hoher Investitionskosten unter Berücksichtigung der getätigten Annahmen wirtschaftlich darstellbar sind. Es ließ sich folglich nachweisen, dass der Betrieb solcher Systeme vor dem Hintergrund der Wärmewende auch in dicht besiedelten Stadtgebieten ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung sein kann.
Durch Programme wie Modellvorhaben im Rahmen der Förderbekanntmachung Wärmenetze 4.0 ([62]) befindet man sich zwar auch auf politischer Ebene auf dem richtigen Weg, dennoch ist die breitere Umsetzung vergleichbarer Programme zu empfehlen. Neben dem Neubau ist des Weiteren insbesondere die Modernisierung des Bestandes an konventionellen Heißwassernetzen mit hohen Temperaturen und hohen Verlusten in Klimaschutzbemühungen einzubeziehen. Da Umstellungen in diesem Bereich massive Auswirkungen auf den Netzbetrieb und einen hohen Investitionsbedarf implizieren, ist die Aktivierung von Netzbetreibern für eine breite Anpassung des Bestandsnetzbetriebes fast ausschließlich durch weitere Förderprogramme oder regulatorische Instrumente wie beispielsweise eine CO_2-Steuer möglich.
Unstimmigkeiten in der Zielsetzung nach dem Klimaschutzplan 2050 ([2]) und der praktischen Behandlung von effizienten Erzeugungsanlagen konnten anhand des Szenarios EE 2, in dem die Erweiterung des Szenarios KON um eine Wärmepumpe betrachtet wurde, unterstrichen werden.
So ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen der Betrieb größerer Wärmepumpen für EVU nur bei einer direkten Kopplung mit KWK-Anlagen durch die Eigenstromnutzung wirtschaftlich darstellbar. Eine solche Kombination ist nötig, da bei einfachem Netzbezug des Wärmepumpenstroms jegliche Umlagen auf den Strom anfallen. Auch mit einem geringen Strompreis in Höhe von lediglich 15 ct/kWh konnten trotz Vernachlässigung der Wärmepumpeninvestitionskosten keine wirtschaftlichen Szenarien identifiziert werden. Da bei einer Kopplung von KWK-Anlage und Wärmepumpe der zum Betrieb der Wärmepumpe verwendete KWK-Strom als eigengenutzter Strom gilt, ist für den Antriebsstrom der Wärmepumpe eine in Abhängigkeit der KWK-Anlagenleistung anteilige EEG-Umlage zu zahlen. Des Weiteren werden die durch die Stromeinspeisung des KWK-Stroms erzielten Erlöse durch die Stromeigennutzung zum Antrieb der Wärmepumpe verringert. Demgegenüber steht eine Verringerung der Erdgaskosten durch Reduktion der Kessellaufzeit mittels Wärmepumpe.

Entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb der Kombination aus Wärmepumpe und KWK-Anlage ist folglich ohne Betrachtung der zusätzlichen Investitionskosten die von den jeweiligen Preisen abhängige Differenz aus eingesparten Erdgaskosten und verringerten Stromerlösen zuzüglich der zu zahlenden EEG-Umlage.
Ziel der deutschen Bundesregierung ist es nach § 1 EEG den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % im Jahr 2050 zu erhöhen [3]. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Graustrom sinken ebenso die CO_2-Emissionen von *regelbaren* Wärmepumpen, die bereits bei einem geringen Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in verschiedenen Förderprogrammen als regenerative Erzeuger gelten [62]. Eine Behandlung von Wärmepumpen als Letztverbraucher bzw. Stromendkunde sollte besonders vor dem Hintergrund der zukünftigen Entwicklungen im Rahmen der Energiewende angepasst werden. Gleiches gilt für Power-to-Heat-Anlagen, deren Bedeutung in Bezug auf Systemdienstleistungen ebenfalls mit fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich zunimmt.
Zwar sind im Rahmen der deutschen Energiewende durch die verstärkte Einbindung von erneuerbaren Energien im Stromsektor erste Erfolge zu verzeichnen, dennoch können die ambitionierten Ziele bei der Fokussierung auf nur einen Sektor kaum erreicht werden. Wie auch beim Mobilitätssektor ist die Einleitung einer umfassenden Wärmewende bedingt durch das große Einsparpotenzial in der Wärmeversorgung ein wichtiger Schritt, um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen. Hierzu ist ein Umdenken weg von der getrennten Betrachtung aller Sektoren hin zur Sektorenkopplung erforderlich, da nur eine *Betrachtung des Gesamtsystems* langfristig zum Erfolg führen kann. Wärmenetze bieten dafür optimale Bedingungen, da sie nicht nur den flexiblen Betrieb von sektorengekoppelten KWK-Anlagen ermöglichen, sondern ebenso durch die verlustarme Verteilung von Wärme auch aus erneuerbaren Energien zur Reduktion der CO_2-Emissionen insbesondere in urbanen Ballungsgebieten beitragen können. Des Weiteren kann in Zeiten von Überschussstrom eine sinnvolle Stromnetzentlastung durch die Netzeinspeisung von Wärme aus Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen erfolgen.
Durch die Erarbeitung von neuen Förderprogrammen werden zwar wichtige Schritte hin zu einer Wärmewende genommen, dennoch stellt sich eine Vielzahl an regulatorischen Rahmenbedingungen als Hemmnis heraus. Neben der globalen Betrachtung von sowohl Strom- als auch Wärmesektor (und Mobilitätssektor) ist des Weiteren ein Umdenken in der Politik sowie eine anschließende Umgestaltung diverser Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Strom-, Wärme und Mobilitätswende nötig.

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nomenklatur Rohrleitungsgeometrien 25
Tabelle 2: Erzeugungsanlagenkombinationen zur Wärmenetzbefeuerung 39
Tabelle 3: Eingangsparameter zur Berechnung der Erdreichtemperatur (Werte für Deutschland) 47
Tabelle 4: Leitungsdefinition des schematischen Wärmenetzes aus Abbildung 34 54
Tabelle 5: Übersicht wirtschaftliche Eingangsparameter (Szenario KON) 81
Tabelle 6: Netz- und Betriebsparameter Referenzsimulation Wärmenetz 82
Tabelle 7: Simulationsergebnisse Wärmenetzsimulation (Referenz) 83
Tabelle 8: Simulationsergebnisse Referenz und Variation 1-3 84
Tabelle 9: Technische Kennzahlen der betrachteten Solarkollektoranlagen 105
Tabelle 10: Volumina saisonaler Wärmespeicher als Funktion der Bruttokollektorfläche von Solarthermieanlagen 106
Tabelle 11: Mittlere, minimale und maximale CO_2-Vermeidungskosten aller simulierten Erzeugungsanlagenkombinationen mit saisonalem Wärmespeicher 112
Tabelle 12: Übersicht der erarbeiteten Wärmespeicherstrategien 114
Tabelle 13: Minimale und maximale CO_2-Vermeidungskosten mit Tagesspeicher 126
Tabelle 14: Vergleich minimale und maximale CO_2-Vermeidungskosten für Tages- und Wochenendspeicher 130
Tabelle 15: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen Dichte von Wasser 187
Tabelle 16: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen dynamischen Viskosität von Wasser 187
Tabelle 17: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen Wärmeleitfähigkeit von Wasser 187
Tabelle 18: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen Wärmekapazität von Wasser 187
Tabelle 19: Materialkosten Rohrleitungen (Rehau) 190
Tabelle 20: Mögliche Dachflächenkombinationen zur solarthermischen Wärmeerzeugung 194

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre 1
Abbildung 2: Zielgrößen des EEG und EEWärmeG 2
Abbildung 3: Aufteilung der Wärmenutzung nach Sektoren 3
Abbildung 4: Wärmenetze als zentrales Element eines flexiblen Strom-Wärme-Marktes 3
Abbildung 5: Wärmenetzeinspeisung in Deutschland (2016) 6
Abbildung 6: Geordnete JDL des thermischen Energiebedarfes eines Wärmenetzes 8
Abbildung 7: Wirkungsgrade eines verbrennungsmotorischen BHKW bei Nenn- und Teillast nach Produktdatenblatt MWM TCG 2020 V 20 9
Abbildung 8: Entwicklung des Anteils solarthermischer und oberflächennaher, geothermischer Wärmeerzeugung am Endenergieverbrauch 10
Abbildung 9: Strahlungsabsorption (links) und Wärmeverluste (rechts) in einem Solarkollektor 11
Abbildung 10: Zustandsdiagramm und Prozessschemata einer Kompressionswärmepumpe 13
Abbildung 11: Zuschlagszahlungen nach dem KWKG 2016 16
Abbildung 12: Schematische Darstellung eines Wärmenetzes 20
Abbildung 13: Wärmenetzkreisläufe 21
Abbildung 14: Schematischer Erzeuger-Verbraucher-Strang 22
Abbildung 15: Druck-Weg-Diagramm für ein vereinfachtes Wärmenetz mit einer Pumpe 23
Abbildung 16: Verschiedene Netzformen 24
Abbildung 17: Kanalfrei erdverlegte Einzel- und Doppelrohrleitung ohne Aufschüttung 25
Abbildung 18: Verlauf der Vorlauftemperatur bei verschiedenen Netzbetriebsweisen 26
Abbildung 19: Qualitative Entwicklung verschiedener Generationen von Wärmenetzen 27
Abbildung 20: Absolute und relative Wärmeverluste eines Wärmenetzes (Monatsmittelwerte 2016) 28
Abbildung 21: Durchschnittliche relative Wärmeverluste deutscher Wärmenetze 29
Abbildung 22: Statische und dynamische Investitionsentscheidungsmodelle 32
Abbildung 23: Mittelwert der Umlaufrenditen der letzten 18 Jahre 34
Abbildung 24: Geordnete Jahresdauerlinien des Wärmebedarfes von Objekten unterschiedlicher Sektoren 36
Abbildung 25: Gekoppelte Nutzung verschiedener Simulationsprogramme zur Energiesystemanalyse 38
Abbildung 26: Entwicklung und Prognose der CO_2-Zertifikatspreise 40
Abbildung 27: GUI des Wärmenetzsimulationstools 43
Abbildung 28: Gemessene Außentemperatur und berechnete Erdreichtemperatur, Lemgo (2016) 47
Abbildung 29: Monatsmittelwerte der gemessenen Außentemperatur und der berechneten Erdreichtemperatur, Lemgo (2016) 48
Abbildung 30: Berechnete Erdreichtemperatur für verschiedene Tiefen, Lemgo (2016) 48
Abbildung 31: Rohreintrittstemperatur und Temperaturverluste nach Oeljeklaus 87 [81] (2016) 49

Abbildung 32: Rohreintrittstemperatur und Temperaturverluste nach Nussbaumer et al. [49] (2016) 49
Abbildung 33: Darstellung eines Wasserverteilnetzes in EPANET 51
Abbildung 34: Schematisches Wärmenetz mit zwei Maschen und zwei Verbrauchern unter Berücksichtigung der Temperaturknoten 53
Abbildung 35: Knotendarstellung eines schematischen Rohrnetzes..... 55
Abbildung 36: Erzeuger-Verbraucher-Strang Darstellung in EPANET 57
Abbildung 37: Vorgehensweise zur Berechnung der Volumenstromverteilung für jeden Netzlastpunkt 59
Abbildung 38: Heizkurve zur Ermittlung aller Lastpunkte in einem Wärmenetz 60
Abbildung 39: Energiesystemmodell des Erzeugungsanlagensimulationstools 62
Abbildung 40: Methodik und Priorisierung der wärmegeführten Betriebsweise..... 63
Abbildung 41: Stündlicher Preis für Baseload-Strom September 2017..... 65
Abbildung 42: Auswirkungen des *AP1* und *AP2* für einen Betrachtungszeitraum von 72 Stunden.... 66
Abbildung 43: Schematische Darstellung der Erzeugungsanlagensimulation für eine wärmegeführte KWK-Anlagenbetriebsweise..... 67
Abbildung 44: Betriebsweise der regelbaren Erzeugungsanlagen bei Auswahl der Wärmespeicherstrategie 1 71
Abbildung 45: Energetische Quartiersversorgung (angenommene Nutzungspfade von Strom und Wärme)..... 72
Abbildung 46: Spezifische Investitionskosten für Freiflächen- (links) und Dachflächen-Solarkollektoren (rechts) 74
Abbildung 47: Entwicklung- und Ausbaukorridor erneuerbare Energien im Bruttostromverbrauch sowie CO_2-Emissionsfaktor des deutschen Strommix 78
Abbildung 48: Ergebnisse der Wärmenetzsimulation (Referenz)..... 82
Abbildung 49: Vergleich der Simulationsergebnisse mit realen Netzdaten..... 83
Abbildung 50: Geordnete Jahresdauerlinie Wärmenetzsimulation..... 84
Abbildung 51: Wärmeeinspeisung und -verluste bei Vorlauftemperaturabsenkung (Winterwoche) .. 85
Abbildung 52: BHKW-Auslegung anhand der geordneten thermischen Jahresdauerlinie 86
Abbildung 53: Jährliche Vollbenutzungsstunden der betrachteten BHKW..... 87
Abbildung 54: Wärmedeckungsgrad durch KWK-Anlagen 88
Abbildung 55: Wärmeerzeugung Mittellast-BHKW und Spitzenlastkessel mit Wärmespeicher..... 88
Abbildung 56: Wärmeerzeugung Mittellast-BHKW und Spitzenlastkessel ohne Wärmespeicher 89
Abbildung 57: Zahlungsströme Spitzenlast-BHKW (Betrachtungszeitraum zehn Jahre) 90
Abbildung 58: Kapitalwert verschiedener wärmegeführter BHKW mit Wärmespeicher 91
Abbildung 59: Auswirkung des Erdgaspreises auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW).. 92
Abbildung 60: Auswirkung des Wärmeabsatzpreises auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW) 92

Abbildung 61: Auswirkung des Kalkulationszinses auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW) 93
Abbildung 62: Auswirkung des Strompreises auf die Wirtschaftlichkeit (wärmegeführte BHKW) ... 94
Abbildung 63: CO_2-Emissionen und Primärenergiebedarf aller wärmegeführten BHKW zuzüglich Referenz 94
Abbildung 64: CO_2-Vermeidungskosten KWK-Anlagen mit wärmegeführter Betriebsweise 95
Abbildung 65: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer (wärmegeführte KWK-Anlagen) 96
Abbildung 66: Betrieb Spitzenlast-BHKW bei stromorientierter Betriebsweise (fünf Starklasttage) . 97
Abbildung 67: Mögliche Betriebsstunden bei verschiedenen AP1 (ohne Wärmesenkenrestriktion) .. 97
Abbildung 68: Kapitalwert verschiedener BHKW bei stromorientierter und wärmegeführter Betriebsweise 98
Abbildung 69: Kapitalwerte nach zehn Jahren bei verschiedenen AP1 99
Abbildung 70: Kapitalwert nach zehn Jahren und Wärmedeckungsgrad Spitzenlast-BHKW bei unterschiedlichen Wärmespeicherkapazitäten 100
Abbildung 71: Ökologische Auswirkungen verschiedener Wärmespeicherkapazitäten (Spitzenlast-BHKW) 100
Abbildung 72: Kapitalwerte nach zehn Jahren und Vollbenutzungsstunden bei steigendem Verhältnis AP2 zu AP1 (Spitzenlast-BHKW) 101
Abbildung 73: CO_2-Vermeidungskosten KWK-Anlagen mit stromorientierter Fahrweise 102
Abbildung 74: Potenzielle Dachflächen für Solarthermieanlagen im Wärmenetzgebiet 104
Abbildung 75: Minimaler Kollektorabstand in Abhängigkeit des Neigungswinkels zur Vermeidung von Verschattung 104
Abbildung 76: Übersicht der simulierten Kombinationen mit Grundlast-BHKW (Ausschnitt) 106
Abbildung 77: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Januar (wärmegeführtes Mittellast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche) 107
Abbildung 78: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Januar (wärmegeführtes Spitzenlast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche) 108
Abbildung 79: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Juli (wärmegeführtes Spitzenlast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche) 109
Abbildung 80: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, saisonaler Speicher) 109
Abbildung 81: Solare Deckungsgrade bei verschiedenen Kollektorflächen und BHKW 110
Abbildung 82: CO_2-Vermeidungskosten KWK-Anlagen in Kombination mit Solarthermieanlagen und saisonalen Wärmespeichern 111
Abbildung 83: Tägliche Limitierung der Wärmespeicherbeladung bei WS-Strategie 2 113
Abbildung 84: WS-Strategie 4 (Speicherentladung wenn Füllstand zur Bedarfsdeckung ausreichend) 113

Abbildung 85: WS-Strategie 5 (Kontinuierliche Be- und Endladephasen für KWK-Anlagen) 114
Abbildung 86: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, Tagesspeicher, WS-Strategie 1) 115
Abbildung 87: CO_2-Vermeidungskosten bei Tages- und saisonalem Speicher (WS-Strategie 1, wärmegeführte BHKW) 116
Abbildung 88: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, Tagesspeicher, WS-Strategie 2 und 3) 117
Abbildung 89: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (wärmegeführte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, Tagesspeicher, WS-Strategie 4 und 5) 117
Abbildung 90: Solarer Deckungsgrad bei WS-Strategie 2 (oben Grundlast- unten Spitzenlast-BHKW) 118
Abbildung 91: Mittlere Erhöhung der Wärmedeckungsgrade von Solarthermie und Kessel durch Wechsel von WS-Strategie 2 auf WS-Strategie 5 119
Abbildung 92: Mittlerer solarer Deckungsgrad aller simulierten Kombinationen mit Tagesspeicher 120
Abbildung 93: CO_2-Emissionen bei Nutzung WS-Strategien 2 und 5 (Grundlast-BHKW oben, Spitzenlast-BHKW unten) 121
Abbildung 94: Mittlere CO_2-Emissionen aller simulierten Kombinationen mit Tagesspeicher 122
Abbildung 95: Mittlere jährliche Kosten aller simulierten Kombinationen mit Tagesspeicher 122
Abbildung 96: Mittlere CO_2-Vermeidungskosten aller Kombinationen mit Tagesspeicher 124
Abbildung 97: CO_2-Vermeidungskosten Grundlast-BHKW mit Tagesspeicher 125
Abbildung 98: CO_2-Vermeidungskosten Spitzenlast-BHKW mit Tagesspeicher 126
Abbildung 99: CO_2-Vermeidungskosten wärmegeführtes Grundlast-BHKW mit Tagesspeicher 127
Abbildung 100: CO_2-Vermeidungskosten bei verschiedenen Referenzen (Tagesspeicher) 128
Abbildung 101: CO_2-Vermeidungskosten bei verschiedenen Referenzen (Tagesspeicher, aufsteigend sortiert) 128
Abbildung 102: Mittlere CO_2-Vermeidungskosten aller Kombinationen mit Wochenendspeicher 129
Abbildung 103: CO_2-Vermeidungskosten wärmegeführtes Grundlast-BHKW mit Wochenendspeicher 130
Abbildung 104: Mittlerer solarer Deckungsgrad aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher) 131
Abbildung 105: Mittlere CO_2-Emission aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher) 132
Abbildung 106: Mittlere jährliche Kosten aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher). 132
Abbildung 107: Mittlere CO_2-Vermeidungskosten aller Kombinationen (Tages- und Wochenendspeicher) 133
Abbildung 108: CO_2-Vermeidungskosten wärmegeführtes Grundlast-BHKW mit Tages- und Wochenendspeicher 133

Abbildung 109: Solare Deckungsgrade bei Reduktion der Wärmenetzvorlauftemperatur (oben links WS-Strategie 1, oben rechts WS-Strategie 3, unten links WS-Strategie 4, unten rechts WS-Strategie 5) 135
Abbildung 110: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer (wärmegeführtes Grundlast-BHKW) 136
Abbildung 111: Wärmequellentemperatur der Wärmepumpe im Jahresverlauf 138
Abbildung 112: COP der Wärmepumpe im Jahresverlauf 139
Abbildung 113: Wärmedeckungsanteile Grundlast-BHKW, Wärmepumpe und Kessel 140
Abbildung 114: KWK-Stromnutzung bei kombiniertem BHKW-Wärmepumpen-Betrieb 140
Abbildung 115: Wärmedeckungsanteile Spitzenlast-BHKW, Wärmepumpe und Kessel 141
Abbildung 116: Monetäre Auswirkungen des Wärmepumpenbetriebes 142
Abbildung 117: Monetäre Auswirkungen des Wärmepumpenbetriebes bei Netzstrombezug 143
Abbildung 118: Trinkwarmwassererwärmungsmöglichkeiten in Wärmenetzen 177
Abbildung 119: Berechnete Erdreichtemperatur bei verschiedenen Erdreichwärmeleitfähigkeiten, Lemgo (2016) 183
Abbildung 120: Vorgehensweise des Newton-Verfahrens zur iterativen Nullstellensuche 184
Abbildung 121: Methodik und Priorisierung der stromorientierten Betriebsweise 189
Abbildung 122: Börsenpreis für Grundlaststrom 2017 190
Abbildung 123: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer bei wärmegeführter BHKW-Betriebsweise 191
Abbildung 124: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer bei stromorientierter BHKW-Betriebsweise 192
Abbildung 125: Solar Keymark Zertifikat Vakuumröhrenkollektor Vaillant VTK 1140/2 193
Abbildung 126: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Juli (wärmegeführtes Mittellast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche) 194
Abbildung 127: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (stromorientierte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, saisonaler Speicher) 194
Abbildung 128: Limitierung der Speicherbeladung bei WS-Strategie 2 (bei Limitierung Beladung nur in festen Zeiträumen möglich) 195
Abbildung 129: Ermittelte CO_2-Vermeidungskosten mit saisonalen und Tagesspeicher, wärmegeführte BHKW-Betriebsweise 195
Abbildung 130: Solarer Deckungsgrad bei WS-Strategie 3 (oben Grundlast- unten Spitzenlast-BHKW) 196
Abbildung 131: Solarer Deckungsgrad bei WS-Strategie 5 (oben Grundlast- unten Spitzenlast-BHKW) 197
Abbildung 132: Wärmedeckungsgrade bei Nutzung eines Tagesspeichers mit den WS-Strategien 2 und 5 (Grundlast- und Spitzenlast-BHKW) 198

Abbildung 133: CO_2-Vermeidungskosten Mittellast-BHKW mit Tagesspeicher (links wärmegeführte und rechts stromorientierte Betriebsweise der KWK-Anlage)..... 199
Abbildung 134: COP der Wärmepumpe in Abhängigkeit des Temperaturhubes..... 199

9 Symbolverzeichnis

η_{el} bzw. η_{th}	Elektrischer bzw. thermischer Wirkungsgrad
$\dot{Q}$	Thermische Leistung
P	Elektrische Leistung
$\dot{m}$	Massenstrom
H_{i}	Heizwert
$\dot{E}_{\mathrm{Br}}$	Brennstoffleistung
σ	Stromkennzahl
$\dot{E}_{\mathrm{Br}}$	Kollektornutzleistung
η_0	Konversionsfaktor
E	Solare Strahlungsstärke
A_{a}	Aperturfläche
k_0 bzw. k_1	Verlustkoeffizienten
T_{K}	Kollektortemperatur
T_{U}	Umgebungstemperatur
η_{K}	Kollektorwirkungsgrad
ε	Leistungszahl
W	Elektrische Arbeit
ΔT	Temperaturdifferenz
c_{p}	Spezifische Wärmekapazität
r_{i}	Rohrinnenradius
r_{a}	Rohraußenradius
r_{d} bzw. r_{Iso}	Außenradius Isolationsschicht
r_{m} bzw. r_{Mantel}	Außenradius Mantelschicht (bzw. Isolationsschutzschicht)
h	Verlegetiefe
$h_{\mathrm{Ü}}$	Überdeckungshöhe
a	Lichter Rohrabstand
C_0	Kapitalwert
e_{t}	Einzahlungen
a_{t}	Auszahlungen
t	Periode
i	Kalkulationszinssatz
i_{e} bzw. i_{Haben}	Eigenkapitalzins
i_{f} bzw. i_{Soll}	Fremdkapitalzins
z	Risikozuschlag
A_0	Annuität
a	Annuitätenfaktor
U	Wärmedurchgangskoeffizient
T_{ein} bzw. T_{aus}	Rohreintritts- bzw. Rohraustrittstemperatur

R	Wärmeleitwiderstand
λ	Wärmeleitfähigkeit
A	Fläche
z	Erdreichtiefe
t_{m}	Mittlere Temperatur der Erdoberfläche
τ_0	Periode der Lufttemperatur
Δt_0	Amplitude der Oberflächentemperatur
$\Delta\tau_0$	Zeitverzögerung (Versatz von Boden- zu Außentemperatur)
τ	Zeitpunkt
a_{Erdreich}	Temperaturleitfähigkeit des Erdreiches
Δp_{ges}	Gesamtdruckverlust
$\Delta p_{Reibung}$	Reibungsdruckverlust
ψ	Rohrreibungszahl
L	Länge
ρ	Dichte
w	Mittlere Strömungsgeschwindigkeit
ξ	Druckverlustzahl
$\dot{V}$	Volumenstrom
R	minor loss coefficient
r	Widerstandskoeffizient
g_{spec}	specific gravity
v_{rel}	relative viscosity
H	Druckhöhe
H_{t}	total head
$E_{\mathrm{G,hor}}$, $E_{\mathrm{dir,hor}}$, $E_{\mathrm{diff,hor}}$	Gesamte, direkte und diffuse Strahlung auf die Horizontale
$E_{\mathrm{G,gen}}$, $E_{\mathrm{dir,gen}}$, $E_{\mathrm{diff,gen}}$, $E_{\mathrm{refl,gen}}$	Gesamte, direkte, diffuse und reflektierte Strahlung auf eine geneigte Fläche
θ_{gen}	Einfallswinkel
γ_{S}	Sonnenhöhe
Alb	Albedowert
V_{Speicher}	Wärmespeichervolumen
p	Druck
K_{ref} bzw. K_{m}	Kosten Referenz bzw. Kosten Maßnahme
E_{ref} bzw. E_{m}	Emissionen Referenz bzw. Emissionen Maßnahme
α	Konvektionskoeffizient
μ	Dynamische Viskosität

10 Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGFW	AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK
AP	Anschaltpreis
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
AVBFernwärmeV	Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
CFCI3	Kältemittel R-11
CO_2	Kohlendioxid
COP	coefficient of performance
DIN	Deutsches Institut für Normung
DN	Nenndurchmesser
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EPA	Environmental Protection Agency
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU-Emission Trading System
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCV	flow control valve
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GL	Grundlast
GWP	global warming potential
GUI	graphical user interface
IAM	incident angle modifier
JAZ	Jahresarbeitszahl
JDL	Jahresdauerlinie
K	Kessel

KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KFZ	Kraftfahrzeug
KON	konventionell
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MAP	Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt
ML	Mittellast
MSR	Messen-Steuern-Regeln
NRW	Nordrhein-Westfalen
ODP	ozone depletion potential
PE	Primärenergie
ppm	parts per million
SL	Spitzenlast
ST	Solarthermie
TEWI	total equivalent warming impact
TRY	Test Reference Year
vgl.	vergleiche
VK	Vermeidungskosten
WP	Wärmepumpe
WS	Wärmespeicher

11 Literaturverzeichnis

[1] WESSELAK, Viktor: *Handbuch Regenerative Energietechnik*. 3rd ed. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017

[2] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB): *Klimaschutzplan 2050* (in Kraft getr. am 11.2016) (11.2016). URL https://www.bmu.de/publikation/klimaschutzplan-2050/ – Überprüfungsdatum 2018-12-20

[3] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)* (in Kraft getr. am 21. 6. 2018) (2018-06-21)

[4] *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG)* (in Kraft getr. am 20. 10. 2015) (2015-10-20). URL www.gesetze-im-internet.de/eew_rmeg/EEW%C3%A4rmeG.pdf

[5] UMWELTBUNDESAMT ; ARBEITSGRUPPE ERNEUERBARE-ENERGIEN-STATISTIK ; ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland* : *unter Verwendung von Datrn der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*. 08.2018

[6] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Energiedaten: Gesamtausgabe*. 08.2018

[7] STATISTA: *Endenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2017 (in Petajoule)*. URL https://de.statista.com/statistik/daten/studie/251538/umfrage/endenergieverbrauch-in-deutschland/. – Aktualisierungsdatum: 2018 – Überprüfungsdatum 2018-11-16

[8] DR. MICHAEL SCHMIDT, DR. CHRISTIAN SPITTA, DR. VASSILIOS VRANGOS: *roadmap | KWK.NRW - Einsatz von KWK-Technologien in NRW - Detailfragestellungen und Forschungsagenda* : *Abschlussbericht zum Verbundprojekt*. Essen, 11.2015

[9] AG ENERGIEBILANZEN E.V.: *Energieverbrauch für Wärmezwecke in Deutschland nach Sektoren im Jahr 2015 (in Petajoule)*. URL https://de.statista.com/statistik/daten/studie/614202/umfrage/waermeverbrauch-in-deutschland-nach-sektoren/ – Überprüfungsdatum 2018-12-20

[10] DR. VOLKER KIENZLEN, HELMUT BÖHNISCH, HARALD BIEBER, VEIT BÜRGER, MICHAEL NAST, DR. MARTIN PEHNT, MAIKE SCHMIDT, PROD. DR. UWE LEPRICH, WOLFGANG SCHULZ: *Bedeutung von Wärmenetzen für die Energiewende* : *Positionspapier 3/2014*. 20.03.2014

[11] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Ergebnispapier Strom 2030* : *Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre*. Berlin, 05.2017

[12] AGFW, DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME KÄLTE UND KWK E.V.: *AGFW - Hauptbericht 2016*. Frankfurt am Main, 08.2017

[13] ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBAUCH E.V.; ASUE Arbeitskreis Brennstoffzellen/BHKW, Carmen Klein, Kostja Rozanski, Markus Gailfuß, Jürgen Kukuk, Thomas Beck (Mitarb.): *BHKW-Kenndaten 2014/2015* : *Module, Anbieter, Kosteen*. Essen : Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, 2014

[14] STADTWERKE KIEL AG: *Küstenkraftwerk K.I.E.L.* : *Kiels intelligente Energie-Lösung*. 12.2016

[15] CARINA SCHMIDT: *"Beitrag für Klimaschutz": Spatenstich für Blockheizkraftwerk auf der Ingelheimer Aue*. In: *Allgemeine Zeitung*

[16] PEHNT, Martin (Hrsg.): *Energieeffizienz* : *Ein Lehr- und Handbuch*. Berlin u.a. : Springer, 2010

[17] KONSTANTIN, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft* : *Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*. 4th ed. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017 (VDI-Buch)

[18] SCHAUMANN, Gunter (Hrsg.): *Kraft-Wärme-Kopplung*. 4., vollst. bearb. u. erw. Aufl. Berlin u.a. : Springer, 2010 (VDI)

[19] STADTWERKE MÜNCHEN GMBH: *Stadtwerke München: Gestalter der Wärmewende* : *Fernwärme - 100 Prozent erneuerbar*. 10.2018

[20] REICH, Gerhard ; REPPICH, Marcus: *Regenerative Energietechnik* : *Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2013

[21] SCHABBACH, Thomas ; LEIBBRANDT, Pascal: *Solarthermie* : *Wie Sonne zu Wärme wird*. Berlin : Springer Vieweg, 2014 (Technik im Fokus)

[22] STIEGLITZ, Robert ; HEINZEL, Volker: *Thermische Solarenergie* : *Grundlagen, Technologie, Anwendungen*. Berlin u.a. : Springer Vieweg, 2012 (Lehrbuch)

[23] QUASCHNING, Volker: *Regenerative Energiesysteme* : *Technologie - Berechnung - Simulation ; mit 97 Tabellen und einer DVD*. 5., aktualisierte Aufl., [Nachdr.]. München : Hanser, 2007

[24] SOLITES, AGFW, HAMBURG INSTITUT, IER, KEA: *SolnetBW Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg* : *Grundlagen | Potenziale | Strategien*. 06.2015

[25] KALTSCHMITT, Martin (Hrsg.); STREICHER, Wolfgang (Hrsg.); WIESE, Andreas (Hrsg.): *Erneuerbare Energien* : *Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5., erweiterte Auflage, korrigierter Nachdruck. Berlin : Springer Vieweg, 2014

[26] WALDSCHMIDT, Wolfgang: *ABC der Wärmepumpe*, 2007

[27] CHRISTIAN THOMMESSEN, NICOLAS WITTE, DR. JÜRGEN ROES, OTHMAR M. VERHEYEN, PROF. DR. ANGELIKA HEINZEL, UWE WEBER, RALF SETTERTOBULTE: *Bestimmung der Wärmeverluste erdgelegter Rohrleitungen in kalten Wärmenetzen*. In: *EURO Heat&Power* (11.2018), 11-12 2018

[28] CUBE, Hans Ludwig von ; STEIMLE, Fritz: *Wärmepumpen*. Düsseldorf : VDI-Verl., (1978)

[29] ZAHORANSKY, Richard (Hrsg.): *Energietechnik* : *Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 7., überarb. u. erw. Aufl. 2015. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015

[30] WESSELAK, Viktor ; SCHABBACH, Thomas ; LINK, Thomas ; FISCHER, Joachim: *Regenerative Energietechnik*. 2., erw. u.vollst. neu bearb. Aufl. 2013. Berlin, Heidelberg, s.l. : Springer Berlin Heidelberg, 2013

[31] DOHMANN, Joachim: *Thermodynamik der Kälteanlagen und Wärmepumpen* : *Grundlagen und Anwendungen der Kältetechnik*. Berlin, Heidelberg : Springer Vieweg, 2016

[32] 8960. 1998. *DIN 8960 Kältemittel - Anforderungen und Kurzzeichen*

[33] HAUER, Andreas ; HIEBLER, Stefan ; REUß, Manfred: *Wärmespeicher*. 5., vollständig überarbeitete Auflage. Stuttgart : Fraunhofer IRB Verlag, 2013 (BINE-Fachbuch / BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe)

[34] DINCER, Ibrahim ; ROSEN, Marc: *Thermal energy storage* : *Systems and applications*. 2. ed., 1. publ, 2011

[35] AG ENERGIEBILANZEN E.V.: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland* : *1990 bis 2017*. 07.2018

[36] *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)* (in Kraft getr. am 17. 7. 2017) (2017-07-17). URL https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG.pdf

[37] ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBAUCH E.V.: *KWKG 2017 in Zahlen*. 04.2017

[38] BUNDESNETZAGENTUR: *Ausschreibungsverfahren für KWK-Anlagen*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/Ausschreibungsverfahren/KWK_Verfahren.html – Überprüfungsdatum 2018-11-19

[39] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN: *SMARD Strommarktdaten*. URL https://www.smard.de/home/ – Überprüfungsdatum 2018-11-19

[40] 11.2015. *Arbeitsblatt AGFW FW 313 Berechnung der thermischen Verluste von thermischen Energiespeichern*

[41] *Energiesteuergesetz (EnergieStG)* (in Kraft getr. am 26. 6. 2018) (2018-06-26). URL https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/EnergieStG.pdf – Überprüfungsdatum 2018-11-19

[42] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): *Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt* (in Kraft getr. am 11. 3. 2015) (2015-03-11). URL https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/richtlinien-zur-foerderung-von-massnahmen-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-im-waermemarkt-nichtamtliche-lesefassung.pdf?__blob=publicationFile&v=5

[43] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Marktanreizprogramm 2016* : *Investitionszuschüsse, Anzahl Bewilligungen, Teil BAFA*. URL http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Bilder/Infografiken/infografik-map-1.html

[44] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Marktanreizprogramm 2016 - Tilgungszuschüsse* : *Anzahl Bewilligungen, Teil KfW Premium*. URL http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Bilder/Infografiken/infografik-map-2.html

[45] ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBAUCH E.V.: *Kurzinformation EEG-Umlage auf eigenerzeugte Strommengen in KWK-Anlagen 2018*. Berlin, 05.2018

[46] NETZTRANSPARENZ.DE INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *EEG-Umlage 2017*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht/EEG-Umlage-2017 – Überprüfungsdatum 2018-11-21

[47] ADOLF TOPP: *Der Begriff der Fernwärme*. In: *Recht der Energiewirtschaft* (4-5/2009), Sonderdruck, S. 133–138. URL https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/recht/gesetzlicher_rahmen_und_rechtsprechung/Aufsatz_To_Begriff_der_FW_RdE4-5-2009.pdf&t=1511365870&hash=0d037193f2294adfcdd1972072a5efd9bf602703 – Überprüfungsdatum 2017-11-21

[48] HENSEL, Piet: *Optimierung des Ausbaus von Nah- und Fernwärmenetzen unter Berücksichtigung eines bestehenden Gasnetzes*. Paderborn, Universität Paderborn, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Fachgebiet Wirtschaftsinformatik. Dissertation. Juni 2013. URL https://d-nb.info/104378005X/34 – Überprüfungsdatum 2018-02-14

[49] NUSSBAUMER, Thomas ; THALMANN, Stefan ; JENNI, Andres ; KÖDEL, Joachim: *Planungshandbuch Fernwärme*. Bern, 2017

[50] BUNDESVERBAND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG E.V.: *Nahwärme und Fernwärme*. URL http://www.bkwk.de/fileadmin/users/bkwk/aktuelles/Poster_und_Grafiken/Nah_Fernwaerme.pdf – Überprüfungsdatum 2018-02-14

[51] PAAR, Angelika ; HERBERT, Florian ; PEHNT, Martin ; OCHSE, Susanne ; RICHTER, Stephan ; MAIER, Stefanie ; HUTHER, Heiko ; KÜHNE, Jens ; WEIDLICH, Ingo: *Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien* : *TRAFO Endbericht*. April 2013

[52] HINKER, Jonas ; KIPPELT, Stefan ; MYRZIK, Johanna M.A. ; WITTE, Nicolas ; HEINZEL, Angelika: *Assessment of available thermal capacity of district heating systems for increased medium- and short-term flexibilty of multi-modal power systems*. September 2017

[53] 4747-1. 11.2003. *Fernwärmeanlagen Teil 1: Sicherheitstechnische Ausrüstung von Unterstationen, Hausstationen und Hausanlagen zum Anschluss an Heizwasser-Fernwärmenetze*

[54] SEBASTIAN GROß: *Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und deren Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern*. Dresden, Technische Universität Dresden, Fakultät Maschinenwesen. Dissertation. November 2012. URL https://d-nb.info/1068444126/34 – Überprüfungsdatum 2018-02-14

[55] SCHÄFER, Norbert: *Fernwärmeversorgung* : *Hausanlagentechnik in Theorie und Praxis*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2001 (VDI-Buch)

[56] EURING, Markus: *Netz ist nicht gleich Netz*. In: *Sonne Wind und Wärme* (Juni 2013). URL https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiRmPeNn6fZAhWKYlAKHbAEBfAQFghBMAM&url=https%3A%2F%2Fwww.rehau.com%2Fdownload%2F1475520%2Ffachartikel-netz-ist-nicht-gleich-netz.pdf&usg=AOvVaw1AIj92O_Z_nz0H_bypwEbi – Überprüfungsdatum 2018-02-15

[57] HAKANSSON, Knut ; MEYER-CLASEN, Bernd: *Handbuch der Fernwärmepraxis*. 3. Aufl. Essen : Vulkan-Verl., 1986

[58] BEIER, Carsten: *Leitfaden Nahwärme*. 2016/03/29

[59] KRUSE, Olaf: *Besondere Verlegesituationen*. In: *EURO Heat&Power* (2014)

[60] REHAU: *RAUTHERMEX - Mit Sicherheit mehr Wärme* : *Technische Information 817600*. 2011. URL https://www.rehau.com/download/1469024/rauthermex-rauvitherm-technische-information.pdf

[61] LUND, Henrik ; WERNER, Sven ; WILTSHIRE, Robin ; SVENDSEN, Svend ; THORSEN, Jan Eric ; HVELPLUND, Frede ; MATHIESEN, Brian Vad: *4th Generation District Heating (4GDH)* : *Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems*. März 2014

[62] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0* : *Wärmenetze 4.0*. 27.07.2017

[63] KAMMER, Henriette: *Thermische Seewassernutzung in Deutschland* : *Bestandsanalyse, Potential und Hemmnisse seewasserbetriebener Wärmepumpen*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018

[64] ENERGIEAGENTUR.NRW: *"Kaltes" Nahwärmenetz spart 40.000 kg CO2 im Jahr* : *Projekt des Monats März 2017*. URL http://www.energieagentur.nrw/eanrw/kaltes_nahwaermenetz – Überprüfungsdatum 2018-02-15

[65] GEO-EN: *Höchste Effizienz mit kaltem Netz*. URL http://www.geo-en.de/referenzen/wohnanlagen-quatiere/berlin-zehlendorf-900kw – Überprüfungsdatum 2018-02-15

[66] *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)* (in Kraft getr. am 25. 7. 2013) (2013-07-25). URL https://www.gesetze-im-internet.de/avbfernw_rmev/AVBFernw%C3%A4rmeV.pdf

[67] *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)* (idF v. 24. 10. 2015). URL https://www.gesetze-im-internet.de/enev_2007/EnEV.pdf

[68] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA): *Merkblatt Wärme und Kälte zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)* (in Kraft getr. am 23. 5. 2017) (2017-05-23). URL http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_waerme_kaeltenetze_merkblatt.pdf – Überprüfungsdatum 2018-11-20

[69] SCHUSTER, Thomas ; RÜDT VON COLLENBERG, Leona: *Investitionsrechnung* : *Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*, 2017 (Studienwissen kompakt)

[70] ERMSCHEL, Ulrich ; MÖBIUS, Christian ; WENGERT, Holger Michael: *Investition und Finanzierung*. 3., durchges. und korr. Aufl. 2013. Berlin : Springer, 2013 (BA KOMPAKT)

[71] PAPE, Ulrich: *Grundlagen der Finanzierung und Investition* : *Mit Fallbeispielen und Übungen ; [Lehrbuch]*. München : Oldenbourg, 2009

[72] GRABE, Jürgen ; DÄUMLER, Klaus-Dieter: *Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung* : *Aufgaben und Lösungen, Testklausur, Checklisten, Tabellen für die finanzmathematischen Faktoren ; [Lehrbuch inklusive Download-Tool]*. 13., vollst. überarb. Aufl. Herne : NWB-Verl., 2014 (NWB Studium Betriebswirtschaft)

[73] BRICH, Stefanie (Hrsg.): *Gabler Wirtschaftslexikon*. 18., aktualisierte und erw. Aufl. Wiesbaden : Springer Gabler, 2014

[74] BEIKE, Rolf ; SCHLÜTZ, Johannes: *Finanznachrichten lesen - verstehen - nutzen* : *Ein Wegweiser durch Kursnotierungen und Marktberichte ; [jetzt neu: Extra-Kapitel "Rohstoffe"]*. 5., überarb. und erw. Aufl. Stuttgart : Schäffer-Poeschel, 2010 (Handelsblatt-Bücher)

[75] FINANZEN.NET: *Umlaufrendite*. URL https://www.finanzen.net/zinsen/Umlaufrendite – Überprüfungsdatum 2018-11-21

[76] REHKUGLER, Heinz ; GLUNZ, Simone: *Grundzüge der Finanzwirtschaft*. München : Oldenbourg, 2009

[77] GIPSER, Michael: *Systemdynamik und Simulation*, 1999

[78] RUBINSTEIN, Reuven Y. ; MELAMED, Benjamin: *Modern simulation and modeling*, 1998 (Wiley series in probability and statistics : Applied probability and statistics)

[79] ROSSMANN, Axel: *Die statischen Grundlagen der Simulation*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2016 (Strukturbildung und Simulation technischer Systeme / Axel Rossmann ; Band 1)

[80] CARBON TRACKER: *Carbon Countdown: Prices and Politics in the EU-ETS*. URL https://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2018/08/Carbon-Countdown_infographic3.png – Überprüfungsdatum 2018-12-20

[81] GERD OELJEKLAUS: *Thermohydraulische Berechnung vermaschter Fernwärmeheizwassernetze*. Essen, Universität-HG-Essen, Fachbereich Energie-, Verfahrens- und Elektrotechnik. Dissertation. 1987

[82] 2055. *VDI 2055 Blatt 1: Wärme- und Kälteschutz von betriebstechnischen Anlagen in der Industrie und in der Technischen Gebäudeausrüstung*

[83] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Testreferenzjahre (TRY)*. URL https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html – Überprüfungsdatum 2018-11-20

[84] HILBIG, Gerhard: *Grundlagen der Bauphysik* : *Wärme - Feuchte - Schall ; mit 24 Tabellen und 108 durchgerechneten Beispielen*. München : Fachbuchverl. Leipzig im Hanser-Verl., 1999

[85] LOOSE, Peter: *Erdwärmenutzung* : *Versorgungstechnische Planung und Berechnung*. 4., neu bearb. u. erw. Aufl., 2013

[86] MISCHNER, Jens ; FASOLD, Hans-Georg ; KADNER, Kathrin ; HEYMER, Jürgen: *Gas2energy.net* : *Systemplanung in der Gasversorgung ; gaswirtschaftliche Grundlagen*. München : Oldenbourg Industrieverlag, 2011 (Edition gwf)

[87] JENS RÜDIGER: *Gasnetzsimulation durch Potentialanalyse*. Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Fachbereich Elektrotechnik. Dissertation. 2009

[88] SIEKMANN, Helmut E. ; THAMSEN, Paul Uwe: *Strömungslehre* : *Grundlagen ; mit 3 Tabellen*. 2., aktualisierte Aufl., 2008 (Springer-Lehrbuch)

[89] JUNGE, Gerd: *Einführung in die technische Strömungslehre*. 2., neu bearbeitete Auflage. München : Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, 2015

[90] MENNY, Klaus: *Strömungsmaschinen* : *Hydraulische und thermische Kraft- und Arbeitsmaschinen ; mit 36 Tabellen und 47 Beispielen*. 5., überarb. Aufl., unveränderter Nachdr. Wiesbaden : Teubner, 2011 (Lehrbuch Maschinenbau)

[91] LEWIS A. ROSSMAN: *EPANET 2* : *USERS MANUEL*. Cincinnati, 09.2000

[92] EZIO TODINI, S. Pilati: *A Gradient Algorithm for the Analysis of Pipe Networks*. 1987 (Computer Applications in Water Supply Volume 1)

[93] RUBÉN ORLANDO SALGADO-CASTRO: *Computer Modelling of water supply distribution networks using the gradient method*. Newcastle, University of Newcastle Upon Tyne, Civil Engineering Department. Dissertation. 11.1988

[94] AIGNER, Detlef (Hrsg.): *Spezialfälle*. 2. vollst. überarb. Aufl., 2015

[95] MARTIN, Helmut ; AIGNER, Detlef: *Hydraulische und numerische Modelle*. 3., überarb. Aufl., 2015 (Wissen)

[96] HORLACHER, Hans-Burkhard ; LÜDECKE, Horst-Joachim: *Strömungsberechnung für Rohrsysteme* : *Berechnung stationärer und transienter Strömung in Rohrsystemen für Wasser, Abwasser, industrielle Flüssigkeiten und Gase ; Auslegung von Dämpfungsmaßnahmen gegen unzulässige dynamische Drücke ; mit PC-Übungsbeispielen*. 2., völlig neu bearb. und erw. Aufl. Renningen : expert, 2006 (Edition expertsoft 9)

[97] CERBE, Günter (Mitarb.): *Grundlagen der Gastechnik* : *Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung ; mit 133 Tafeln, 102 Beispielen, 66 Aufgaben*. 7., vollst. neu bearb. Aufl. München : Hanser, 2008

[98] HARDY CROSS: *Analysis of flow in networks of conduits or conductors*. 11.1936 (University of Illinois Bulletin 22)

[99] JEPPSON, Roland W.: *Analysis of flow in pipe networks*. 3. print. Ann Arbor Mich. : Ann Arbor Science, 1979

[100] I.E. IDEL'CHIK: *Handbook of hydraulic resistance* : *Coefficients of Local Resistance and of Friction*, 1960

[101] DEMETRIOS G. ELIADES, MARIOS KYRIAKOU, STELIOS VRACHIMIS, MARIOS M. POLYCAROU: *EPANET-MATLAB Toolkit: An Open-Source Software for Interfacing EPANET with MATLAB*. Nicosia, 2016

[102] KLEEMANN, Manfred ; MELIß, Michael: *Regenerative Energiequellen*. Zweite, völlig neubearbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 1993

[103] 4680. *Blockheizkraftwerke (BHKW) Grundsätze für die Gestaltung von Serviceverträgen*

[104] 2067. *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung*

[105] JAN ERIK NIELSEN, RICCARDO BATTISTI: *Solar district heating guidelines Feasibility study* : *Fact sheet 2.3*. 08.2012

[106] SEBASTIAN GRIMM, HEIKO HUTHER, PER ALEX SORENSEN, SIMONA WEISLEDER, MAGDALENA BERBERICH, THOMAS PAUSCHINGER: *Einbindung von solarthermie in bestehende städtische Fernwärmesysteme* : *SDHp2m*. 04.2018

[107] THOMAS PAUSCHINGER: *Technologie-Steckbrief Solare Nah- und Fernwärme*. Mercator-Teilprojekt B "Innovative interkommunale Energieversorgung für die Neue Zeche Westerholt in Herten / Gelsenkirchen". 2018

[108] OLAF KRUSE: *Nahwärmenetze 2.0 - Wirtschaftliche(re) Versorgung im Wohnquartier* (8. Bayerisches Energieforum der Bayerischen GemeindeZeitung). Garching, 25.06.2015. URL https://docplayer.org/21818434-Nahwaermenetze-2-0-wirtschaftliche-re-versorgung-im-wohnquartier-dipl-ing-olaf-kruse-projektmanager-kommunale-waermenetze.html – Überprüfungsdatum 2018-11-21

[109] REHAU: *Kalkulationspreisliste Gebäudetechnik* : *Gültig ab Januar 2018*. 2018

[110] ANDRÉ BABUSCH, THOMAS EBERT, KARL-HEINZ KÖNIG, THOMAS MAKOSCHEY, ANDREAS MILLIES, MANFRED ORASCHEWSKI, BERND RUDOLPH: *Grundlagen der Pumpentechnik* : *Pumpenfibel*. 5. Aufl. Dortmund, 2009

[111] KSB AG: *Auslegung von Kreiselpumpen* : *Technische Information*. Frankenthal, 2005

[112] AGFW, DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME KÄLTE UND KWK E.V.: *Fernwärme - Preisübersicht* : *Stichtag: 01.10.2017*. Frankfurt am Main, 12.2017

[113] DR. CHRISTIAN GROWITSCH, MARTIN BAIKOWSKI, HANNAH SCHWIND, JOHANNES WAGNER, FLORIAN WEISER: *Potentiale von Erdgas als CO2-Vermeidungsoption*. Köln, 10.06.2014

[114] MARTIN BARTELT, DR. JESSICA BECK, OLIVER DONNER, CONSTANZE MARAMBIO, ARMIN MICHELS, MICHAEL RITZAU, KNUT SCHRADER, DR. BERND EIKMEIER, KAREN JANßEN: *Abschlussbericht Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050* : *Endfassung*. Aachen, 13.06.2013

[115] PHILIPP BECKMANN, LEONHARD BIRNBAUM, PHILIPP CARLSSON-SZLEZAK, DANIELA CORNELIUS, KALLE GREVEN, ANJA HARTMANN, JAN-HENRIK HÜBNER, FLORIAN KÜHN, CHRISTIAN MALORNY, CLEMENS MÜLLER-FALCKE, THORSTEN PARR, MICHAEL PETERS, JENS

RIESE, THOMAS VAHLENKAMP, STEPHAN WEYERS, RICHARD WINKELMANN: *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*. 2007

[116] PETRA ICHA, Gunter Kuhs: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2016*. Dessau-Roßlau, 04.2017

[117] UMWELTBUNDESAMT: *Wie viel CO2 verursacht eine Kilowattstunde Strom?* URL https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix – Überprüfungsdatum 2018-11-21

[118] *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes* (in Kraft getr. am 31. 12. 2011) (2011-12-31). URL https://www.bmu.de/gesetz/13-gesetz-zur-aenderung-des-atomgesetzes/ – Überprüfungsdatum 2018-12-20

[119] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): *Einsetzung der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung* (2018). URL https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/einsetzung-der-kommission-wachstum-strukturwandel-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 – Überprüfungsdatum 2018-12-20

[120] 09.2017. *Arbeitsblatt AGFW FW 704 Wirtschaftlichkeit nach §§ 20 und 24 KWKG*

[121] MARCO WÜNSCH, DR. BERND EIKMEIER, PROF. DR. EBERHARD JOCHEM, MARKUS GAILFUß; Eva-Maria Klotz, Marcus Koepp, Frank Peter, Nils Thamling, Inka Ziegenhagen, Max Fette, Karen Janßen, Dr. Felix Reitze, Michael Schön, Dr. Felipe Toro (Mitarb.): *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014*. Berlin, 01.10.2014

[122] GOETZBERGER, Adolf ; WITTWER, Volker: *Sonnenenergie* : *Physikalische Grundlagen und thermische Anwendungen*. 3., überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 1993 (Teubner Studienbücher Physik)

[123] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Erneuerbare Energien*. URL https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html. – Aktualisierungsdatum: 2019-01-07

[124] ELIMAR FRANK: *Modellierung und Auslegungsoptimierung unabgedeckter Solarkollektoren für die Vorerwärmung offener Fernwärmenetze*. Kassel, Universität Kassel, Fachbereich Maschinenbau. Dissertation. November 2007

[125] WATTER, Holger: *Nachhaltige Energiesysteme* : *Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis : mit 45 Tabellen*. 1. Aufl. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2009 (Energie und Umwelt)

[126] INGENIEURE, Verein Deutscher (Mitarb.); VERFAHRENSTECHNIK UND CHEMIEINGENIEURWESEN, Gesellschaft (Mitarb.) : *VDI-Wärmeatlas* : *Mit 320 Tabellen*. 11., bearb. und erw. Aufl. Berlin : Springer Vieweg, 2013

[127] POLIFKE, Wolfgang ; KOPITZ, Jan: *Wärmeübertragung* : *Grundlagen, analytische und numerische Methoden*. 2., aktualisierte Aufl. München : Pearson Studium, 2009 (ing - Maschinenbau)

[128] MAREK, Rudi ; NITSCHE, Klaus: *Praxis der Wärmeübertragung* : *Grundlagen - Anwendungen - Übungsaufgaben. Mit 54 Tabellen, 50 vollständig durchgerechneten Beispielen sowie 136 Übungsaufgaben mit ausführlichen Lösungen auf CD*. 4., neu bearb. Auflage. München : Hanser, 2015

[129] GLÜCK, Bernd (Hrsg.): *Wärmeübertragung* : *Wärmeabgabe von Raumheizflächen und Rohren*. 2. Aufl. Berlin : Verl. für Bauwesen, 1990 (Bausteine der Heizungstechnik Berechnung, Software)

[130] OERTEL, Herbert ; BÖHLE, Martin ; REVIOL, Thomas: *Strömungsmechanik* : *Für Ingenieure und Naturwissenschaftler*. 7., überarb. Aufl. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015

[131] CENGEL, Yunus A.: *HEAT TRANSFER - a practical approach*. New York : McGraw-Hill, 2003 (2)

[132] HOCHSTÄTTLER, Winfried: *Algorithmische Mathematik*. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010 (Springer-Lehrbuch)

[133] HUCKLE, Thomas ; SCHNEIDER, Stefan: *Numerische Methoden* : *Eine Einführung für Informatiker, Naturwissenschaftler, Ingenieure und Mathematiker ; mit 9 Tabellen*. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006 (eXamen.press)

[134] SCHWARZ, Hans Rudolf ; KÖCKLER, Norbert: *Numerische Mathematik*. 7., überarbeitete Auflage, 2009

[135] *VDI-Wärmeatlas*. Zehnte, bearbeitete und erweiterte Auflage, 2006 (VDI Buch)

Während der Forschungsarbeit am Lehrstuhl Energietechnik der Universität Duisburg-Essen wurden die nachfolgend stehenden Bachelor- und Masterarbeiten betreut. Einzelne Ergebnisse der wissenschaftlichen Arbeiten am Lehrstuhl und der studentischen Qualifikations- bzw. Abschlussarbeiten (SA) sind vice versa in die studentischen Arbeiten und die vorliegende Promotionsschrift eingeflossen.

Betreute Masterarbeiten

SA1 Mohamed El Abbadi, Wirtschaftlichkeitsanalyse der Energiespeicherung durch wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien, 2017

SA2 Erdinc Günaydin, Auswirkungen von solarthermischer Wärmeerzeugung und gebäudetechnischer Dämmmaßnahmen auf den Betrieb von KWK-Anlagen in der Objektversorgung, 2016

SA3 Stephan Ising, Erweiterung eines Excel-Tools zur Auslegung von KWK-Anlagen, 2015

SA4 Niklas Kolberg, Berechnung von Primärenergiefaktoren und CO_2-Vermeidungskosten für Wärmenetze, 2017

SA5 Stephan Martin, Thermisch-hydraulische Berechnung und Simulation von Rohrnetzen zur Wärmeverteilung, 2018

SA6 Simon Morgenthaler, Entwicklung eines Simulationstools zur Charakterisierung und Optimierung von Nahwärmenetzen, 2015

SA7 Sebastian Riechert, Wirtschaftliche Analysemethoden für ein Blockheizkraftwerk in der Objektversorgung, 2017

SA8 Rico Sandmann, Technische und wirtschaftliche Auslegung eines Nahwärmenetzes mit Hilfe der Simulationssoftwares EnergyPro und STANET, 2015

SA9 Ranchany Sivagnanasundaram, Simulation der Wärme- und Druckverluste in einem Nahwärmenetz, 2016

SA10 Christian Thommessen, Operative Kontrolle eines effizienten Nahwärmenetzes unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen mit dem Softwareframework Agent.GUI, 2016

Betreute Bachelorarbeiten

SA11 Marcus Hellstern, Simulative Untersuchung der Auslegung und des Betriebs thermischer Speicher, 2018

SA12 Emre Kayahan, Ermittlung und vergleichende Bewertung des Wärmebedarfs von Gebäuden anhand regulatorischer Richtlinien, 2019

SA13 Nicolai Marek, Bewertungsoptionen für Strom und Wärme bei Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung, 2015

SA14 Luca Nicholas Morss, Entwicklung eines Modells zur Analyse und Prognose von Wärmelastgängen auf Basis von Vergleichstagen, 2015

SA15 Daniel Raff, Simulation von Wärmepumpen mit ASPEN Plus® –Vergleich der CO_2-Bilanzen von Wärmepumpen und Gas-Brennwertheizungen, 2018

SA16 Stephan Soltysik, Statische und dynamische Simulation von Wärmenetzen, 2018

SA17 Joana Verheyen, Modellierung und Simulation von solarthermischen Wärmeerzeugern, 2018

Während der Forschungsarbeit am Lehrstuhl Energietechnik der Universität Duisburg-Essen wurden die nachfolgend stehenden Veröffentlichungen erarbeitet.

Witte, N.; Thommessen, C.; Nigbur, F.; Roes, J.; Heinzel, A.: „Synthese von Wärmebedarfsprofilen zur Wärmenetz- und Erzeugungsanlagensimulation: Erläuterung verschiedener Methoden.“ EuroHeat & Power, (2019) Nr. 6, ISSN: 0949-166X

Thommessen, C.; Witte, N.; Roes, J.; Verheyen, O.; Heinzel, A.; Weber, U.; Settertobulte, R.: „Bestimmung der Wärmeverluste erdgelegter Rohrleitungen in kalten Wärmenetzen.“ EuroHeat & Power, (2018) Nr. 11-12, ISSN: 0949-166X

Hinker, J.; Kippelt, S.; Myrzik, J. M. A.; Witte, N.; Heinzel, A.: „Assessment of available thermal capacity of district heating systems for increased medium- and short-term flexibility of multi-modal power systems.“ IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Turin, Italien, 2017.

Hinker, J.; Myrzik, J. M. A.; Witte, N.; Heinzel, A.: „Analysis of the interdependencies of the socio-technical parameters of energy supply in urban quarters.“ VDE-Kongress 2016 “Internet der Dinge“, Mannheim, Deutschland, 2016.

12 Anhang

12.1 Berechnung der Kollektornutzleistung

Die Kollektornutzleistung $\dot{Q}_{\mathrm{KN}}$ ist unter Berücksichtigung des Transmissionsgrades der Abdeckung τ, der solaren Bestrahlungsstärke E und der Kollektor- bzw. Aperturfläche A_{a} nach Gl. 12.1

$$\dot{Q}_{\mathrm{KN}} = \tau \cdot E \cdot A_{\mathrm{a}} - \dot{Q}_{\mathrm{K}} - \dot{Q}_{\mathrm{S}} - \dot{Q}_{\mathrm{R}} \qquad \text{Gl. 12.1}$$

zu bestimmen. Konvektions- und Strahlungsverluste lassen sich nach Gl. 12.2

$$\dot{Q}_{\mathrm{V}} = \dot{Q}_{\mathrm{K}} + \dot{Q}_{\mathrm{S}} \qquad \text{Gl. 12.2}$$

zusammenfassen. Des Weiteren können die Reflexionsverluste mit Hilfe des Reflexionsgrades ρ nach Gl. 12.3

$$\dot{Q}_{\mathrm{R}} = \tau \cdot E \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot \rho \qquad \text{Gl. 12.3}$$

ermittelt werden. Somit ergibt sich die Kollektornutzleistung anhand von Gl. 12.4

$$\dot{Q}_{\mathrm{KN}} = \tau \cdot E \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot (1 - \rho) - \dot{Q}_{V}. \qquad \text{Gl. 12.4}$$

Um den Absorptionsgrad α des Absorbers zu bestimmen, wird nach Gl. 12.5

$$\alpha = 1 - \rho \qquad \text{Gl. 12.5}$$

der Reflexionsgrad ρ herangezogen. Mit Hilfe des Absorptionsgrades α und des Transmissionsgrades τ kann der Konversionsfaktor

$$\eta_0 = \alpha \cdot \tau \qquad \text{Gl. 12.6}$$

des Absorbers berechnet werden. Dieser beschreibt den optischen Wirkungsgrad des Kollektors ohne Berücksichtigung von Konvektions- und Strahlungsverlusten. Um die Verluste durch Strahlung und Konvektion $\dot{Q}_{\mathrm{V}}$ nach Gl. 12.7

$$\dot{Q}_{\mathrm{V}} = k_0 \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}}) + k_1 \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}})^2 \qquad \text{Gl. 12.7}$$

zu bestimmen, müssen neben der Kollektortemperatur T_{K} sowie der Umgebungstemperatur T_{U} ebenfalls die Verlustkoeffizienten k_0 und k_1 in W/(m²·K), die den Herstellerangaben zu entnehmen sind, berücksichtigt werden. Die mittlere Kollektortemperatur $T_{\mathrm{K,m}}$ wird dann herangezogen, wenn die genaue Kollektortemperatur T_{K} nicht bekannt ist. Somit kann die Kollektornutzleistung für Vakuumröhrenkollektoren schließlich durch Gl. 12.8

$$\dot{Q}_{\mathrm{KN}} = \eta_0 \cdot E \cdot A_{\mathrm{a}} - (k_0 \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}}) + k_1 \cdot A_{\mathrm{a}} \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}})^2) \qquad \text{Gl. 12.8}$$

beschrieben werden. Der Kollektorwirkungsgrad η_{K} ergibt sich nach Gl. 12.9

$$\eta_{\mathrm{K}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{KN}}}{E \cdot A_{\mathrm{a}}} = \eta_0 - \frac{k_0 \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}}) + k_1 \cdot (T_{\mathrm{K}} - T_{\mathrm{U}})^2}{E} \qquad \text{Gl. 12.9}$$

aus dem Verhältnis aus erzielbarer Kollektornutzleistung zu der solaren Bestrahlungsstärke, die auf die Aperturfläche trifft.
Da sich der Transmissionsgrad der Kollektoren mit dem Einfallswinkel ändert, können zur Berechnung der Kollektornutzleistung Winkelkorrekturfaktoren (auch IAM, abgeleitet vom Englischen incident

angle modifier) herangezogen werden, deren Ermittlung sich je nach Kollektortyp unterscheidet. Können bei Flachkollektoren mit wenig Aufwand zu modellierende Ansätze genutzt werden, so ist bei Vakuumröhrenkollektoren eine aufwendige Aufteilung der Strahlung in longitudinale und transversale Strahlungsanteile nötig. Da jedoch der Einfluss des Einstrahlwinkeleffektes sowohl in longitudinaler als auch in transversaler Richtung äußerst gering ist, wird in der Modellierung auf die Berücksichtigung der IAM verzichtet. [124] Weiterführende Beschreibungen zur Ermittlung der IAM finden sich in Frank 07 [124] und Wesselak et al. [30].

12.2 Gütekriterien für Kältemittel in Wärmepumpen

Als Gütekriterien für Kältemittel werden das Ozon-Abbau-Potenzial (ODP-Wert, abgeleitet vom Englischen ozone depletion potential), das Treibhauspotenzial (GWP-Wert, abgeleitet vom Englischen global warming potential) sowie der TEWI-Wert (abgeleitet vom Englischen total equivalent warming impact) herangezogen. Der ODP-Wert gibt das Zersetzungspotenzial eines Stoffes im Verhältnis zu dem Referenzstoff $CFCl_3$, welcher per Definition ein Zersetzungspotenzial in Höhe von Eins aufweist, an. Der GWP-Wert bezieht das Treibhauspotenzial eines Stoffes auf CO_2-Äquivalente für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren. Darüber hinaus werden bei dem TEWI-Wert noch zusätzliche Emissionen beispielsweise zur Erzeugung der Antriebsenergie des Verdichters unter Betrachtung der Leckagerate einer Wärmepumpe berücksichtigt. [125] Kältemittel sollten neben einer geringen, potenziellen Umweltbelastung geringe Anschaffungskosten sowie eine hohe Verfügbarkeit aufweisen [26].

12.3 Zusatzinformationen zur Förderung von Solarthermieanlagen und Wärmepumpen

Die Basisförderung für Solarthermieanlagen aus dem Programmteil IV nach dem MAP richtet sich nach der angedachten Nutzung der regenerativen Wärme. Für Neuanlagen beträgt die Basisförderung in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche bis zu 140 €/m², für eine Erweiterung bereits bestehender Anlagen ist sie auf 50 €/m² begrenzt. Eine Basisförderung wird allerdings nur für Anlagen mit einer Kollektornutzfläche von bis 40 m² gewährt. Durch den Anschluss an ein Wärmenetz kann des Weiteren im Rahmen von Zusatzförderungen ein Kombinationsbonus in Höhe von 500 € (je Anlagenkombination) abgerufen werden. Werden bestimmte technische Anforderungen erfüllt, so können Anlagen mit einer Bruttokollektorfläche zwischen 20 und 100 m² Gegenstand der Innovationsförderung sein. Voraussetzung neben der Erfüllung der technischen Anforderungen ist zudem, dass keine Förderung anhand des Programmbereiches V vorliegt (KfW-Darlehen, Programm Erneuerbare Energien Premium). Für Solarkollektoranlagen zur Wärmeeinspeisung in ein Wärmenetz ist durch die Innovationsförderung eine Bezuschussung in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche mit bis zu 200 €/m² möglich. Ebenso kann im Rahmen der Innovationsförderung eine ertragsabhängige Förderung gewählt werden. Zur Ermittlung des Gesamtförderbetrages ist das Produkt aus dem jährlichem Kollektorwärmeertrag, der Anzahl der installierten Solarthermiemodule und einer Förderung in Höhe von 0,45 € zu bilden.
Die technischen Fördervoraussetzungen sind äußerst umfangreich und müssen zwischen den allgemeinen Fördervoraussetzungen für Solarkollektoranlagen (Teil IV, 1.4) und den Fördervoraussetzungen für Solarkollektoranlagen in der Innovationsförderung (Teil IV, 1.5.1) unterschieden werden. Nach den allgemeinen Fördervoraussetzungen für Solarkollektoren müssen diese mit einem geeigneten Funktionskontrollgerät bzw. Wärmemengenzähler ausgestattet sein. Bei

Vakuumröhren- und Vakuumflachkollektoren muss ab einer Kollektorfläche von 20 m² und bei Flachkollektoren ab einer Kollektorfläche von 30 m² mindestens ein Wärmemengenzähler vorhanden sein. Förderfähige Kollektoren müssen zudem das europäische Zertifizierungszeichen Solar Keymark tragen und einen jährlichen Kollektorertrag von mindestens 525 kWh/m² aufweisen. Die Berechnungsvorschrift des Kollektorertrages ist in der entsprechenden Richtlinie im Programmteil IV, 1.4, Satz 3 vorgegeben. Abschließend liegt die Mindestkollektorfläche von Flachkollektoren bei mindestens 9 m² und bei Vakuumröhren- bzw. Vakuumflachkollektoren bei mindestens 7 m². Für die Innovationsförderung wird lediglich vorgeschrieben, dass die Mindestbruttokollektorfläche zwischen 20 und 100 m² liegt und die erneuerbare Wärme im Falle einer Kombination mit Wärmenetzen überwiegend diesem zugeführt wird. Im Jahr 2016 lag der Anteil der mittels Investitionszuschuss geförderten Solarthermieanlagen bei knapp 36 %.
Bei Wärmepumpen ist die Förderhöhe der Basisförderung von der Wärmequelle abhängig. Die Förderung ist bei elektrischen Wärmepumpen zur Nutzung von Luft als Wärmequelle mit 40 € pro Kilowatt installierter Nennwärmeleistung deutlich geringer als bei elektrischen Wärmepumpen basierend auf Wasser oder Erdwärme, die mit 100 € je Kilowatt installierter Nennwärmeleistung gefördert werden. Die Mindestförderung von leistungsgeregelten, elektrischen Luft-Wärmepumpen liegt bei 1.500 € je Anlage (1.300 € ohne Leistungsregelung). Für Wärmepumpen zur Nutzung der Wärmequellen Wasser oder Erdwärme liegt dieser Sockel bei 4.000 € je Anlage. Für lastmanagementfähige Wärmepumpen mit Schnittstellen für einen netzdienlichen Betrieb erfolgt eine Zusatzförderung in Höhe von bis zu 500 €. Gleiches gilt für den Kombinationsbonus, welcher u.a. durch den Anschluss an ein Wärmenetz anfällt. Weitere Bonuszahlungen beispielsweise für besonders effiziente Wärmepumpen mit hohen Jahresarbeitszahlen sind in den entsprechenden Förderrichtlinien zu finden (vgl. [42]).

12.4 Möglichkeiten der Trinkwarmwasserbereitstellung in Wärmenetzen

Wie bereits beschrieben, kann neben der Bereitstellung von Wärme zu Heizzwecken zusätzlich die Erwärmung von Trinkwarmwasser für die angeschlossenen Objekte erfolgen. Hierzu ist das Netz so zu betreiben, dass die Vorlauftemperatur auch nach einer Absenkung in den Sommermonaten noch für die Trinkwarmwassererwärmung ausreicht. So sind bei der Auslegung, Dimensionierung des Wärmeübertragers und der Regelung minimale und maximale Vorlauftemperaturen des vorgelagerten Wärmenetzkreislaufes zu berücksichtigen. Die drei möglichen Ausführungen der Trinkwarmwassererwärmung sind in **Abbildung 118** dargestellt und weisen verschiedene Vor- und Nachteile auf.
Bei der Frischwasserstation (Durchflusswassererwärmer) findet eine Erwärmung des Wassers mittels Plattenwärmeübertrager nur bei Bedarf statt, was einer hohen Anschlussleistung und einer komplexen Regelung bedarf. Vorteile sind tiefe Rücklauftemperaturen sowie geringe Kosten durch die Vermeidung weiterer Systemkomponenten. Bei der Speicherwassererwärmung mit internem Speicher wird ein Wärmespeicher genutzt, bei dem Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes direkt an den Wärmeübertrager im Speicher angeschlossen sind, wodurch sich der Regelungsaufwand stark reduzieren lässt. Die Speichernutzung ermöglicht zudem hohe Zapfmengen pro Zeiteinheit. Demgegenüber stehen Wärmeverluste im Speicher und ein Anstieg der Rücklauftemperatur während des Speichervorgangs. Die Kombination beider Varianten erfolgt durch einen Warmwasserspeicher mit externem Wärmeübertrager zur Beladung des Wärmespeichers. Hohen Investitionskosten sowie einer komplexen Regelung stehen hohe Zapfmengen, geringe Rücklauftemperaturen und ein vergleichsweise geringer Anschlusswert durch kleine, konstante Ladeleistungen gegenüber.

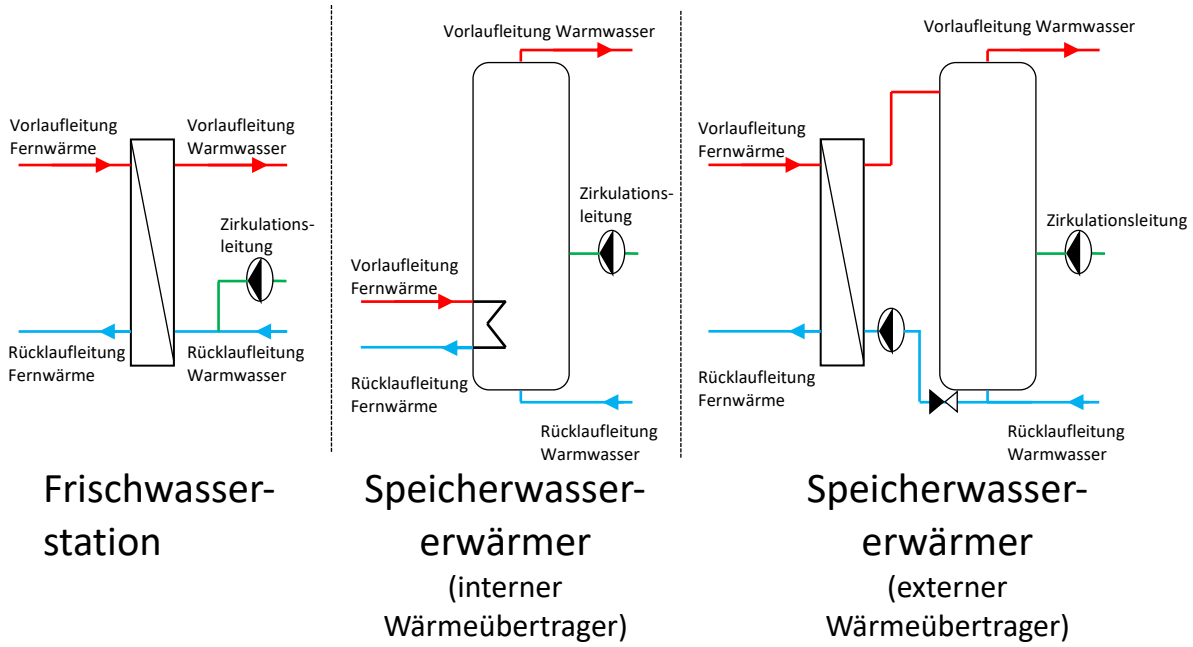

Abbildung 118: Trinkwarmwassererwärmungsmöglichkeiten in Wärmenetzen, eigene Darstellung in Anlehnung an [49]

Da je nach Bereitstellungsart die Wassertemperatur zur Vermeidung von Legionellen am Ausgang des Wassererwärmers 60 °C betragen muss, sind entsprechend hohe Vorlauftemperaturen im Netz auch in den Sommermonaten vorzuhalten. Obwohl die absoluten Wärmeverluste bei steigender Außentemperatur abnehmen, steigen die relativen Verluste in dieser Zeit durch den geringen Heizwärmebedarf stark an. Im Gegensatz zur Raumwärmebereitstellung erfolgt die Trinkwarmwasserbereitstellung ganzjährig und unabhängig von der Außentemperatur. Zwar ist das individuelle Nutzerverhalten anhand von sogenannten Zapfprofilen näherungsweise nachzubilden, jedoch bedingt dies besonders bei größeren Wärmenetzen einen hohen Mehraufwand, der im Verhältnis zum erzielten Zusatznutzen in Frage zu stellen ist. Die Berücksichtigung der Trinkwarmwasserbereitstellung zur Simulation des Wärmenetzbetriebes erfolgt über die Betrachtung eines konstanten, zusätzlichen Wärmebedarfes. [49]

12.5 Allgemeine Grundlagen der Wärmeübertragung

In der Thermodynamik spricht man von Wärmeübertragung oder Wärmetransport, sobald Wärmeenergie aufgrund eines Temperaturgradienten zwischen System und Umgebung übertragen wird. Die Energie überschreitet somit die Systemgrenzen. In diesem irreversiblen Prozess verläuft die Richtung der Wärmeenergie nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik immer von der höheren zur tieferen Temperatur. Je nach Art des Wärmetransports kann zwischen drei verschiedenen Mechanismen unterschieden werden:

- Wärmeleitung,
- Wärmeströmung bzw. Konvektion und
- Wärmestrahlung.

Für gewöhnlich überlagern sich diese drei Wärmetransportmechanismen in der Praxis, weshalb zur Berechnung Vereinfachungen notwendig sind.

Die *Wärmeleitung* ist dadurch gekennzeichnet, dass Wärme durch diffusive Transportprozesse aufgrund von molekularer und atomarer Wechselwirkungen bedingt durch einen Temperaturgradienten geleitet wird. Durch diese molekulare Interaktion kann Energie anhand von Stößen transportiert werden. Der Transport findet von Molekülen mit höherer kinetischer Energie auf solche mit geringerer kinetischer Energie statt. In strahlungsundurchlässigen Festkörpern kann der Energietransport nur durch Wärmeleitung stattfinden. Die in einer bestimmten Zeit übertragene Wärmemenge wird als Wärmestrom $\dot{Q}$ bezeichnet und in Watt ausgedrückt. Der Wärmestrom ist anhand des Fourier'schen Gesetzes nach Gl. 12.10

$$\dot{Q} = -\lambda \cdot A \cdot \frac{dT}{dx} \qquad \text{Gl. 12.10}$$

als Funktion der Wärmeleitfähigkeit λ, der betrachtete Fläche A sowie des Temperaturgradienten $dT \cdot dx^{-1}$ definiert. Die Wärmeleitfähigkeit λ ist ein temperatur- und druckabhängiger Proportionalitätsfaktor, welcher für technisch relevante Stoffe experimentell ermittelt wurde und bei einem lokalen Temperaturgradienten $dT \cdot dx^{-1}$ den einzigen Stoffwert darstellt, von dem die Leitfähigkeit abhängt. Die Wärmestromdichte $\dot{q}$ bezieht den Wärmestrom auf eine Fläche und wird durch die Umstellung von Gl. 12.10 anhand von Gl. 12.11

$$\dot{q} = \frac{\dot{Q}}{A} = -\lambda \cdot \frac{dT}{dx} \qquad \text{Gl. 12.11}$$

mit der Einheit W/m² ausgedrückt.
Als *Konvektion* (Wärmemitführung durch Strömung) wird der Transport von Masse, Impuls oder Energie in strömenden Flüssigkeiten oder Gasen bezeichnet. Konvektion findet immer in Verbindung mit Wärmeleitung statt. Eine in Fluiden durch Temperaturgradienten hervorgerufene Strömung ist als *freie (natürliche) Konvektion* definiert und auf Dichteunterschiede bedingt durch verschiedene Temperaturen zurückzuführen. Wird diese Bewegung von außen aufgeprägt bzw. beschleunigt, so handelt es sich um *erzwungene Konvektion*. Findet ein Wärmetransport zwischen einem strömenden Fluid und der Oberfläche eines festen Körpers statt, wird dies als Wärmeübergang bezeichnet. Dieser Wärmestrom $\dot{Q}$ ergibt sich nach dem Newton'schen Abkühlungsgesetz zu

$$\dot{Q} = \alpha \cdot A \cdot (T_W - T_F)\,. \qquad \text{Gl. 12.12}$$

Anhand von Gl. 12.12 wird deutlich, dass zwischen dem konvektiv übertragenem Wärmestrom $\dot{Q}$ und der wärmeübertragenden Fläche A sowie dem Temperaturunterschied zwischen dem strömenden Medium und der Wand $(T_W - T_F)$ ein proportionaler Zusammenhang besteht. Der konvektive Wärmeübergangskoeffizient α muss in Abhängigkeit des Fluides und der vorherrschenden Fluidtemperatur bestimmt werden. Die Vorgehensweise der Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten (Konvektionskoeffizienten) wird im Folgenden erläutert. Typische Werte für die Berechnung von konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten können beispielsweise im VDI-Wärmeatlas [126] nachgeschlagen werden.
Findet ein Wärmeaustausch ohne eine stoffliche Verbindung zwischen Körpern oder Stoffen statt, so handelt es sich um *Wärmestrahlung* durch elektromagnetische Schwingungen. Da diese bei der Betrachtung der Wärmeverluste in Wärmenetzen mit ausschließlich erdverlegten Rohrleitungen vernachlässigt werden kann, wird die Wärmestrahlung nicht weiter beschrieben. [127], [128]

12.6 Berechnung des Konvektionswiderstandes im Inneren einer Rohrleitung

Zwar ist der Konvektionswiderstand im Inneren einer Rohrleitung $R_{\mathrm{konv,innen}}$ bei isolierten und erdverlegten Rohren lediglich von untergeordneter Bedeutung und wird in vielen Quellen wie beispielsweise Nussbaumer et al [49] vernachlässigt, jedoch soll er für eine möglichst realitätsnahe Simulation in der Darstellung des Wärmedurchgangskoeffizienten berücksichtigt werden. Der Konvektionswiderstand im Inneren einer Rohrleitung ergibt sich in Abhängigkeit des Konvektionskoeffizienten α und des Rohrinnendurchmessers d_{i} nach Gl. 12.13 zu

$$R_{\mathrm{konv,innen}} = \frac{1}{\alpha_{\mathrm{Wasser}} \cdot \pi \cdot d_{\mathrm{i}}}. \qquad \text{Gl. 12.13}$$

Der Konvektionskoeffizient (häufig auch Wärmeübergangskoeffizient oder Wärmeübergangszahl) mit der Einheit $\mathrm{W} \cdot (\mathrm{m}^2 \cdot \mathrm{K})^{-1}$ ist kein Stoffwert, sondern ein Transportkoeffizient, der die Größe des Wärmestromes von einem Fluid an einen Festkörper (oder andersherum) beschreibt. [127], [129]. Zur Ermittlung des Konvektionskoeffizienten ist zunächst zu ermitteln, ob eine laminare oder turbulente Strömung in der Rohrleitung vorliegt. Laminare Rohrströmungen werden im vorliegenden Fall dadurch charakterisiert, dass sich die Wassermoleküle zueinander parallel in geordneten Schichten mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten bewegen, wobei keine merklichen Querbewegungen vorzufinden sind. Diese Strömungsform tritt häufig bei hochviskosen Fluiden wie beispielsweise Ölen auf. [89] Abhängig von der Druckkraft (resultierend aus der Massenträgheit der Teilchen) und der Reibungskraft zu den benachbarten Schichten kann eine Störung in der Strömung auftreten. Überwiegt die Trägheitskraft, so schlägt die laminare in eine verquirlte, sogenannte turbulente Strömung um. Bei der turbulenten Strömung überlagern wirbelhafte Querbewegungen die Hauptstromrichtung der Fluidteilchen. [127], [129], [130] In der Praxis treten in Wärmenetzen zumeist turbulente Strömungen auf. Zur Bestimmung der Strömungsform in einer Rohrleitung kann die dimensionslose Reynoldszahl Re herangezogen werden. Sie beschreibt das Verhältnis von Druckkraft zu Reibungskraft in einer Strömung und wird für Zylinder in Abhängigkeit des Rohrinnendurchmessers d_{i}, des volumetrischen Mittelwertes der Strömungsgeschwindigkeit w und der kinematischen Viskosität des Fluides v nach Gl. 12.14 beschrieben

$$Re = \frac{d_{\mathrm{i}} \cdot w}{\nu_{\mathrm{Wasser}}}. \qquad \text{Gl. 12.14}$$

Die kinematische Viskosität des Wärmeträgermediums ergibt sich aus dem Quotienten der dynamischen Viskosität μ_{Wasser}, welche ein Maß für die Zähigkeit einer Flüssigkeit darstellt, und der Dichte ρ_{Wasser} nach Gl. 12.15 zu

$$\nu_{\mathrm{Wasser}} = \frac{\mu_{\mathrm{Wasser}}}{\rho_{\mathrm{Wasser}}}. \qquad \text{Gl. 12.15}$$

[89] Die hohe Dichte sowie die geringe dynamische Viskosität von Wasser führen zu einer geringen kinematischen Viskosität, was sehr hohe Reynoldszahlen impliziert. Zur Berechnung des Strömungsverhaltens anhand der Reynoldszahl ist des Weiteren der volumetrische Mittelwert der Strömungsgeschwindigkeit w nach Gl. 12.16

$$w = \frac{4 \cdot \dot{V}}{\pi \cdot {d_i}^2} \qquad \text{Gl. 12.16}$$

mit Hilfe des Volumenstromes $\dot{V}$ sowie des Rohrinnendurchmessers d_{i} auszudrücken. [89]

Bei geringen mittleren volumetrischen Strömungsgeschwindigkeiten w liegt eine laminare Strömung vor. In einem Übergangsbereich variiert die Strömung mit steigender Strömungsgeschwindigkeit zwischen laminarer und turbulenter Strömungsform bis sie einen kritischen Wert erreicht. Sobald dieser Wert überschritten wird, spricht man von turbulenter Strömung. Mit Hilfe der Reynoldszahl können diese Bereiche eingegrenzt und bestimmt werden. So gilt

- für $Re \leq 2.320$ laminare Strömung,
- für $2.320 < Re \leq 4.000$ der kritische, instabile Übergangsbereich zwischen laminarer und turbulenter Strömung und
- für $Re > 4.000$ turbulente Strömung.

Für laminare Strömungen ergibt sich der Konvektionskoeffizient unter Nutzung der Nußelt-Zahl Nu zu

$$\alpha_{\text{Wasser,laminar}} = \frac{Nu \cdot \lambda_{\text{Wasser}}}{d_{\text{i}}}, \qquad \text{Gl. 12.17}$$

wohingegen für turbulente Strömungsformen Gl. 12.18 unter Berücksichtigung der Stanton-Zahl St zu verwenden ist

$$\alpha_{\text{Wasser,turbulent}} = St \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot w \cdot c_{\text{p,Wasser}}. \qquad \text{Gl. 12.18}$$

[131] In technischen Anwendungen liegen nahezu ausschließlich turbulente Rohrströmungen vor, was neben der geringen kinematischen Viskosität von Wasser ebenfalls auf große Strömungsgeschwindigkeiten und große Rohrdurchmesser zur Verringerung der inneren Reibung zurückzuführen ist. Wie bereits angesprochen, sind des Weiteren laminare Rohrströmungen lediglich bei Fluiden mit einer äußerst hohen Viskosität zu finden [89].
Nach Gl. 12.18 muss zur Bestimmung des Konvektionskoeffizienten α zunächst die dimensionslose Stanton-Zahl St ermittelt werden. Diese wird nach Gl. 12.19

$$St = \frac{Nu}{Re \cdot Pr} \qquad \text{Gl. 12.19}$$

berechnet. Neben der Nußelt-Zahl Nu, welche ein Maß für den konvektiven Wärmeübergang zwischen einer Oberfläche und einem Fluid darstellt, ist die Stanton-Zahl von der dimensionslosen Prandtl-Zahl Pr abhängig. Diese beschreibt nach Gl. 12.20

$$Pr = \frac{\nu_{\text{Wasser}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot c_{\text{p,Wasser}}}{\lambda_{\text{Wasser}}} \qquad \text{Gl. 12.20}$$

das Verhältnis von kinematischer Viskosität zur Temperaturleitfähigkeit a in $\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ als Funktion der Dichte, spezifischen Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit eines Stoffes mit

$$a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c_{\text{p}}}. \qquad \text{Gl. 12.21}$$

Die als dimensionsloser Wärmeübergangskoeffizient definierte Nußelt-Zahl kann mit Hilfe der Chilton-Colburn-Analogie bei bekannter Rohrreibungszahl ψ mit Hilfe von Gl. 12.22

$$Nu = 0{,}125 \cdot \psi \cdot Re \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \qquad \text{Gl. 12.22}$$

in Abhängigkeit ebendieser Rohrreibungszahl sowie der Reynolds- und der Prandtl-Zahl bestimmt werden. [131] Mit Hilfe der Rohrreibungszahl lässt sich die Nußelt-Zahl bei turbulenten Rohrströmungen sowohl für glatte als auch für raue Rohrleitungen bestimmen. Zur Bestimmung der Rohrreibungszahl ψ, welche ebenfalls zur Berechnung der Druckverluste heranzuziehen ist, müssen in Abhängigkeit der Strömungsform verschiedene Ansätze verwendet werden. Für laminare

Rohrströmungen ist die Rohrreibungszahl nach Hagen-Poiseuille mit Hilfe von Gl. 12.23 in Abhängigkeit der Reynoldszahl zu bestimmen

$$\psi = \frac{64}{Re}. \qquad \text{Gl. 12.23}$$

[89] Bei turbulenten Strömungen ist je nach Verhältnis von Rohrrauhigkeit k zum Rohrinnendurchmesser eine weitere Unterscheidung der Vorgehensweisen zur Berechnung der Rohrreibungszahl vorzunehmen. Eine ausreichende Lösung für turbulente Strömungen bietet die folgende Gl. 12.24

$$\psi = \left[-2 \cdot \lg\left(2{,}7 \cdot \frac{(\lg Re)^{1,2}}{Re} + \frac{k}{3{,}71 \cdot d_i}\right)\right]^{-2}. \qquad \text{Gl. 12.24}$$

[97] Somit kann für turbulente Rohrströmungen der Konvektionskoeffizient $\alpha_{\text{Wasser,innen}}$ nach Gl. 12.18 und damit der Konvektionswiderstand im Inneren der Rohrleitung nach Gl. 12.13 ermittelt werden.

12.7 Bestimmung der Wärmeleitwiderstände zur Ermittlung der Wärmeverluste in einer Rohrleitung

Neben dem Konvektionswiderstand im Inneren der Rohrleitung haben die einzelnen Wärmeleitwiderstände der Materialien, insbesondere der Isolation, bedeutende Auswirkungen auf die Wärmeverluste. Liegt bei Wärmenetzen mit geringen Netztemperaturen keine Isolation vor, so erübrigt sich die Betrachtung der Isolations- und Isolationsschutzschicht.
Die einzelnen Wärmeleitwiderstände werden durch die Wärmeleitfähigkeit λ der verwendeten Materialien sowie in Abhängigkeit der Innendurchmesser bzw- -radien und Wandstärken s der Rohrschichten bestimmt, wobei der Außenradius einer Rohrleitung bzw. -leitungsschicht anhand der Summe von Innenradius und Wandstärke beschrieben wird. Der Wärmeleitwiderstand des Mediumrohres $R_{\text{WL,Rohr}}$ ergibt sich nach Gl. 12.25

$$R_{\text{WL,Rohr}} = \frac{\ln\left(\frac{r_\text{a}}{r_\text{i}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{Rohr}}}. \qquad \text{Gl. 12.25}$$

Zur Darstellung des Wärmeleitwiderstandes der Isolation sind ebenfalls die Wärmeleitfähigkeit sowie die Radien des Mediumrohres und der Isolation nach Gl. 12.26 zu verwenden

$$R_{\text{WL,Isolation}} = \frac{\ln\left(\frac{r_{\text{Iso}}}{r_\text{a}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{Iso}}}. \qquad \text{Gl. 12.26}$$

In der Regel stellt die Isolation den größten Wärmeleitwiderstand dar, weshalb die Reduktion der Wärmeverluste maßgeblich auf eine funktionsfähige Isolationsschicht zurückzuführen ist. Abschließend ergibt sich der Wärmeleitwiderstand der Mantelschicht zum Schutz der Isolation nach Gl. 12.27

$$R_{\text{WL,Mantel}} = \frac{\ln\left(\frac{r_{\text{Mantel}}}{r_{\text{Iso}}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{Mantel}}}. \qquad \text{Gl. 12.27}$$

[49], [81] Bedingt durch die Temperaturdifferenz des Wärmeträgermediums in Vor- und Rücklaufleitung kommt es des Weiteren zu einer Überlagerung der Temperaturfelder in Abhängigkeit des lichten Rohrabstandes a, welche im Folgenden als *gegenseitiger Einfluss von Vor- und Rücklaufleitungen* beschrieben wird. Wie auch bei der Modellierung des

Erdreichwärmeleitwiderstandes ist die Modellierung des gegenseitigen Einflusses von Vor- und Rücklaufleitung auf verschiedene Arten möglich. In Oeljeklaus 87 [81] wird der gegenseitige Einfluss durch einen Korrekturfaktor beschrieben, welcher mit dem ermittelten Wärmedurchgangskoeffizienten für jede Leitung zu verrechnen ist.
Eine weniger aufwendige Variante bietet die Darstellung des gegenseitigen Einflusses als zusätzlicher Wärmeleitwiderstand nach Nussbaumer et al. [49]. Der Wärmeleitwiderstand bedingt durch den gegenseitigen Einfluss $R_{\mathrm{WL,gegenseitiger\ Einfluss}}$ wird in Abhängigkeit der Verlegetiefe, des lichten Rohrabstandes und der entsprechenden Rohrgeometrie anhand von Gl. 12.28 ausgedrückt

$$R_{\mathrm{WL,gegens.\ Einfluss}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\mathrm{Erdreich}}} \ln\left\{\left[\left(\frac{2 \cdot h}{a + r_{\mathrm{Mantel,VL}} + r_{\mathrm{Mantel,RL}}}\right)^2 + 1\right]^{0{,}5}\right\}. \qquad \text{Gl. 12.28}$$

Diese Vorgehensweise eignet sich für konventionelle Wärmenetze, bei denen die Netztemperaturen ganzjährig oberhalb der Bezugstemperaturen (Erdreich- oder Außenlufttemperatur) liegen. In diesem Fall erfolgt immer eine Reduktion des Wärmedurchgangskoeffizienten durch den gegenseitigen Einfluss von Vor- und Rücklaufleitungen, was eine Reduktion des Temperaturabfalls über die Rohrleitungen zur Folge hat. Da die Entwicklung von Wärmenetzen im Kontext der Energiewende allerdings einen Trend hin zu geringeren Netztemperaturen bis hin zu kalten Wärmenetzen aufweist (vgl. Kapitel 2.2.2), sollte dieser Korrekturfaktor für ein allgemeingültiges Simulationsmodell entsprechend mit einem Vorzeichenwechsel versehen werden, wenn die Netztemperatur unterhalb der Bezugstemperatur liegt. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in Thommessen et al. [27].
In der Literatur lassen sich verschiedene Ansätze zur Modellierung des Wärmeleitwiderstandes des Erdreiches finden, von denen im Folgenden die zwei Varianten nach Nussbaumer et al. [49] und Oeljeklaus 87 [81] beschrieben werden. Nach Oeljeklaus 87 [81] kann das umgebende Erdreich in der Wärmeverlustberechnung als weiterer Wärmeleitwiderstand in Abhängigkeit der Verlegetiefe h und der Wärmeleitfähigkeit des Erdmaterials $\lambda_{\mathrm{Erdreich}}$ über einen sogenannten Formfaktor nach Gl. 12.29

$$R_{\mathrm{WL,Erdreich}} = \frac{\operatorname{arcosh}\left(\frac{2 \cdot h}{d_{\mathrm{Mantel}}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\mathrm{Erdreich}}} \qquad \text{Gl. 12.29}$$

berücksichtigt werden. Die Verlegetiefe von Rohrleitungen bezieht sich auf den Rohrmittelpunkt und ergibt sich aus der Summe aus minimaler Überdeckungshöhe $h_{\mathrm{Ü}}$ und Außenradius der Rohrleitungen. Eine ausreichend genaue Lösung ist mit Hilfe von Gl. 12.30

$$R_{\mathrm{WL,Erdreich}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\mathrm{Erdreich}}} \cdot \ln\left(\frac{h}{r_{\mathrm{Mantel}}} + \sqrt{\left(\frac{h}{r_{\mathrm{Mantel}}}\right)^2 - 1}\right). \qquad \text{Gl. 12.30}$$

zu ermitteln [81]. Bei diesem Ansatz muss zur Berechnung der Rohraustrittstemperatur nach Gl. 4.4 die Temperatur der Außenluft an der Erdoberfläche gemessen in einer Höhe von einem Meter als Bezugstemperatur T_{U} herangezogen werden.
In Anlehnung an Nussbaumer et al [49][28] kann der Einfluss des umgebenden Erdreiches ebenfalls durch

$$R_{\mathrm{WL,Erdreich}} = \frac{\ln\left(\frac{4 \cdot h}{r_{\mathrm{x}}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\mathrm{Erdreich}}} \qquad \text{Gl. 12.31}$$

ausgedrückt werden. Bei diesem Ansatz ist als Umgebungstemperatur die Erdreichtemperatur zu verwenden.

[28] Der Ansatz zur Berechnung von $R_{\mathrm{WL,Erdreich}}$ wurde so angepasst, dass der längenbezogene Wärmedurchgangskoeffizient ermittelt werden kann.

Die Bewertung der dargestellten Ansätze zur Berechnung des Wärmeleitwiderstandes des umgebenden Erdreiches sowie des gegenseitigen Einflusses der Rohrleitungen kann in Thommessen et al. [27] eingesehen werden. In der vorliegenden Arbeit erfolgt eine Modellierung unter Anwendung der zuvor vorgestellten Ansätze nach Nussbaumer et al. [49].

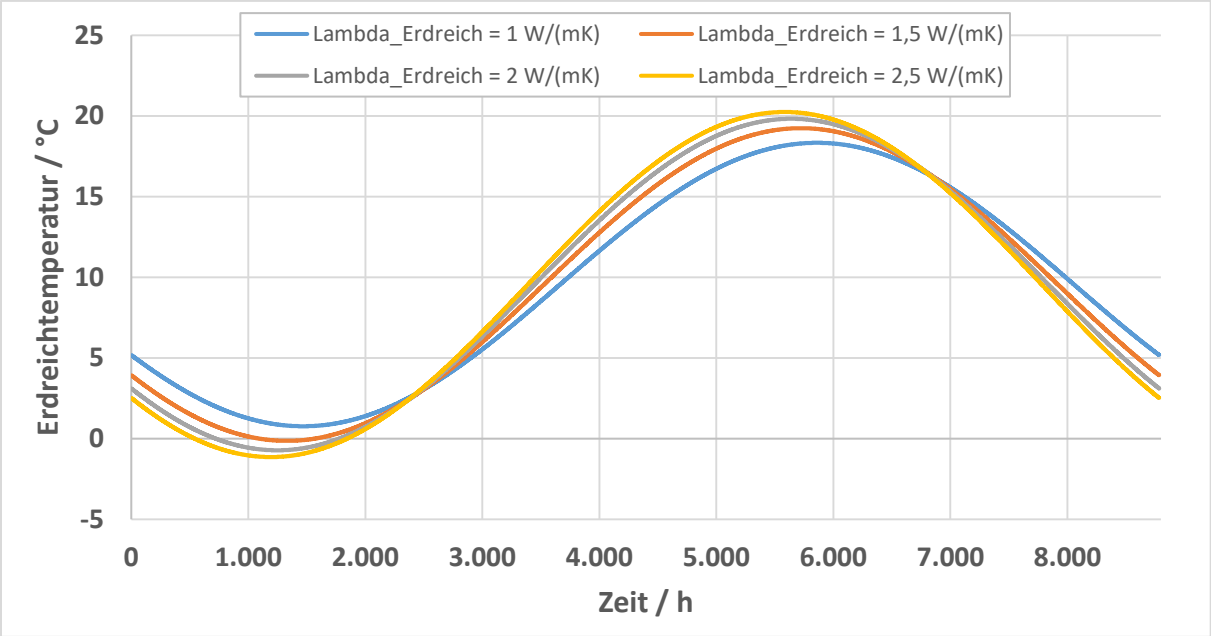

Abbildung 119: Berechnete Erdreichtemperatur bei verschiedenen Erdreichwärmeleitfähigkeiten, Lemgo (2016)

12.8 Sequentielle Einzel- und simultane Gesamtschrittverfahren zur Ermittlung der Volumenstromverteilung in Leitungssystemen

Newton-Verfahren

Sequentielle Einzelschrittverfahren basieren auf dem sogenannten Newton-Verfahren, welches zur iterativen Nullstellenbestimmung von nicht-linearen, eindimensionalen Funktionen herangezogen wird. [92], [93] Jegliche Berechnungen beginnen mit der Abschätzung von Startwerten, die im Rahmen der Verfahren korrigiert werden. Je mehr diese Startwerte den realen Bedingungen entsprechen, desto kürzer ist der anschließende Rechenprozess. Die geschätzten Startwerte werden bei sequentiellen Verfahren im Unterschied zu simultanen Verfahren nacheinander korrigiert.
Die Verfahren beruhen auf dem Prinzip der Annäherung an eine Nullstelle einer nicht-linearen Funktion anhand von linearen Funktionen (vgl. **Abbildung 120**), indem die betrachtete Funktion mittels abgebrochener Taylorreihenentwicklung linearisiert wird. Vorher ist ein Anfangswert $x_{\mathrm{i}=0}$ für die Funktion $f(x)$ zu schätzen. Auf diese Weise kann eine Tangente der Funktion ermittelt werden, deren Schnittpunkt mit der x-Achse der Nullstelle der nicht-linearen Funktion entspricht. [92], [93], [132] , [94], [133], [99], [95], [134]

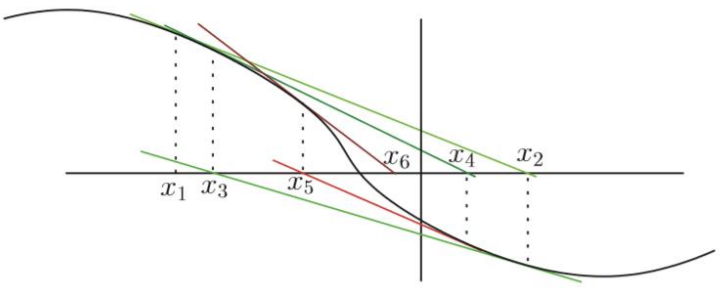

Abbildung 120: Vorgehensweise des Newton-Verfahrens zur iterativen Nullstellensuche [132][29]

Der Startwert der nachfolgenden Iteration ergibt sich unter der Voraussetzung nach Gl. 12.32

$$f'(x_\mathrm{i}) \neq 0 \qquad \text{Gl. 12.32}$$

zu

$$x_{\mathrm{i}+1} = x_\mathrm{i} - \frac{f(x_\mathrm{i})}{f'(x_\mathrm{i})}. \qquad \text{Gl. 12.33}$$

Somit lässt sich der Korrekturterm für die nächste Iteration nach Gl. 12.34

$$\Delta x_\mathrm{i} = x_{\mathrm{i}+1} - x_\mathrm{i} = -\frac{f(x_\mathrm{i})}{f'(x_\mathrm{i})} \qquad \text{Gl. 12.34}$$

ausdrücken. Gute Konvergenzeigenschaften konnten für bei Rohrnetzberechnungen auftretende, stetig differenzierbare, monotone Funktion nachgewiesen werden [93].

Newton-Raphson-Verfahren

Die simultanen Gesamtschrittverfahren basieren auf dem Newton-Raphson-Verfahren [92] [93]. Dieses stellt eine Erweiterung des Newton-Verfahrens auf nicht-lineare, mehrdimensionale Gleichungssysteme dar, bei welchem die eindimensionale Funktion $f(x)$ durch ein mehrdimensionales, nicht-lineares Gleichungssystem

$$f(x) = f(x_1, x_2, \dots, x_\mathrm{n}) = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_\mathrm{n}) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_\mathrm{n}) \\ \vdots \\ f_\mathrm{n}(x_1, x_2, \dots, x_\mathrm{n}) \end{bmatrix} \qquad \text{Gl. 12.35}$$

ersetzt wird. Die Jacobi-Matrix J gibt die partiellen Ableitungen der Funktionen nach Gl. 12.36

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial f_\mathrm{n}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_\mathrm{n}}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_\mathrm{n}}{\partial f_\mathrm{n}} \end{bmatrix} \qquad \text{Gl. 12.36}$$

an, wobei die Iteration nach der Iterationsvorschrift anhand von Gl. 12.37

$$x^{\mathrm{i}+1} = x^\mathrm{i} - J^{-1} f(x^\mathrm{i}) \qquad \text{Gl. 12.37}$$

in Matrixnotation so lange erfolgt, bis ein Abbruchkriterium (bspw. eine zuvor definierte ausreichende Genauigkeit) erreicht wird. Beim Newton-Raphson-Verfahren findet eine zeitgleiche (simultane)

[29] Reprinted by permission from Springer Nature: Springer Nature; Algorithmische Mathematik; Hochstättler, W.; Copyright 2010

Korrektur der Startwerte statt, was es von den sequentiellen Verfahren unterscheidet. [92], [93], [94], [95]

Vorgehensweise der knotenorientierten Verfahren

Nach dem ersten Kirchhoff'schen Gesetz muss die Summe aller in einen Knoten eintretenden Ströme der Summe der austretenden Ströme entsprechen. Um Startwerte für die hydraulische Netzberechnung nach dem knotenorientierten Verfahren basierend auf dem Massenerhaltungssatz zu ermitteln, muss zu Beginn ein Druck für jeden Knoten geschätzt werden. Diese Knotendrücke dürfen nicht alle denselben Wert aufweisen, da sonst die Berechnung eines Korrekturterms nicht möglich ist. Sind an bestimmten Stellen Drücke oder Massenströme bekannt, so gelten diese als Randbedingungen. Im nächsten Schritt ist die Massenbilanz für alle Knoten mit L Leitungen (zu- oder abführend) nach Gl. 12.38

$$\sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{L}} \dot{m}_{\mathrm{i}} = 0 \qquad \text{Gl. 12.38}$$

zu bilden. Unter der Annahme einer konstanten Dichte durch konstante Temperaturen ist entsprechend die Durchflussbilanz der Volumenströme heranzuziehen

$$\sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{L}} \dot{V}_{\mathrm{i}} = 0\,. \qquad \text{Gl. 12.39}$$

Eine Umstellung der Druckverlustgleichung (Gl. 4.13) führt zu folgender Gl. 12.40

$$\dot{V} = -\frac{1}{\sqrt{\psi}} \cdot \sqrt{\frac{\pi^2 d_i^5}{8l\rho}} \cdot \sqrt{|\Delta p|} \cdot sgn(\Delta p)\,. \qquad \text{Gl. 12.40}$$

Um die Volumenströme in Abhängigkeit der Knotendrücke auszudrücken, ist die Nutzung der Gleichungen Gl. 12.24 und Gl. 12.40 sowie eine Substitution nach Gl. 12.41

$$y = \sqrt{\frac{\pi^2 d^5}{8l\rho}} \cdot \sqrt{|\Delta p|} \qquad \text{Gl. 12.41}$$

nötig, um schließlich Gl. 12.42

$$\dot{V} = -2\sqrt{y} \cdot lg \cdot \left(\frac{2{,}51 \cdot \pi v d}{4y} + \frac{k}{3{,}71 d}\right) \cdot sgn(\Delta p) \qquad \text{Gl. 12.42}$$

zur Berechnung der Volumenströme als Funktion der Knotendrücke zu erhalten. Die Fließrichtung wird durch die Signum-Funktion in Verbindung mit dem negativen Vorzeichen der Funktion (abfließende Volumenströme stellen negative und zufließende Volumenströme positive Werte dar) und Druckunterschiede zwischen zwei Knoten mittels Δp beschrieben. In einem nächsten Schritt sind die zuvor ermittelten Volumenströme in die Durchflussbilanzen nach Gl. 4.24 einzusetzen, um mit Hilfe von Gl. 12.43

$$\dot{V}_{\mathrm{r}} = \sum \dot{V}_{\mathrm{ein}} + \sum \dot{V}_{\mathrm{aus}} \qquad \text{Gl. 12.43}$$

einen residualen Volumenstrom zu ermitteln. Für den entsprechenden Knoten ist anschließend mittels Gl. 12.44

$$\Delta p_{\mathrm{K}} = -2\frac{\dot{V}_{\mathrm{r}}}{\Sigma \frac{\dot{V}}{\Delta p}} \qquad \text{Gl. 12.44}$$

ein Druck-Korrekturterm zu berechnen, um abschließend den Knotendruck anhand von Gl. 12.45

$$p_{\mathrm{K,i+1}} = p_{\mathrm{K,i}} + \Delta p_{\mathrm{K,i}} \qquad \text{Gl. 12.45}$$

so zu korrigieren, dass die residualen Volumenströme gegen einen Wert von Null gehen. Diese Vorgehensweise wird beim sequentiellen knotenorientierten Verfahren solange nacheinander für jeden Knoten unter Berücksichtigung der zuvor bereits korrigierten Knoten(drücke) durchgeführt, bis ein eingangs definiertes Abbruchkriterium erreicht wird. Da die Konvergenzeigenschaften der sequentiellen Verfahren in der Regel nicht zufriedenstellend sind, findet eine Anwendung in der Praxis nur selten statt. [87], [94], [95], [87]

Vorgehensweise der maschenorientierten Verfahren

Neben der Berücksichtigung der Kontinuitätsbedingung (Durchflussbilanz aus Gl. 4.23) bei der initialen Schätzung der Volumenströme in allen Leitungen wird des Weiteren das zweite Kirchhoff-Gesetz, die sogenannte Maschenbedingung, nach Gl. 12.46

$$\sum \Delta p_{\mathrm{s}} = 0 \qquad \text{Gl. 12.46}$$

herangezogen. Aufbauend auf den geschätzten Volumenströmen sind die Druckverluste Δp für jede Leitung nach Gl. 4.15 zu bestimmen, um die mechanische Energiebilanz für jede Masche nach Gl. 12.46 aufzustellen. Druckverluste in Maschenumlaufrichtung (meist im Uhrzeigersinn) werden als positive und Druckverluste entgegen der Umlaufrichtung als negative Größen (Δp_v^+ bzw. Δp_v^-) betrachtet. Ein residualer Druckverlust für eine geschlossene Masche mit miteinander verbundenen Leitungen ergibt sich nach Gl. 12.47 zu

$$\Delta p_{\mathrm{V,r}} = \sum_{i=1}^{L} \Delta p_{\mathrm{V}}^{+} + \sum_{i=1}^{L} \Delta p_{\mathrm{V}}^{-} \,. \qquad \text{Gl. 12.47}$$

Unter Berücksichtigung des residualen Druckverlustes werden anhand von Gl. 12.48

$$\Delta \dot{V} = -\frac{\sum \Delta p_{\mathrm{s}}}{2 \cdot \sum \frac{\Delta p_{\mathrm{s}}}{\dot{V}_{\mathrm{s}}}} \qquad \text{Gl. 12.48}$$

basierend auf dem Newton-Verfahren die Korrekturvolumenströme berechnet und gemäß Gl. 12.49

$$\dot{V}_{\mathrm{L,i+1}} = \dot{V}_{\mathrm{L,i}} + \Delta \dot{V}_{\mathrm{L,i}} \qquad \text{Gl. 12.49}$$

in den Leitungen korrigiert, bis der residuale Druckverlust einem festgelegten Abbruchkriterium entspricht. Im Gegensatz zu den sequentiellen Verfahren werden die aufgestellten Energiebilanzen bei den simultanen Verfahren unter Anwendung des Newton-Raphson-Verfahrens gleichzeitig in Form eines mehrdimensionalen, nicht-linearen Gleichungssystems gelöst. [94], [95], [99]

12.9 Ermittlung der temperaturabhängigen Stoffeigenschaften von Wasser

Um die Dichte, die dynamische Viskosität, die Wärmekapazität sowie die Wärmeleitfähigkeit des Wärmeträgermediums Wasser in Abhängigkeit seiner Temperatur anzupassen, kann auf Näherungsgleichungen zurückgegriffen werden [126]. So ergibt sich die Dichte für Wasser nach Gl. 12.50

$$\rho = \rho_{\mathrm{crit}} + \left(A \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{\mathrm{crit}}}\right)^{0{,}35} + B \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{\mathrm{crit}}}\right)^{\frac{2}{3}} + C \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{\mathrm{crit}}}\right) + D \cdot \left(1 - \frac{T}{T_{\mathrm{crit}}}\right)^{\frac{4}{3}} \right) \quad \text{Gl. 12.50}$$

mit den in **Tabelle 15** aufgeführten Konstanten. Die kritische Dichte von Wasser liegt bei 322 kg/m³. Die kritische Temperatur beträgt 647,1 K. [126]

A	B	C	D
1.094,0233	-1.813,2295	3.863,9557	-2.479,813

Tabelle 15: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen Dichte von Wasser [126]

Die dynamische Viskosität wird anhand von Gl. 12.51

$$\mu = E \cdot exp\left[A \cdot \left(\frac{C - T}{T - D}\right)^{\frac{1}{3}} + B \cdot \left(\frac{C - T}{T - D}\right)^{\frac{4}{3}} \right] \quad \text{Gl. 12.51}$$

mit den in **Tabelle 16** aufgeführten Konstanten bestimmt.

A	B	C	D	E
0,45047	1,39753	613,181	63,697	0,00006896

Tabelle 16: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen dynamischen Viskosität von Wasser [126]

Für die Wärmeleitfähigkeit gilt folgende Gl. 12.52

$$\lambda = A + B \cdot T + C \cdot T^2 + D \cdot T^3 + E \cdot T^4 \quad \text{Gl. 12.52}$$

unter Berücksichtigung der in **Tabelle 17** aufgeführten Konstanten.

A	B	C	D	E
-2,4149	0,0245165	-0,000073121	$9{,}9492 \cdot 10^{-8}$	$-5{,}373 \cdot 10^{-11}$

Tabelle 17: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen Wärmeleitfähigkeit von Wasser [126]

Abschließend wird die Wärmekapazität des Wärmeträgermediums Wasser anhand von Gl. 12.53

$$c_{\mathrm{p}} = A + B \cdot T + C \cdot T^2 + D \cdot T^3 + \frac{E}{T^2} \quad \text{Gl. 12.53}$$

bestimmt. Die entsprechenden Konstanten sind in **Tabelle 18** aufgeführt.

A	B	C	D	E
3.092	12,328	-0,044504	$-5{,}226 \cdot 10^{-5}$	0

Tabelle 18: Konstanten zur Berechnung der temperaturabhängigen Wärmekapazität von Wasser [135]

12.10 Ermittlung der objektspezifischen Anschlussleistung und Simulationspunkte zur Wärmenetzsimulation

Als Anschlussleistung eines Objektes in einem Wärmenetz wird die Leistung bezeichnet, die dem Objekt vertraglich vereinbart maximal zur Verfügung gestellt wird. Maßgeblich wird diese Leistung durch den Leitungsquerschnitt, den Massenstrom und die Temperaturdifferenz im Auslegungszustand bestimmt und enthält in der Regel noch einen Sicherheitsaufschlag, durch den die stetige Wärmeversorgung der Kunden gewährleistet werden kann. Um mit Hilfe des Wärmenetzsimulationstools den realen Netzbetrieb mit der Außentemperatur als Führungsgröße simulieren zu können, sind diese Anschlussleistungen durch die Auslegung auf den Volllastfall nicht geeignet. Hierzu ist auf Verbrauchsdaten zurückzugreifen, die im besten Falle auf Messungen beruhen oder durch geeignete Verfahren unter Berücksichtigung des beheizten Gebäudevolumens berechnet werden. Für das betrachtete Quartier wurden von dem Wärmenetzbetreiber die Abrechnungsdaten des Wärmeverbrauches aus dem Jahr 2017 gebäudespezifisch zur Verfügung gestellt. Unter Berücksichtigung der Außentemperaturverteilung im betrachteten Jahr kann mit Hilfe einer zuvor definierten Heizkurve ein stündlich aufgelöster Wärmebedarfslastgang erarbeitet werden.
Mit Hilfe des objektspezifischen Jahreswärmebedarfes, dem Außentemperaturprofil und der Funktionsvorschrift der Heizkurve (vgl. Kapitel 4.1.3) kann für jedes Objekt die Jahreshöchstlast sowie entsprechend der Heizkurve jeder Teillastpunkt ermittelt werden.
Für eine Jahressimulation des Wärmenetzbetriebes ergibt sich folglich die Anzahl an Simulationspunkten aus den im betrachteten Jahr auftretenden Außentemperaturen in Kombination mit den ermittelten Erdreichtemperaturen (vgl. Kapitel 4.1.3). Um die Anzahl an Simulationspunkten vor dem Hintergrund der Reduzierung der Simulationsdauer der iterativen, thermisch-hydraulischen Simulation zu reduzieren, werden die Außentemperaturen in 1-Grad-Intervalle aufgeteilt. Bei der in Kapitel 4.1.3 definierten Heizkurve ergeben sich folglich 31 Außentemperaturintervalle (-10 bis 20 °C), bei denen allerdings in Abhängigkeit der gewählten Verlegetiefe und den Erdreicheigenschaften unterschiedliche Erdreichtemperaturen auftreten können. Somit sind die vorhandenen Kombinationen aus Außentemperatur zur stündlichen Vorgabe des Lastpunktes und Erdreichtemperatur zur stündlichen Ermittlung der Wärmeverluste für die thermisch-hydraulische Wärmenetzsimulation vollständig zu berücksichtigen. Für das betrachtete Quartiersnetz liegen bei den betrachteten Erdreichtemperaturen resultierend aus einer Verlegetiefe von einem Meter und einer Wärmeleitfähigkeit des Erdreiches in Höhe von 2 W/(m·K) sowie der betrachteten Außentemperaturverteilung am Netzstandort aus dem Jahr 2017 insgesamt 401 Simulationspunkte vor.

12.11 Stromorientierte Betriebsweise von KWK-Anlagen

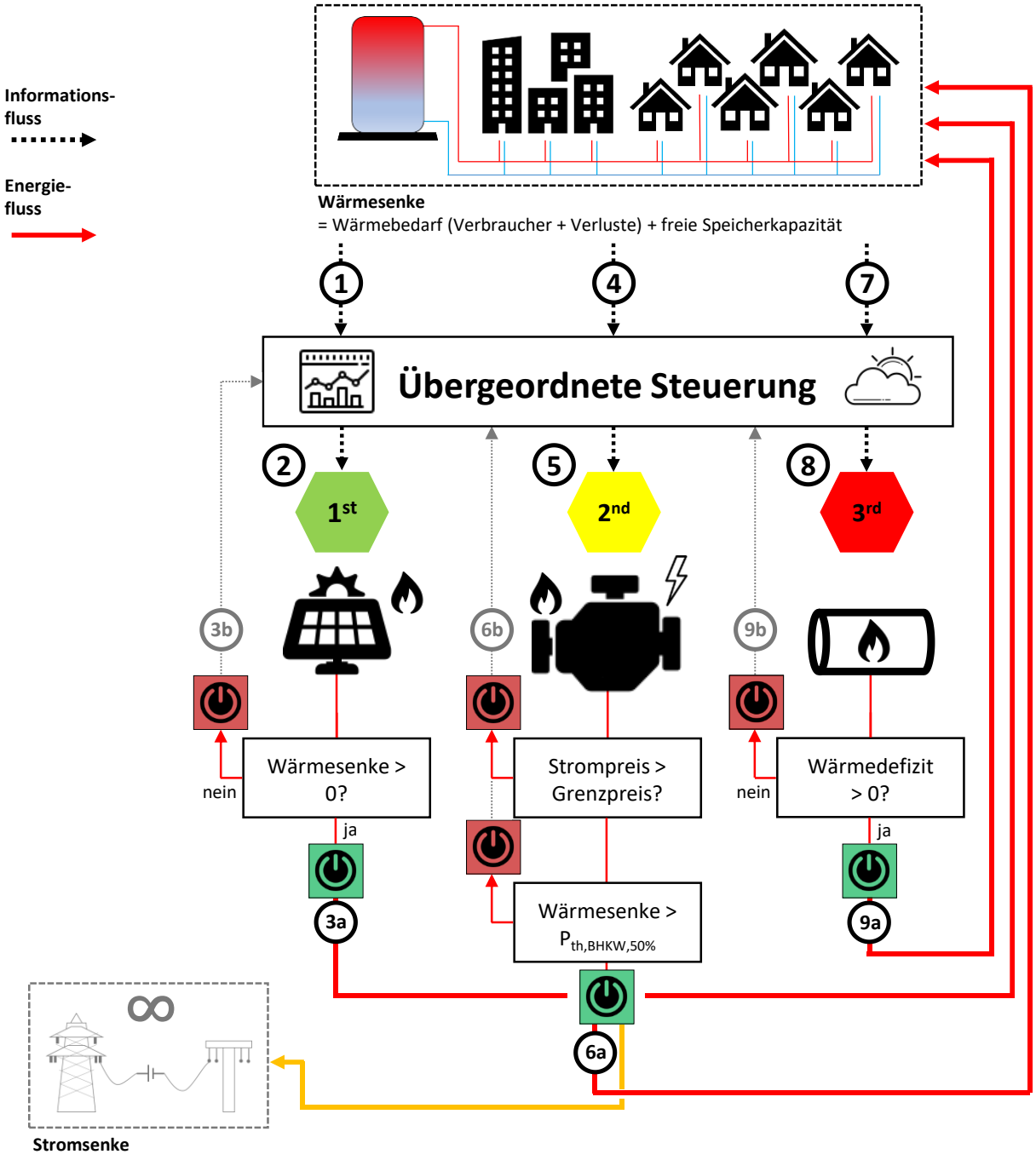

Abbildung 121: Methodik und Priorisierung der stromorientierten Betriebsweise

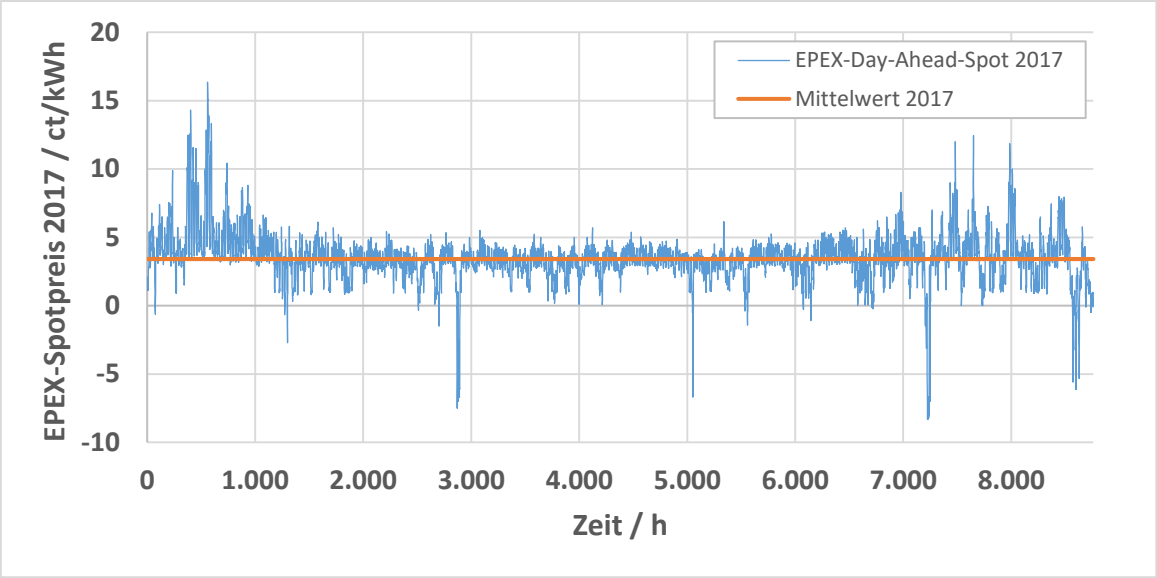

Abbildung 122: Börsenpreis für Grundlaststrom 2017, eigene Darstellung nach [39]

12.12 Rohrleitungskosten Wärmenetze

Bezeichnung	D_i / mm	$s_{Mediumrohr}$ / mm	D_a / mm	D_{iso} / mm	Preis / €/m
25/91	20,4	2,3	25	93	37,00
32/91	26,2	2,9	32	93	41,00
32/111	26,2	2,9	32	113	67,30
40/91	32,6	3,7	40	93	43,00
40/126	32,6	3,7	40	128	73,40
50/111	40,8	4,6	50	113	61,20
50/126	40,8	4,6	50	128	78,20
63/126	51,4	5,8	63	128	84,80
63/142	51,4	5,8	63	144	105,70
75/162	61,4	6,8	75	164	104,60
90/162	73,6	8,2	90	164	118,10
90/182	73,6	8,2	90	185	144,20
110/162	90	10	110	164	141,80
110/182	90	10	110	185	165,80
110/202	90	10	110	202	192,70
125/182	102,2	11,4	125	185	185,60
125/202	102,2	11,4	125	206	239,60

Tabelle 19: Materialkosten Rohrleitungen (Rehau) [109]

12.13 Ergebnisse Konventionelle Erzeugung (Szenario KON)

		Referenz	BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 4
	Thermische Leistung BHKW / kW	-	78	82	109	114
Ohne CO2-Steuer	CO2-Emissionen / t/a	406	326	317	297	281
	Kosten / €/a	11.939	4.559	2.750	17.038	14.304
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	-	-92	-103	47	19
Mit CO2-Steuer (ohne Stromgutschrift)	CO2-Emissionen (ohne Stromgutschrift) / t/a	406	512	503	551	537
	Kosten / €/a	26.782	23.288	21.133	37.160	33.930
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	-	-44	-63	95	57
Mit CO2-Steuer (mit Stromgutschrift)	CO2-Emissionen mit Stromgutschrift) / t/a	406	326	317	297	281
	Kosten / €/a	26.782	16.472	14.339	27.891	24.574
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	-	-129	-140	10	-18
		BHKW 5	**BHKW 6**	**BHKW 7**	**BHKW 8**	**BHKW 9**
	Thermische Leistung BHKW / kW	123	181	207	212	239
Ohne CO2-Steuer	CO2-Emissionen / t/a	253	234	202	195	144
	Kosten / €/a	17.146	-2.467	-4.182	-5.334	-4.165
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	34	-84	-79	-82	-61
Mit CO2-Steuer (ohne Stromgutschrift)	CO2-Emissionen (ohne Stromgutschrift) / t/a	625	600	628	622	723
	Kosten / €/a	40.007	19.448	18.768	17.405	22.265
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	86	-43	-39	-45	-17
Mit CO2-Steuer (mit Stromgutschrift)	CO2-Emissionen mit Stromgutschrift) / t/a	253	234	202	195	144
	Kosten / €/a	26.384	6.088	3.199	1.808	1.084
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	-3	-120	-116	-119	-98
		BHKW 10	**BHKW 11**	**BHKW 12**	**BHKW 13**	
	Thermische Leistung BHKW / kW	263	293	331	363	
Ohne CO2-Steuer	CO2-Emissionen / t/a	160	182	195	186	
	Kosten / €/a	-1.931	-9.542	-13.242	-16.603	
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	-56	-96	-119	-130	
Mit CO2-Steuer (ohne Stromgutschrift)	CO2-Emissionen (ohne Stromgutschrift) / t/a	724	675	653	666	
	Kosten / €/a	24.545	15.148	10.617	7.728	
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	-9	-52	-77	-87	
Mit CO2-Steuer (mit Stromgutschrift)	CO2-Emissionen mit Stromgutschrift) / t/a	160	182	195	186	
	Kosten / €/a	3.923	-2.888	-6.110	-9.802	
	CO2-Vermeidungskosten / €/t_CO2	-93	-132	-156	-166	

Abbildung 123: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer bei wärmegeführter BHKW-Betriebsweise

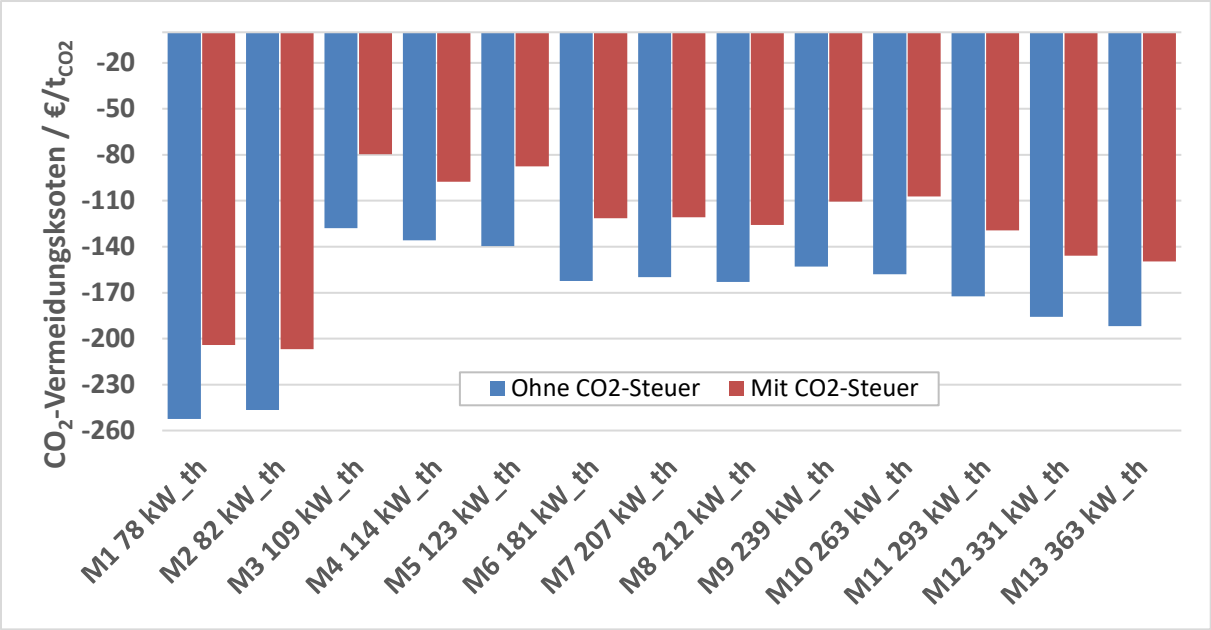

Abbildung 124: CO_2-Vermeidungskosten mit und ohne CO_2-Steuer bei stromorientierter BHKW-Betriebsweise

12.14 Ergebnisse Erneuerbare Erzeugung mittels Solarthermie (Szenario EE 1)

TÜVRheinland®
DIN CERTCO

itw

Summary of EN 12975 Test Results, annex to Solar KEYMARK Certificate Kurzfassung EN 12975 Test Ergebnisse, Anlage zum Solar KEYMARK-Zertifikat Synthèse des résultas d'essais selon EN 12975, annexe au certificat Solar KEYMARK	**Registration No.** Registernummer Numéro d'enregistrement	**011-7S768 R**
	Date / Datum / Date	30.06.2011

Company / Firma / Société	Vaillant Group		**Country**/Land/Pays		Germany
Street / Straße / Rue	Berghauser Straße 40		**Website**		www.vaillant.de
Postal Code, Place / PLZ, Ort / Code postal, Place	42859	Remscheid	**E-mail**		marc.imann@vaillant.de
			Tel. / Fax	+49	2191-182043/-1872043

Collector Type / Kollektorbauart / type de capteur	Evacuated tube / Vakuumröhrenkollektor / Capteur à tube sous vide
To be roof integrated / im Dach eingegliedert zu sein / pour etre intégré dans le toit	No / nein / non

Product name Produktbezeichnung Modèle	**Aperture area** Aperturfläche Superficie d'entrée	**Gross length** Länge(Außenmaß) Longueuhors tout	**Gross width** Breite (Außenmaß) largeur hors tout	**Gross height** Höhe (Außenmaß) epaisseur hors tout	**Gross area** Bruttofläche Superficie hors-tout	**Power output per collector unit** Leistung je Kollektormodul Puissance fournie par le capteur {note 1} G = 1000 W/m² Tm-Ta :				
						0 K	10 K	30 K	50 K	70 K
	[m²]	[mm]	[mm]	[mm]	[m²]	[W]	[W]	[W]	[W]	[W]
VTK 1140/2	1.99	1653	1392	109	2.30	1278	1260	1223	1185	1145
VTK 570/2	1.00	1653	702	109	1.16	642	633	615	595	575

Collector efficiency parameters related to aperture area Kollektorleistungsparameter bezogen auf die Aperturfläche Paramètres de performances thermiques rapportées à la superficie d'entrée	{note 1}	η_{0a}	0.642	-
		a_{1a}	0.885	W/(m²K)
		a_{2a}	0.001	W/(m²K²)
Stagnation temperature / Stagnationstemperatur / Temperature de stagnation	{note 2}	t_{stg}	272	°C
Effective thermal capacity / Effektive Wärmekapazität / Capacité thermique effective		$c_{eff} = C/A_a$	8.416	kJ/(m²K)
Max. operation pressure / max. Betriebsdruck / pression d'opération de maximum	{note 3}	p_{max}	1000	kPa

Incidence angle modifiers $K_{\theta b}(\theta)$ Einfallswinkelkorrekturfaktoren $K_{\theta b}(\theta)$ Facteur d'angle d'incidence $K_{\theta b}(\theta)$	G_{DIF}/G_{TOT} min	G_{DIF}/G_{TOT} max	θ_T / θ_L	50°	10°	20°	30°	40°	60°	70°
			$K_{\theta b}(\theta_T)$	0.99	1.01	1.01	1.02	1.03	1.05	1.10
	-	-	$K_{\theta b}(\theta_L)$	0.89	1.00	0.99	0.97	0.95	0.80	0.65
G_{DIF}/G_{TOT}: min&max while measuring / min&max während messen / min&max pendant qu'essayant					*Optional values / Angaben optional / Données*					

Testing Laboratory / Prüflaboratorium / Laboratoire d'essais	TZS, ITW University of Stuttgart
Website	www.tzs.uni-stuttgart.de
Test report id. number / Prüberichtsnummer / numéro d'identification de rapport des essais	06COL513/1OEM09/1
Date of test report / Datum des Prüfberichts / date de rapport des essais	30.06.2011
Perf. test method / Leistungstestmethode / méthode d'essai de performance	EN 12975-2 6.3 (outdoor/außen/extérieur)

Comments of testing laboratory / Kommentare des Prüflaboratoriums / commentaires du laboratoire d'essais :

keine

none

aucune

Note 1	**Test conditions** Prüfbedingungen conditions d'essais	**Fluid** Flüssigkeit Liquide	Water Wasser Eau	**Flow rate** Durchfluss Débit	0.017	kg/s per m²
Note 2	**Irradiance** / Bestrahlungsstärke / Irradiance G_s=1000 W/m² **Ambient temperature** / Umgebungstemperature / Temperature ambiante: t_a=30 °C					
Note 3	**Given by manufacturer** / Herstellerangaben / donnée par le fabricant					

TZS Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen
Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik
Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 6, 70550 Stuttgart (Vaihingen)

DIN CERTCO • Alboinstraße 56 • 12103 Berlin
Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de

© DIN CERTCO

scz, Stand/Edition: 10.07, Druck/Print: 18.07.2011

Abbildung 125: Solar Keymark Zertifikat Vakuumröhrenkollektor Vaillant VTK 1140/2

Block	Kollektoren	Bruttokollektorfläche	Aperturfläche
1	208	478 m²	414 m²
2	522	1.201 m²	1.039 m²
3	296	681 m²	589 m²
4	288	662 m²	573 m²

Tabelle 20: Mögliche Dachflächenkombinationen zur solarthermischen Wärmeerzeugung

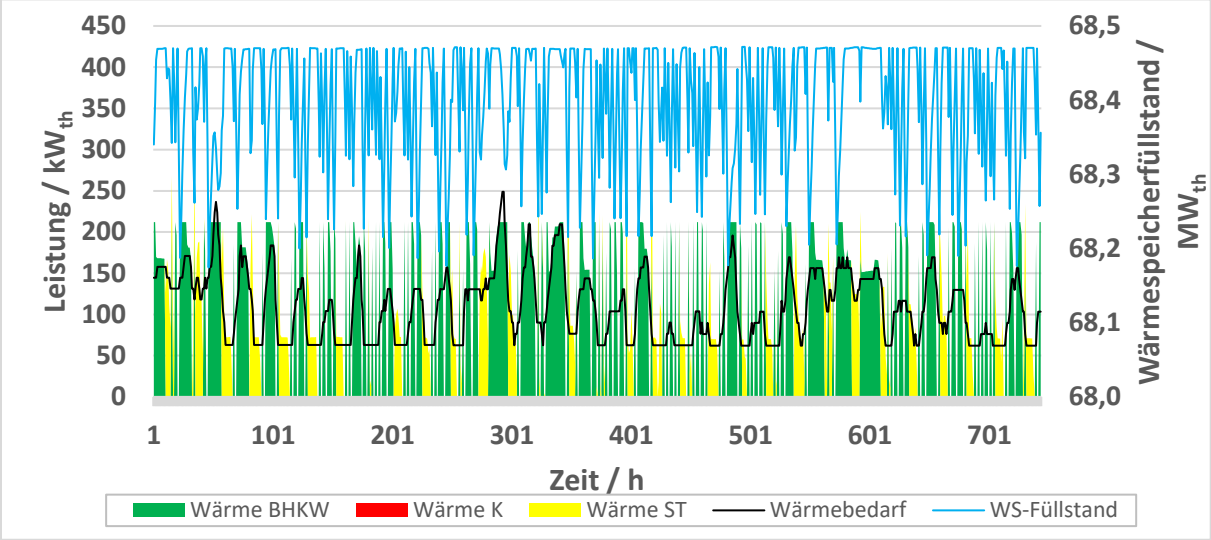

Abbildung 126: Wärmeerzeugung und Wärmespeicherfüllstand Juli (wärmegeführtes Mittellast-BHKW, 800 m² Kollektorfläche)

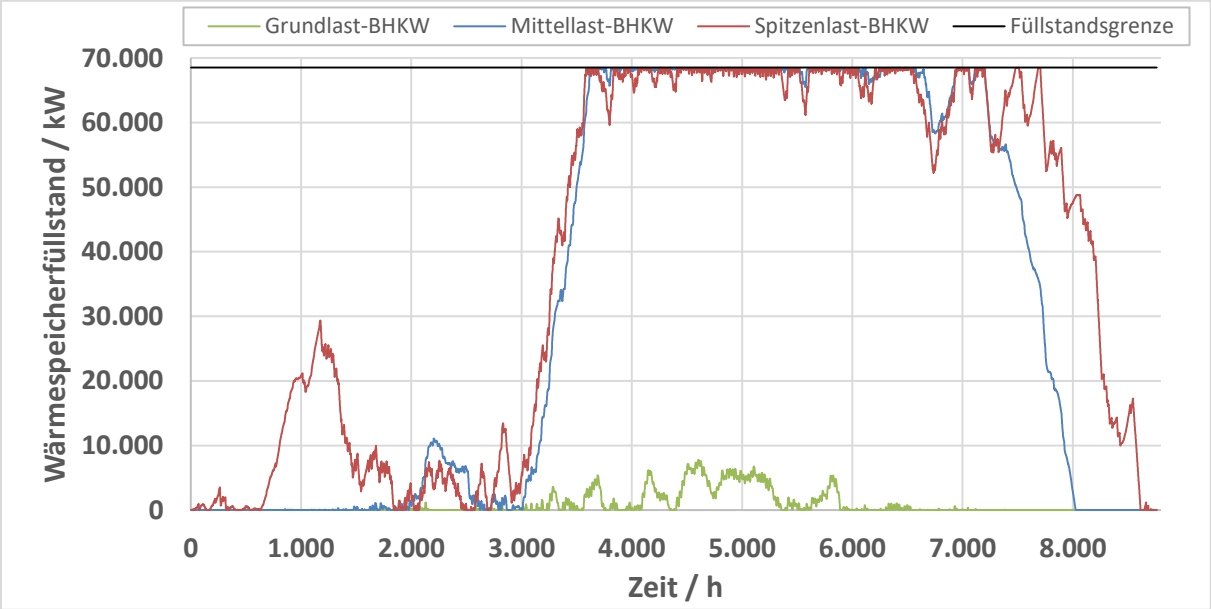

Abbildung 127: Wärmespeicherfüllstand für das Betrachtungsjahr 2017 (stromorientierte BHKW, 800 m² Kollektorfläche, saisonaler Speicher)

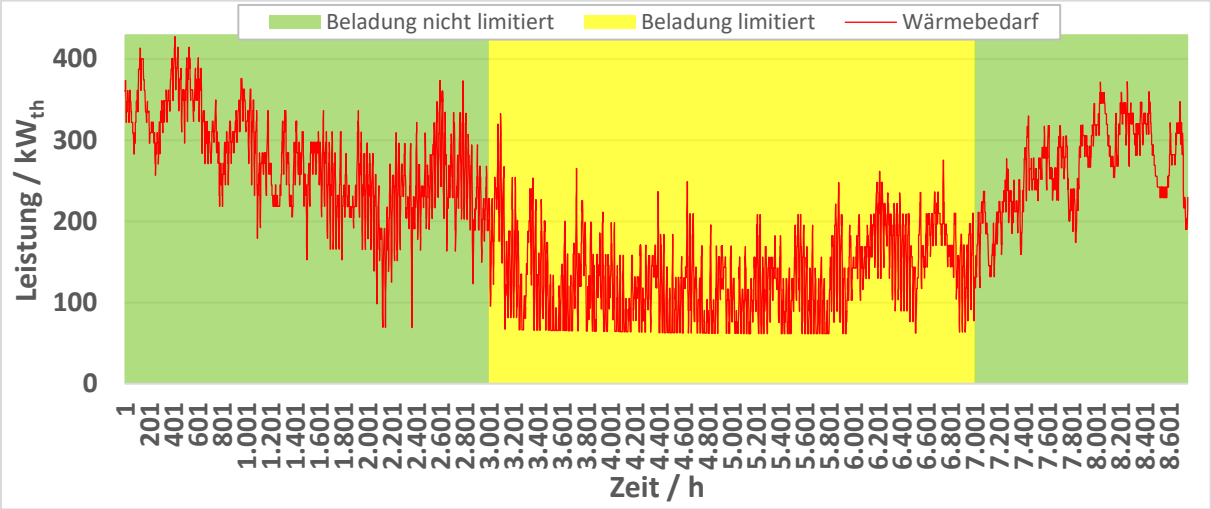

Abbildung 128: Limitierung der Speicherbeladung bei WS-Strategie 2 (bei Limitierung Beladung nur in festen Zeiträumen möglich)

	CO2-Vermeidungskosten mit saisonalem Speicher / €/t_CO2		
Kollektorfläche / m²	Grundlast-BHKW	Mittellast-BHKW	Spitzenlast-BHKW
100	113	67	73
200	160	108	125
400	206	173	216
600	230	235	315
800	79	285	405
1.000	113	334	516
1.200	141	381	629
1.400	168	435	735
1.600	192	499	850
1.800	212	565	958
2.000	231	628	1.079
2.200	247	690	1.194
2.400	262	750	1.324
	CO2-Vermeidungskosten mit Tagesspeicher / €/t_CO2		
Kollektorfläche / m²	Grundlast-BHKW	Mittellast-BHKW	Spitzenlast-BHKW
100	101	59	64
200	103	59	70
400	106	85	89
600	116	119	124
800	134	159	161
1.000	3	200	207
1.200	26	239	255
1.400	57	284	305
1.600	87	330	357
1.800	114	372	408
2.000	137	420	459
2.200	160	465	512
2.400	184	510	563

Abbildung 129: Ermittelte CO_2-Vermeidungskosten mit saisonalen und Tagesspeicher, wärmegeführte BHKW-Betriebsweise

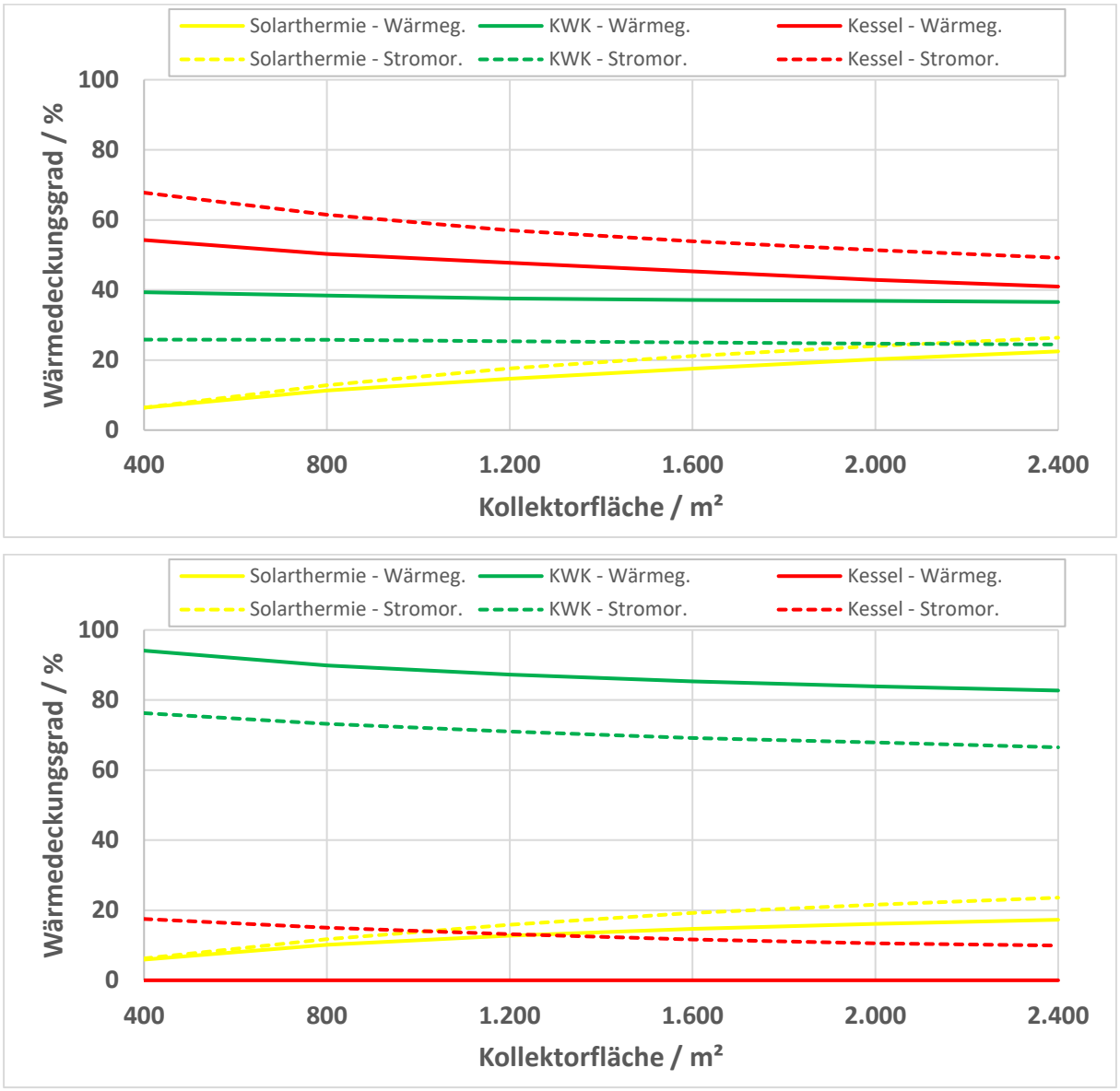

Abbildung 130: Solarer Deckungsgrad bei WS-Strategie 3 (oben Grundlast- unten Spitzenlast-BHKW)

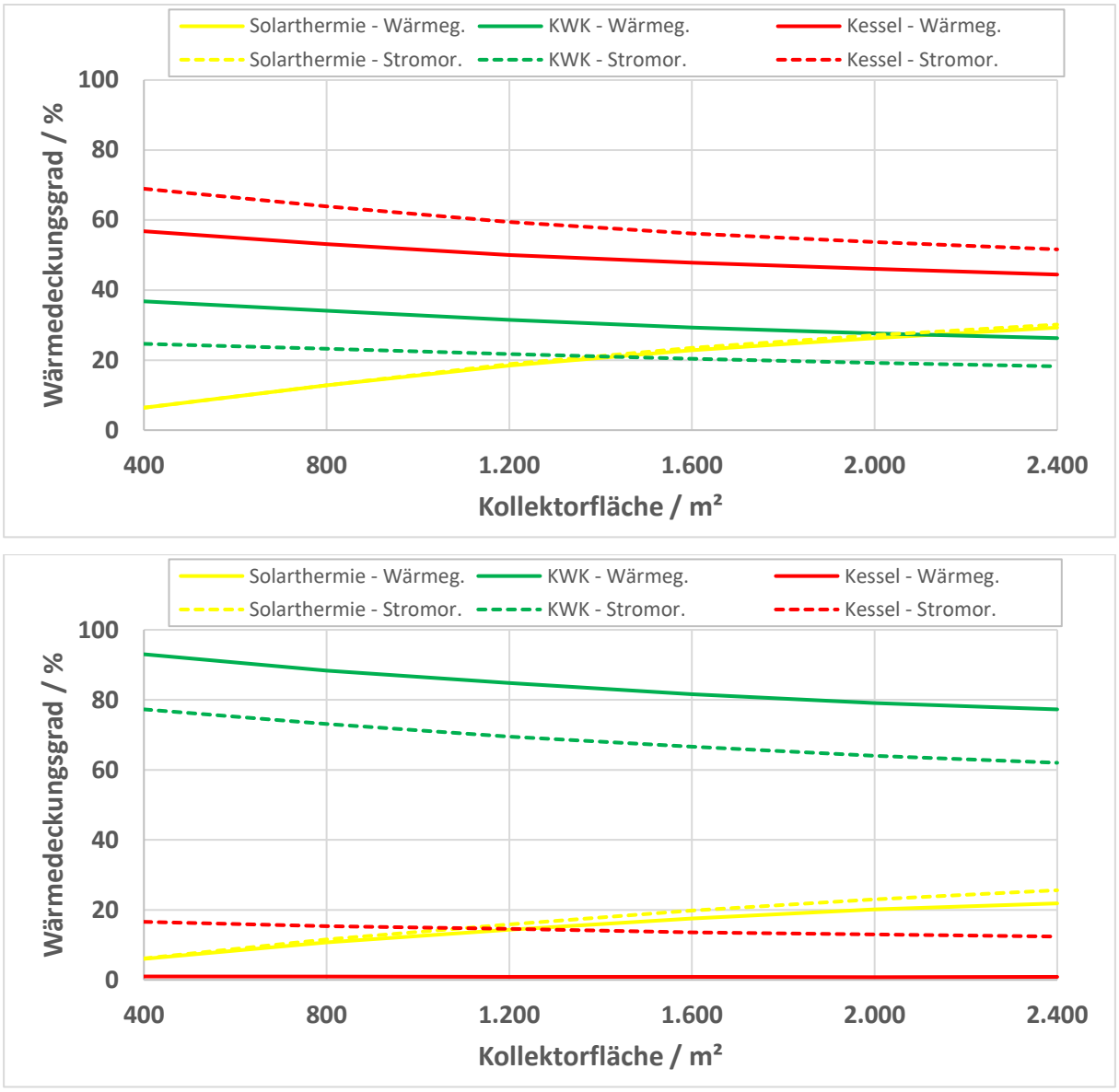

Abbildung 131: Solarer Deckungsgrad bei WS-Strategie 5 (oben Grundlast- unten Spitzenlast-BHKW)

		Wärmedeckungsgrad / %					
		Wärmegeführt			Stromorientiert		
	Kollektorfläche / m²	ST	KWK	Kessel	ST	KWK	Kessel
Grundlast-BHKW, WS-Strategie 2, Tagesspeicher	400	6,40	39,35	54,25	6,41	25,83	67,76
	800	11,29	38,40	50,31	12,79	25,75	61,45
	1.200	14,68	37,59	47,73	17,62	25,35	57,03
	1.600	17,56	37,16	45,28	21,15	24,98	53,86
	2.000	20,24	36,90	42,86	23,97	24,67	51,35
	2.400	22,47	36,56	40,97	26,38	24,44	49,19
Spitzenlast-BHKW, WS-Strategie 2, Tagesspeicher	400	5,90	94,10	0,00	6,24	81,30	12,47
	800	10,08	89,91	0,00	11,76	77,87	10,36
	1.200	12,51	87,48	0,00	15,64	75,28	9,08
	1.600	14,41	85,59	0,00	18,80	73,08	8,12
	2.000	15,58	84,42	0,00	20,97	71,49	7,54
	2.400	16,57	83,42	0,00	22,73	70,18	7,09
Grundlast-BHKW, WS-Strategie 5, Tagesspeicher	400	6,40	36,79	56,81	6,40	24,65	68,95
	800	12,78	34,12	53,10	12,79	23,29	63,92
	1.200	18,49	31,45	50,06	18,84	21,70	59,46
	1.600	22,81	29,34	47,86	23,46	20,35	56,19
	2.000	26,31	27,61	46,08	27,14	19,16	53,70
	2.400	29,28	26,28	44,44	30,15	18,22	51,64
Spitzenlast-BHKW, WS-Strategie 5, Tagesspeicher	400	6,01	93,02	0,98	6,13	77,28	16,58
	800	10,71	88,34	0,95	11,54	73,10	15,36
	1.200	14,34	84,78	0,89	15,89	69,48	14,63
	1.600	17,53	81,61	0,86	19,84	66,58	13,58
	2.000	20,14	79,09	0,77	23,03	63,98	12,99
	2.400	21,86	77,27	0,87	25,61	62,02	12,38

Abbildung 132: Wärmedeckungsgrade bei Nutzung eines Tagesspeichers mit den WS-Strategien 2 und 5 (Grundlast- und Spitzenlast-BHKW)

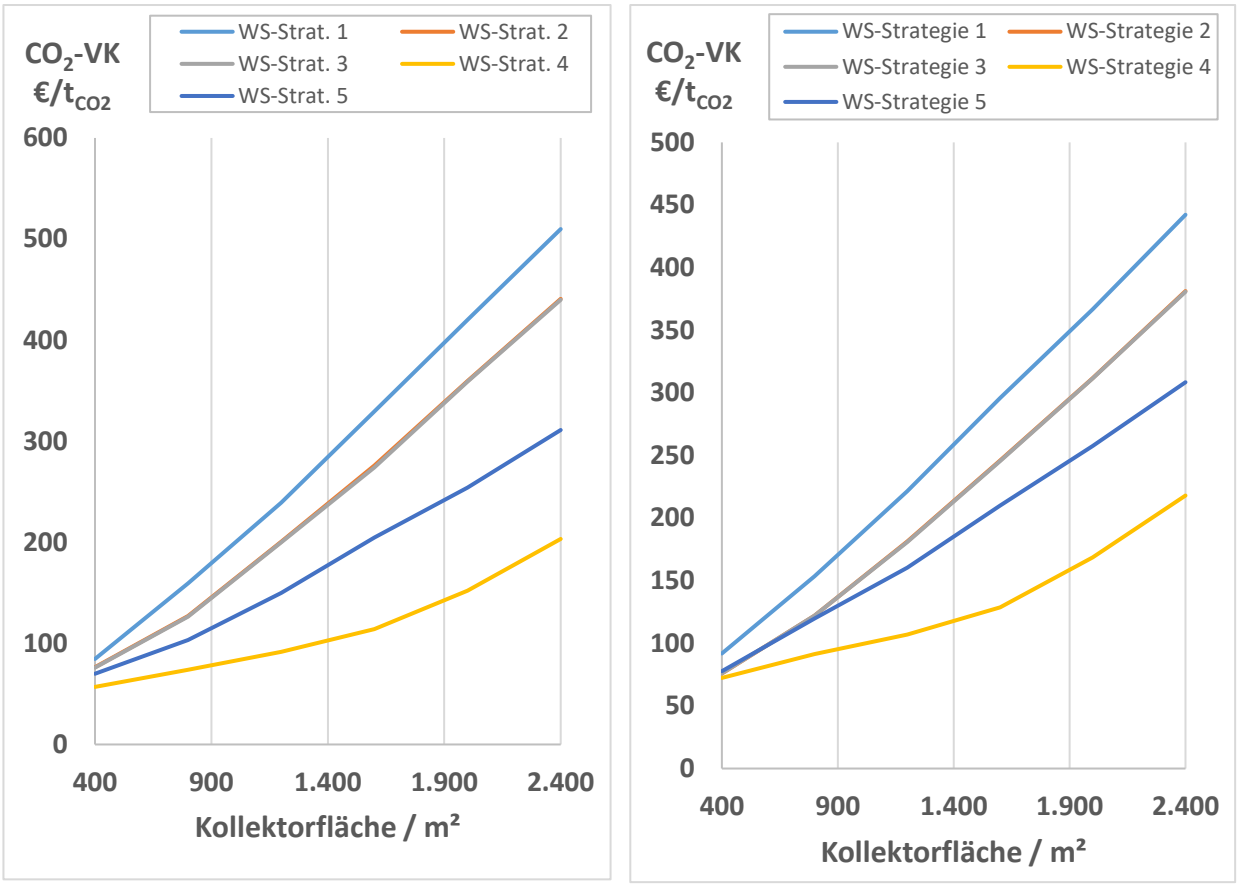

Abbildung 133: CO_2-Vermeidungskosten Mittellast-BHKW mit Tagesspeicher (links wärmegeführte und rechts stromorientierte Betriebsweise der KWK-Anlage)

12.15 Ergebnisse Erneuerbare Erzeugung mittels Wärmepumpe (Szenario EE 2)

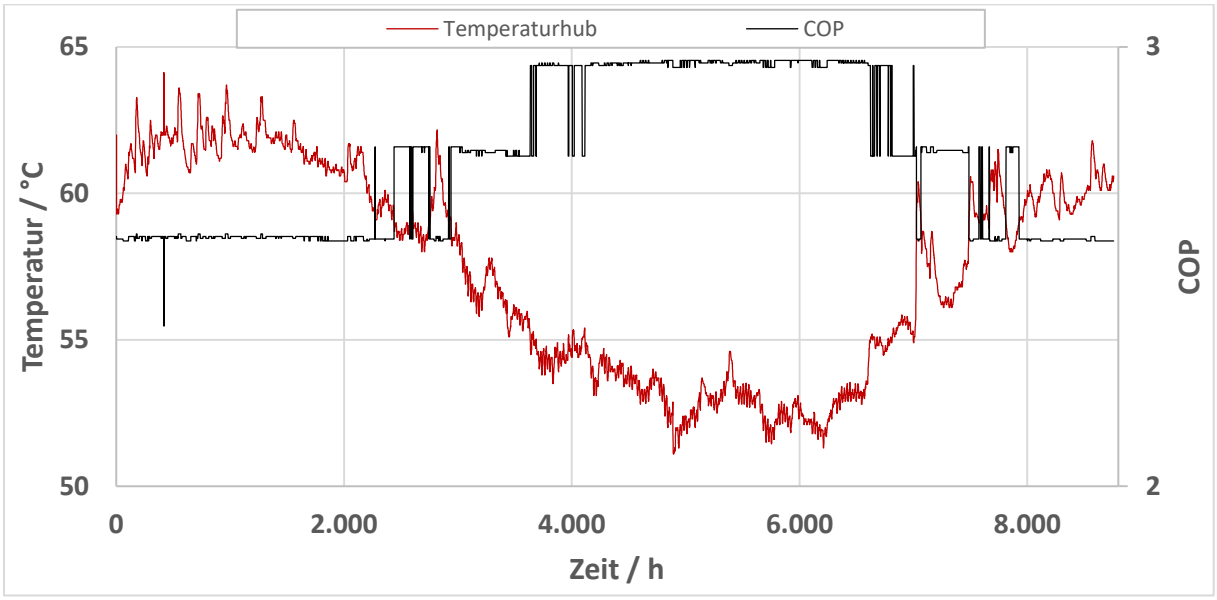

Abbildung 134: COP der Wärmepumpe in Abhängigkeit des Temperaturhubes

DuEPublico

Duisburg-Essen Publications online

UNIVERSITÄT DUISBURG ESSEN

Offen im Denken

ub universitäts bibliothek

Diese Dissertation wird über DuEPublico, dem Dokumenten- und Publikationsserver der Universität Duisburg-Essen, zur Verfügung gestellt und liegt auch als Print-Version vor.

DOI: 10.17185/duepublico/70832
URN: urn:nbn:de:hbz:464-20191204-155103-0

Alle Rechte vorbehalten.