



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

# Masterarbeit

Olessya Kozlenko

**Optimierungsmodell für die Anlagenauslegung in der  
Energiezentrale des KEBAP als Grundlage für ein nachhaltiges  
Wärmeversorgungskonzept im Quartier**

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Maschinenbau und  
Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Mechanical Engineering and  
Production Management*

Olessya Kozlenko

**Optimierungsmodell für die Anlagenauslegung in der  
Energiezentrale des KEBAP als Grundlage für ein nachhaltiges  
Wärmeversorgungskonzept im Quartier**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau  
am Department Maschinenbau und Produktion  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:  
Averdung Ingenieure & Berater GmbH  
Planckstraße 13  
22765 Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers  
Zweitgutachter: Dipl.-Phys. Philipp Lieberodt

Eingereicht am: 01.01.2022

## **Vorwort**

Die Entwicklung nachhaltiger Wärmeversorgungskonzepte ist eine der interessantesten und herausforderndsten Aufgaben der Gegenwart, die ein tiefes technisches Sachverständnis, Kreativität und umfangreiche Erfahrungen erfordert. Die Ermittlung eines wirtschaftlich optimalen Wärmeversorgungskonzepts auf Basis von erneuerbaren Wärmequellen ist darüber hinaus sehr zeitaufwändig. Neben der Potenzialanalyse muss für große Wärmeversorgungsgebiete eine große Anzahl an Anlagenkombinationen untersucht werden, bevor eine optimale Variante ermittelt wird. Durch die rasante Entwicklung der Computertechnik ist es möglich geworden, die besonders rechenintensiven Aufgaben mithilfe von leistungsfähigen Computern zu lösen. Die Ermittlung der optimalen Versorgungsvariante mithilfe der Computeralgorithmen könnte zu einer deutlichen Kostensenkung und Zeiteinsparung bei der Entwicklung von Konzepten beitragen. In dieser Arbeit wird der Versuch unternommen, ein Optimierungsmodell für die Anlagenauslegung der die KEBAP-Energiezentrale zu entwickeln und damit ein optimales Wärmeerzeugungskonzept für das Projekt zu ermitteln.

Bei der Erstellung dieser Arbeit haben mich viele Menschen sowohl aus dem Ingenieurbüro Averdung Ingenieure & Berater GmbH als auch aus dem Technologiezentrum Energie-Campus unterstützt, denen ich an dieser Stelle danken möchte.

Für die Idee und Inspiration sowie die Unterstützung bei der strategischen Planung dieser Arbeit möchte ich meinem Professor Hans Schäfers danken. Für die Möglichkeit diese Arbeit in Kooperation mit dem Ingenieurbüro Averdung Ingenieure & Berater GmbH zu erstellen sowie für die Übernahme der Betreuung dieser Arbeit bedanke ich mich bei Herrn Philipp Lieberodt.

Ein besonderer und herzlicher Dank gilt Herrn Patrick Shumon Akram, der für mich jederzeit mit Rat und Tat zur Seite gestanden hat und mich bei allen fachlichen Fragen großartig unterstützt hat. Ein weiterer besonderer Dank gebührt Herrn Philip Tillmann, dessen wertvolle Ratschläge mich bei der Entwicklung des Optimierungsalgorithmus deutlich vorangebracht haben. Ich danke auch den Kolleginnen und Kollegen des Averdung Ingenieurbüros sowie des Energie-Campus für ihre Hilfsbereitschaft mir offene Fragen zu beantworten und ihre tatkräftige Unterstützung.

Ebenso dankbar bin ich meiner Familie und meinen Freunden, die immer an mich geglaubt und mich moralisch unterstützt haben. Und vor allem möchte ich mich bei meinem Mann Alish für seine Liebe und Geduld bedanken, der sein Hobby geopfert und mir seinen Gaming-Rechner zur Verfügung gestellt hat, damit ich die Simulationen für diese Arbeit durchführen konnte.

# **Zusammenfassung**

**Olessya Kozlenko**

## **Thema der Arbeit**

Optimierungsmodell für die Anlagenauslegung in der Energiezentrale des KEBAP als Grundlage für ein nachhaltiges Wärmeversorgungskonzept im Quartier

## **Stichworte**

Optimierungsmodell, Anlagenauslegung, Nachhaltigkeit, erneuerbare Wärmeerzeugung, gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung

## **Kurzzusammenfassung**

In dieser Masterarbeit wird eine Methodik entwickelt, mit der sich ein nachhaltiges Wärmeversorgungskonzept für das Quartier erstellen lässt. Die Ermittlung der Wärmeerzeugerkombination und die Erstellung eines optimalen Fahrplans erfolgen mittels der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung. In dieser Arbeit wird ein starker Fokus auf erneuerbare Wärmequellen und deren Zusammenspiel gesetzt. Mittels des Optimierungsmodells werden technische, ökonomische und ökologische Rahmenbedingungen des Gesamtsystems berücksichtigt und wird somit ein optimales Wärmeerzeugerkonzept mit möglichst niedrigen Wärmegestehungskosten beim möglichst hohen Anteil an erneuerbaren Energien ermittelt.

**Olessya Kozlenko**

## **Title of the paper**

Optimization model for the system design at KEBAP energy centre as basis for a sustainable heat supply concept in the quarter

## **Keywords**

Optimization model, system design, sustainability, renewable heat generation, mixed-integer linear optimization

## **Abstract**

In this paper is developed a methodology, with which the sustainable heat supply concepts can be created. The selection of heat generation and developing the optimal scheduling is made by mixed-integer linear optimization. This paper sets a strong focus on renewable heat sources and their combination. The optimization model takes technical, economical and ecological constraints of the whole system into account and develops an optimal heat generation concept with the lowest possible costs at the highest possible share of renewable heat energy.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungen</b>	<b>III</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation . . . . .	1
1.2 Aufgabenstellung und Grenzen der Arbeit . . . . .	2
1.3 Methodik und Ablauf der Arbeit . . . . .	3
<b>2 Analyse des Optimierungsproblems</b>	<b>5</b>
2.1 Förderprogramm Randbedingungen . . . . .	6
2.2 Potenzialanalyse Ergebnisse . . . . .	8
2.3 Strommarktdienlichkeit und -netzdienlichkeit . . . . .	10
<b>3 Angewendete Methoden</b>	<b>17</b>
3.1 Annuitätenmethode . . . . .	18
3.2 Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung . . . . .	21
3.3 Indikator-Variablen in linearer Optimierung . . . . .	24
3.4 Stückweise Linearisierung . . . . .	26
3.5 Optimierungssoftware . . . . .	27
<b>4 Entwicklung des Optimierungsmodells</b>	<b>29</b>
4.1 Modellierung der Wärmeerzeuger . . . . .	29
4.1.1 Wärmepumpen-Technologien . . . . .	29
4.1.2 Solarthermische Anlagen . . . . .	38
4.1.3 KWK-Anlagen . . . . .	41
4.1.4 Heizkessel-Anlagen . . . . .	46
4.1.5 Fernwärmenutzung . . . . .	48
4.1.6 Wärmespeicher-Technologien . . . . .	52
4.2 Modellierung des Gesamtsystems . . . . .	55
4.2.1 Programmbestandteile und Ablauffolge . . . . .	56
4.2.2 Hinterlegte Eingangsparameter . . . . .	59
4.2.3 Zielfunktion und Nebenbedingungen . . . . .	65

<b>5 Ergebnisse der Optimierung</b>	<b>83</b>
5.1 Darstellung der Ergebnisse . . . . .	84
5.2 Kostenzusammenführung . . . . .	92
5.3 Redundanz der Energiezentrale . . . . .	96
<b>6 Diskussion der Ergebnisse</b>	<b>99</b>
<b>7 Fazit und Ausblick der Arbeit</b>	<b>103</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>105</b>
Literatur . . . . .	105
<b>A Digitaler Anhang</b>	<b>III</b>
<b>B Gasnetz Entgelte</b>	<b>V</b>

---

## Abkürzungen

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungskontrolle
BEW	Bundesförderung effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BUKEA	Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft
COP	Coefficient of Performance
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPEX	European Power Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
iKWK	innovative Kraft-Wärme-Kopplung
JAZ	Jahresarbeitszahl
KEBAP	KulturEnergieBunkerAltonaProjekt
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungssystem
OR	Operations Research
PEF	Primärenergiefaktor
SOC	Speicherfüllstand
SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz
WÜST	Wärmeübergabestation





# Abbildungsverzeichnis

1.1	Lösungsverfahren des Optimierungsproblems . . . . .	4
2.1	Strommarktmodell . . . . .	10
3.1	Flussdiagramm der Berechnung der Annuitäten . . . . .	20
3.2	Grafische Darstellung des Optimierungsproblems . . . . .	23
3.3	Entscheidungsbaum der Branch&Bound Methode . . . . .	24
3.4	Spezifische Investitionskosten des Wärmepumpenaggregats . . . . .	26
4.1	Schematische Darstellung einer Kompressionswärmepumpe . . . . .	30
4.2	Jahresgang der Temperatur im Erdreich . . . . .	32
4.3	Lufttemperaturverlauf im Jahr 2012 . . . . .	33
4.4	Flussdiagramm der Python-Klassen der Wärmepumpen-Technologien . . . . .	37
4.5	Schematische Darstellung eines Flachkollektors . . . . .	38
4.6	Flussdiagramm der Python-Klasse der Solarthermieanlage . . . . .	41
4.7	Schematische Darstellung eines BHKW . . . . .	42
4.8	Anzulegender Wert . . . . .	45
4.9	Schematische Darstellung eines Heißkessels . . . . .	47
4.10	Schematische Darstellung der Anschlussmöglichkeiten an das Fernwärmenetz . . . . .	49
4.11	Flussdiagramm der Python-Klasse der Fernwärmenutzung . . . . .	51
4.12	Schematische Darstellung eines Hochtemperaturspeichers . . . . .	53
4.13	Schematische Darstellung des Gesamtsystems . . . . .	55
4.14	Programmbestandteile des Optimierungsmodells . . . . .	57
5.1	Szenario 1: Der erzeugte Fahrplan der Wärmeerzeuger . . . . .	85
5.2	Szenario 1: Wärmeanteile der Wärmeerzeuger . . . . .	86
5.3	Szenario 1: Wärmeanteile der eingesetzten Energieträger . . . . .	86
5.4	Szenario 2: Der erzeugte Fahrplan der Wärmeerzeuger . . . . .	89
5.5	Szenario 2: Beladungsvorgang des Hochtemperaturspeichers in Anhängigkeit vom Wärmebedarf und Strombörsenpreis . . . . .	90
5.6	Szenario 2: Wärmeanteile der Wärmeerzeuger . . . . .	91
5.7	Szenario 2: Wärmeanteile der eingesetzten Energieträger . . . . .	91
5.8	Szenario 1: Anteile der einzelnen Kostenträger . . . . .	95
5.9	Szenario 2: Anteile der einzelnen Kostenträger . . . . .	96



# Tabellenverzeichnis

2.1	Potenziale der verfügbaren Wärmequellen . . . . .	9
4.2	Annuitätsberechnung . . . . .	61
4.3	Erzeugerspezifische Parameter für die Berechnung der Annuitäten . . . . .	62
4.4	Energieträger Eingangsparameter . . . . .	63
4.5	Förderprogramm Eingangsparameter . . . . .	64
5.1	Szenario 1: Annuitäten der ausgewählten Wärmeerzeuger . . . . .	87
5.2	Szenario 1: Ökologische Bewertung . . . . .	87
5.3	Szenario 2: Annuitäten der ausgewählten Wärmeerzeuger . . . . .	92
5.4	Szenario 2: Ökologische Bewertung . . . . .	92
5.5	Szenario 1: Gesamtwärmekosten und der Wärmegehaltungspreis . . . . .	94
5.6	Szenario 2: Gesamtwärmekosten und der Wärmegehaltungspreis . . . . .	95
5.7	Kostenvergleich bei verschiedenen Redundanz-Optionen . . . . .	97
A.1	Programmbestandteile . . . . .	III
B.1	Gasnetz Leistungspreis . . . . .	V
B.2	Gasnetz Arbeitspreis . . . . .	V

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Im November 2016 hat die Bundesregierung den Klimaschutzplan 2050 beschlossen. Der Klimaschutzplan stellt dabei eine Langfriststrategie mit dem Ziel dar, die gesamten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 55 % und bis 2050 um 80 – 95 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu senken. Dies bedeutet, dass die Energieerzeugung bis 2050 treibhausgasneutral und nahezu ohne Einsatz von Kohle realisiert werden muss.[29]

Im Juni 2021 trat das novellierte Bundes-Klimaschutzgesetzes in Kraft. Mit dem novellierten Gesetz wurden die Klimaschutzziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen angehoben. Die gesamten Treibhausgasemissionen müssen bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis 2040 um 88 % gegenüber 1990 gemindert werden. Die Treibhausgasneutralität muss somit bereits bis 2045 erreicht werden.[13]

Für das Erreichen der Klimaschutzziele findet ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien statt. Die erneuerbare Energieerzeugung hat in den letzten Jahren vor allem im Stromsektor große Fortschritte gemacht. Der Wärmesektor ist bisher jedoch nur unwesentlich vom Dekarbonisierungsprozessen betroffen, obwohl hier etwa die Hälfte des bundesdeutschen Endenergieverbrauchs anfällt. Im Jahr 2020 betrug der Endenergieverbrauch im Wärmesektor 55,4 %. Die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems ist daher ohne eine erneuerbare Wärmeversorgung kaum realisierbar. Der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor ist von 2010 bis 2020 jedoch nur um 3,1 % gestiegen und betrug im Jahr 2020 12,5 %. Die Anteile der fossilen Energieträger im Wärmesektor sind die letzten 10 Jahre annähernd konstant geblieben und liegen für Gas und Kohle bei 44,7 % bzw. 8,3 %. Der Verbrauch vom Mineralöl hat sich von 18,2 auf 15,4 % reduziert.[1] Der Grund für die hohen Anteile an fossilen Brennstoffen im Wärmesektor ist, dass die Wärmeverbrauchsanlagen im Bestand, viele industrielle Prozesse sowie zentrale Wärmeversorgungssysteme hohe Temperaturen erfordern, die zurzeit durch Verbrennungsprozesse erzielt werden. Auch für die dezentrale Versorgung in privaten Haushalten führt die fossile Wärmergewinnung zu einem geringeren Planungsaufwand. Für die erfolgreiche Integration der erneuerbaren Energien muss das gesamte Wärmeversorgungssystem sowohl erzeugerseitig als auch verbraucherseitig transformiert werden. Dazu zählen das Schaffen von hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen und Gebäuden sowie die Sanierung des Gebäudebestandes, der Einsatz von neuen Technologien und die verstärkte Förderung der Sektorkopplung. Eine klare Strategie zur Transformation des Wärmeversorgungssystems und entsprechende politische Unterstützung sind erforderlich. Für die Realisierung der nachhaltigen Wärmeversorgung in näherer Zukunft wurden und werden unterschiedliche wirtschaftliche Anreize und Förderprogramme eingeführt. Zu solchen Förderungen zählt das Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 (WN 4.0) vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungskontrolle (BAFA). Wärmenetze 4.0 stehen

für innovative Wärmenetze der 4. Generation, deren Hauptmerkmal hohe Anteile erneuerbarer Wärme, niedrige Systemtemperaturen unter 100°C sowie intelligente Kopplungen mit dem Stromsystem sind. Im Rahmen des Förderprogramms werden eine Machbarkeitsstudie sowie die Realisierung des Wärmenetzes mit bis zu 50 % der förderfähigen Ausgaben gefördert.[4]

Die Idee zu dieser Arbeit ist im Rahmen einer solchen Machbarkeitsstudie für die Energiezentrale des KEBAP entstanden. KEBAP steht für den gemeinnützigen Verein KulturEnergieBunkerAltonaProjekt (KEBAP e.V.). Das KEBAP hat das Ziel einen Hochbunker des zweiten Weltkriegs im Hamburger Stadtteil Altona zu einem Kultur- und Energiebunker umzubauen. Hier wird neben den Freiräumen für kulturelle Nutzung eine Energiezentrale errichtet, die das Quartier mit nachhaltiger Wärme versorgen soll. Hierfür soll es ein kleines, effizientes Subnetz mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien geben. Das Schaffen eines stadtzentralen erneuerbaren Wärmeversorgungssystems macht das KEBAP zu einem Pionierprojekt. Das KEBAP hat im Jahr 2019 einen Antrag für das Förderprogramm WN 4.0 gestellt und bewilligt bekommen.[14] Die Machbarkeitsstudie für die KEBAP Energiezentrale wird vom Ingenieurbüro Averdung Ingenieure & Berater GmbH durchgeführt. Die Averdung Ingenieure haben eine energietechnische Potenzialanalyse durchgeführt, die als Grundlage für die vorliegende Arbeit dient. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Optimierungsmodell entwickelt, mit dem sich ein nachhaltiges Wärmeversorgungskonzept für das Quartier erstellen lässt. Das ermittelte Wärmeversorgungskonzept muss die Anforderungen des Förderprogramms erfüllen und gleichzeitig ein klimafreundliches und wirtschaftlich konkurrenzfähiges Wärmeprodukt liefern können. Die geplante Inbetriebnahme der Energiezentrale des KEBAP findet im Jahr 2025 statt.

## 1.2 Aufgabenstellung und Grenzen der Arbeit

Die Hauptaufgabe dieser Arbeit ist die Entwicklung des Optimierungsmodells für die Ermittlung einer optimalen Anlagenauslegung für die KEBAP Energiezentrale. Unter der optimalen Anlagenauslegung wird eine Wärmeerzeugerkombination und -dimensionierung verstanden, bei der der Anteil an erneuerbaren Energien möglichst hoch und die Wärmegestehungskosten möglichst gering sind. So wird in dieser Arbeit ein starker Fokus auf erneuerbare Wärmequellen und deren Zusammenspiel gesetzt. Die technischen, ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen werden auf Basis der Anforderungen des Förderprogramms WN 4.0 und der vom Ingenieurbüro Averdung Ingenieure & Berater durchgeführten energietechnischen Potenzialanalyse definiert. Das Angebot der erneuerbaren Wärmequellen in der Bunkernähe ist beschränkt. Die Potenzialanalyse liefert Erkenntnisse zu der Frage, welche Wärmequellen in welchem Maße zur Verfügung stehen. Eine mögliche Abnehmerstruktur und die dazugehörige Wärmenetzdimensionierung werden ebenfalls in der Potenzialanalyse festgelegt. Außerdem stellen Averdung Ingenieure & Berater für diese Arbeit einen stündlich aufgelösten Lastgang des Jahreswärmebedarfs zur Verfügung, der auf Basis von realen Verbrauchsdaten extrapoliert wurde. Die Ergebnisse des Optimierungsmodells sollen am Ende als Peer-Review zur von Averdung Ingenieure durchgeführten Machbarkeitsstudie und dem darin erstellten Erzeugerkonzept dienen.

Eine weitere Aufgabe dieser Arbeit ist die Untersuchung einer hoch innovativen Technologie und die Er-

probung ihres Einsatzes im Gesamtwärmeversorgungskonzept. Zu den besonders innovativen Technologien zählen Technologien, die zur Markt- oder Netzdienlichkeit des Stromnetzes und der Flexibilisierung des Wärmenetzes beitragen. In dieser Arbeit wird der Einsatz einer Hochtemperaturspeicher-Technologie untersucht, die den Strom in Form von Wärme einspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt sowohl in Form elektrischer als auch thermischer Energie ausspeisen kann. Es wird ein stromdienlicher Fahrplan des Hochtemperaturspeichers erstellt und mit dem Optimierungsmodell gekoppelt. Es wird überprüft, wie eine solche hoch innovative Komponente die Wirtschaftlichkeit des Wärmeerzeugerkonzepts beeinflussen kann.

Diese Arbeit soll am Ende eine Methodik liefern, mit der sich die nachhaltige Wärmeerzeugungskonzepte erstellen lassen.

### **1.3 Methodik und Ablauf der Arbeit**

Das Optimierungsproblem dieser Arbeit kann nach dem theoretischen Lösungsansatz der Operations Research gelöst werden. Der Begriff Operations Research (OR) kommt ursprünglich aus dem militärischen Bereich und bezeichnet die Entwicklung spezieller Methoden zur Lösungen strategischer Probleme. Beim OR handelt es sich um die Entwicklung eines mathematischen Modells, das das reale Problem möglichst gut repräsentiert und die Vorschläge für ein optimales Vorgehen liefert. Heutzutage werden beim OR hauptsächlich betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Fragestellungen, wie Maximierung des Gewinns, Minimierung von Kosten oder Optimierung von Fahrplanentwicklung behandelt. Das Lösungsfindungsverfahren des OR ist für die Fragestellung dieser Arbeit angepasst und im Flussdiagramm auf der Abbildung 1.1 dargestellt.[31] Zunächst wird das Optimierungsproblem analysiert. Dabei werden die quantifizierbaren und für das Problem relevanten Informationen erfasst sowie bestehende Zusammenhänge, Handlungsmöglichkeiten und Einschränkungen identifiziert. In nächsten Schritt werden die Ziele festgelegt und formuliert, was optimiert werden muss. Auf dieser Basis werden geeignete Methoden für die Entwicklung des Modells und Finden der Lösung ausgesucht. Anschließend wird ein Modell entworfen. Das Modell muss mit relevanten und realen Daten gefüllt werden, bevor die Lösung gefunden werden kann. Die berechnete Lösung ergibt einen Entscheidungsvorschlag, der vom Entscheidungsträger auf die „Praxistauglichkeit“ überprüft, akzeptiert, verbessert oder abgelehnt wird.

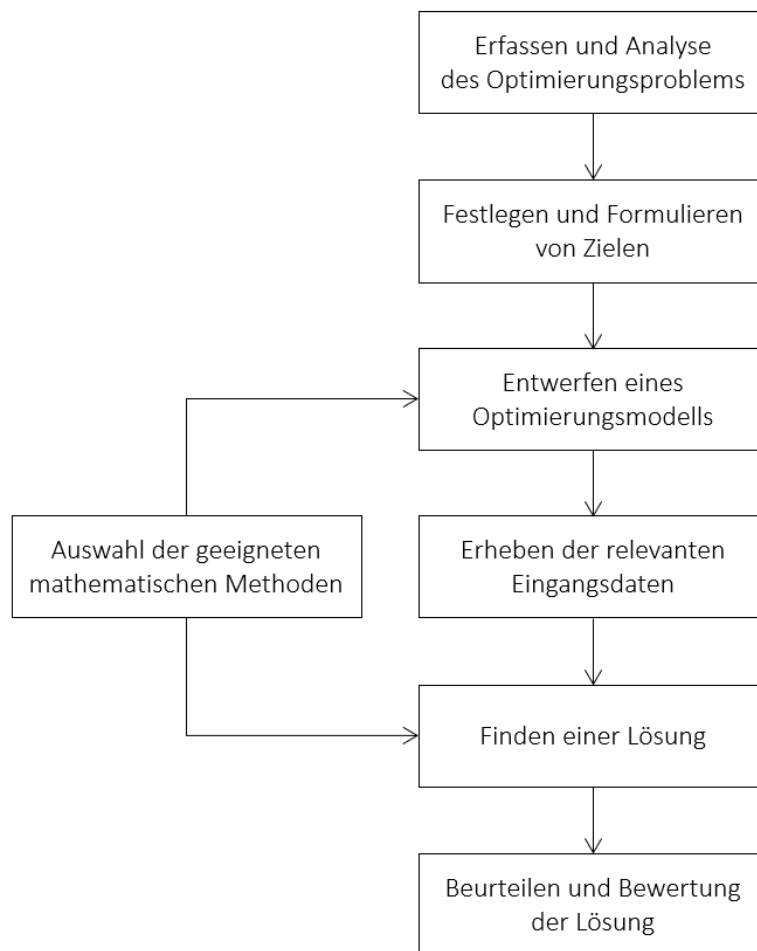


Abbildung 1.1: Lösungsverfahren des Optimierungsproblems[31]

Im nächsten Kapitel 2 wird das Optimierungsproblem analysiert und das Ziel sowie genaue Anforderungen an das Optimierungsmodell definiert. Des Weiteren werden in Kapitel 3 die im Modell angewendeten mathematischen Methoden beschrieben. In Kapitel 4 wird es detaillierter auf den Entwicklungsprozess des Optimierungsmodells eingegangen. Im Anschluss werden Ergebnisse der Optimierung dargestellt, die dann in Kapitel 5 ausgewertet und diskutiert werden.

## 2 Analyse des Optimierungsproblems

Gemäß Aufgabenstellung muss eine optimale Anlagenauslegung in der Energiezentrale bzw. ein optimales Wärmeerzeugerkonzept gefunden werden, das möglichst niedrige Wärmegestehungskosten und möglichst hohen erneuerbaren Energieanteil aufweist. Die Wärmegestehungskosten werden durch Dividieren der Gesamtkosten durch die insgesamt erzeugte Wärmemenge bestimmt. Die Gesamtkosten ergeben sich aus den Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten aller Erzeuger abzüglich der erzielenden Erlöse. Die Energiezentrale muss auch eine sichere Wärmeversorgung der Endkunden gewährleisten. Der Wärmebedarf ist in der Aufgabenstellung vorgegeben und muss zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Außerdem muss es für die elektrischen Wärmeerzeuger einen strommarktdienlichen oder -netzdienlichen Betrieb berücksichtigt werden. Die minimalen Anforderungen an das Wärmeerzeugerkonzept werden im Förderprogramm WN 4.0 definiert. Zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Arbeit ist eine Überführung des Förderprogramms WN 4.0 ins ein anderes Förderprogramm, die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW), absehbar. Deswegen werden in dieser Arbeit sowohl der aktuelle Förderrichtlinienentwurf des BEW als auch die zum aktuellen Zeitpunkt geltenden Fördervoraussetzungen und -randbedingungen betrachtet. Die weiteren Systemgrenzen für die Erstellung des Wärmeerzeugerkonzepts liefert die von Avedung Ingenieure durchgeführte energetische Potenzialanalyse. In Rahmen dieser Potenzialanalyse wurden verfügbare Wärmequellen in Bunkernähe identifiziert und ihre Potenziale abgeschätzt. Die Potenziale der verfügbaren Wärmequellen wurden unter Berücksichtigung der energetischen und genehmigungstechnischen Rahmenbedingungen am Standort ermittelt. Die durchgeführte Potenzialanalyse bildet eine Grundlage für die Auswahl der Wärmeerzeuger und liefert die Information, welche Technologien in der KEBAP Energiezentrale theoretisch in welchem Umfang eingesetzt werden können. Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtkosten der Energiezentrale. Durch Minimierung der Gesamtkosten muss sich eine optimale Wärmeerzeugerkombination sowie eine optimale Dimensionierung und ein optimaler Fahrplan der ausgewählten Anlagen ergeben. Das erstellte Wärmeerzeugerkonzept muss die Anforderungen des Förderprogramms erfüllen. Die Dimensionierung der ausgewählten Anlagen darf die in der Potenzialanalyse vorgegebenen Beschränkungen nicht überschreiten. Das Wärmeerzeugerkonzept muss außerdem eine sichere Wärmeversorgung gewährleisten. Der Wärmebedarf muss zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Die im Wärmeerzeugerkonzept vorhandenen elektrische Wärmeerzeuger müssen über einen strommarktdienlichen oder -netzdienlichen Betrieb verfügen. In den folgenden Kapiteln 2.1 und 2.2 werden die Anforderungen des Förderprogramms und die Ergebnisse der Potenzialanalyse erläutert. In Kapitel 2.3 wird eine Definition zur strommarktdienlichen und -netzdienlichen Fahrweise der elektrischen Anlagen gegeben und eine präferierte Fahrweise für die weitere Betrachtung ausgewählt.



## 2.1 Förderprogramm Randbedingungen

Wie bereits beschrieben wird das Förderprogramm WN 4.0 vom BAFA in das neue Förderprogramm BEW vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) überführt. Die Bundesförderung reizt die Umstellung bestehender, vorwiegend fossil gespeister Wärme- und Kältenetzsysteme auf erneuerbare Energien und Abwärme ebenso an, wie den Neubau von Wärme- und Kältenetze mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und Abwärme. Bei der geplanten Energiezentrale des KEBAP handelt es sich um den Neubau eines Wärmenetzes. Mit den Investitions- und Betriebsanreizen treibt die Bundesförderung die Energiewende voran und leistet einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der Treibgasneutralität bei der Energie- und Wärmeversorgung bis 2045. In diesem Kapitel werden zusammengefasste Anforderungen an das Wärmeerzeugerkonzept aufgeführt, die für die Erstellung des Optimierungsmodells relevant sind. Es wird auch die Höhe und Art der Fördermittel erläutert.

Zu dem aktuellen Zeitpunkt gelten folgende Fördervoraussetzungen und -randbedingungen:

- Das Wärmeversorgungskonzept muss innovativ sein. Das bedeutet, dass eine solarthermische Anlage oder eine Wärmepumpen-Anlage enthalten sein muss.
- Der Anteil von erneuerbaren Energien und Abwärme an der gesamten Wärmemenge muss mindestens 75 % betragen. Der maximal zulässige Anteil von Biomasse an der insgesamt erzeugten Wärmemenge ist bei einer Netzlänge von 20 bis 50 km auf 25 % begrenzt. Bei einer Netzlänge größer als 50 km beträgt der maximal zulässige Biomasse-Anteil 15 %.[15]
- Der fossile Anteil an der Wärmeversorgung aus gas- oder ölbefeuerten Anlagen, die keine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sind, darf nicht mehr als 10 % der gesamtproduzierten Wärmemenge betragen.
- Die eingespeiste Wärmemenge muss mindestens 3 GWh pro Jahr betragen oder es müssen mindestens 100 Abnahmestellen angeschlossen werden.
- Die Vorlauftemperatur darf 95°C nicht überschreiten.
- Die wärmeproduzierenden Stromverbraucher und -erzeuger müssen über einen automatisierten strommarkt- oder netzdienlichen Betrieb verfügen.
- Die Förderung der förderfähigen Investitionskosten für das geplante Wärmenetzsystem beträgt maximal 40 %.
- In Abhängigkeit der Jahresarbeitszahlen werden bis zu 90 % der Kosten für den Stromverbrauch der elektrisch betriebenen Wärmepumpen durch die Förderung gedeckt [15].
- Es besteht ein Kummulierungsverbot mit weiteren Förderungen.

Zu den förderfähigen Wärmenetzkomponenten zählen folgende Anlagen und Einrichtungen [15]:

- Solarthermische Anlagen und photovoltaisch-thermische Kollektoren

- Wärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme
- Anlagen zum Einsatz gasförmiger Biomasse. Die eingesetzte Biomasse sowie Biomasse-Anlagen müssen die Anforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllen. Es muss auch nachgewiesen werden, dass die Biomasse langfristig zur Verfügung gestellt werden kann.
- Direktelektrische Wärmeerzeuger, sofern diese stromnetzdienlich betrieben werden.
- Wärmespeichertechnologien
- Rohrleitungen, Armaturen, Druckhaltungssysteme
- Wärmeüberträger
- Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
- Hocheffiziente Pumpen
- Hoch innovative Bestandteile des Wärmekonzeptes

Die Anlagen zur Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern, z.B. erdgasbefeuerte Spitzenlastkessel, sind nicht förderfähig. Nicht förderfähig sind auch Anlagen, die bereits nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) oder dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, wie z.B. KWK-Anlagen oder Photovoltaik [3, 15].

Zu den hoch innovativen Technologien zählen verschiedene Sektorkopplungsoptionen, die über eine strommarktoptimierte oder -netzdienliche Fahrweise verfügen und verschiedene Wärmespeichertechnologien, die zur Flexibilisierung des Wärmenetzes beitragen. Darüber hinaus werden Digitalisierung und institutionelle Neuerungen, wie z.B. betriebswirtschaftliche Prozessoptimierung oder neuartige Vermarktungsmodelle, auch als Innovationsindizien anerkannt [3].

Die Stromverbrauchskosten der Wärmepumpen können bis zu 90 % durch die Betriebsförderung gedeckt werden. Beim Bezug vom Strommix wird die Maximalsumme der Betriebsförderung durch das Multiplizieren der mit der Wärmepumpe erzeugten Wärmemenge mit dem in der Formel 2.1 ermittelten Wert berechnet, der  $7 \frac{C_t}{kWh_{th}}$  nicht überschreiten darf.  $JAZ$  steht für die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe.

$$X \frac{C_t}{kWh_{th}} - \left( \frac{Y}{2,5} - \frac{Y}{JAZ} \right) \cdot 0,75 \frac{C_t}{kWh_{th}} \quad (2.1)$$

$X$  und  $Y$  hängen von der Größe der EEG-Umlage ab. Bei der aktuell erhobenen EEG-Umlage sind  $X = 7$  und  $Y = 17$ . Die Energiezentrale des KEBAP wird voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb genommen. Fällt in dieser Zeit die EEG-Umlage generell aus oder wird der Stromverbrauch der Wärmepumpen von EEG-Umlage befreit, reduzieren sich die Faktoren der Betriebsförderung auf  $X = 6,5$  und  $Y = 15,8$ . [15] Beinhaltet der Strompreis die EEG-Umlage, sind die Stromverbrauchskosten der Wärmepumpen förderfähig, deren  $JAZ \geq 2,5$ . Gibt es im Jahr 2025 keine EEG-Umlage, beträgt die minimal zulässige  $JAZ$  2,3.

## 2.2 Potenzialanalyse Ergebnisse

In der Potenzialanalyse werden verfügbare Wärmequellen in der Bunkernähe ermittelt. Die Potenzialanalyse liefert auch Information zu energetischen, räumlichen und genehmigungstechnischen Beschränkungen bei der Nutzung der jeweiligen Umweltwärmequelle. Das Schaffen eines erneuerbaren Wärmeversorgungssystems im Stadtzentrum macht das KEBAP zu einem Pionierprojekt, bringt jedoch auch zwei erhebliche Herausforderungen. Zum einen ist das Angebot der erneuerbaren Wärmequellen im urbanen Raum sehr beschränkt. Zum anderen stößt der Genehmigungsprozess für die Nutzung der Umweltwärmequellen weiterhin häufig auf regulatorische und administrative Hürden. Trotz der ambitionierten Klimaschutzpolitik ist die Nutzung von Umweltwärmequellen gesetzlich kaum geregelt. Zurzeit müssen häufig politische Akteure, wie die Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA), ins Gespräch mit lokalen Behörden einbezogen werden, um beispielsweise eine Genehmigung für die energetische Nutzung der öffentlichen Flächen zu erhalten. Im Folgenden werden die verfügbaren Wärmequellen und entsprechende Rahmenbedingungen erläutert.

In einem Park neben dem Bunker könnte eine geothermische Wärmeengewinnung realisiert werden. Die für die geothermische Nutzung geeignete Fläche beträgt  $7.000 \text{ m}^2$ . Es wurden Potenziale für die geothermische Nutzung in Form von Erdsonden abgeschätzt. Die Effizienz der Erdsonden ist von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrundmaterials abhängig. Aus einem Kurzgutachten des Geologischen Landesamts ergibt sich für eine  $100 \text{ m}$  lange Erdsonde eine spezifische Wärmeentzugsleistung von  $37,5 \text{ W/m}$ . Das Erdreich kühlt sich durch die geothermische Nutzung ab. Um die Wärmeentzugsleistung aufrechtzuerhalten, muss die jährliche Betriebszeit gemäß VDI 4640 auf  $2400 \text{ h}$  begrenzt werden. Für die Vermeidung der spürbaren thermischen Beeinflussung muss der Mindestabstand zwischen Erdsonden  $6 \text{ m}$  betragen[37]. Eine weitere verfügbare Wärmequelle ist das Grundwasser. Das Grundwasser im Stadtteil Altona weist einen hohen Eisengehalt von ca.  $2 \text{ mg/l}$  auf, der 10-fach höher als der üblicherweise als unproblematisch angesehene Wert ist. Aufgrund der starken Versalzung ist das Grundwasser zur Trinkwasserversorgung ungeeignet und kann daher für die energetische Nutzung in Betracht gezogen werden. Der hohe Eisengehalt kann jedoch die Lebensdauer der Brunnen stark verkürzen. Deswegen muss ein Aufbereitungssystem für die Enteisung des Grundwassers in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einbezogen werden. Die Fördermenge wird aufgrund der Absenkung des Grundwasserspiegels auf  $100 \text{ m}^3/\text{h}$  begrenzt. Das Grundwasser darf um maximal  $4 \text{ K}$  abgekühlt werden. Um eine Genehmigung für die energetische Nutzung des Grundwassers zu bekommen, dürfen diese Werte nicht überschritten werden.[28] Eine empfohlene Bohrtiefe am Bunkerstandort beträgt ca.  $175 \text{ m}$  [52]. Für einen sicheren Betrieb müssen zwei Entnahmebrunnen und zwei Schluckbrunnen gebohrt werden. Sowohl auf dem Bunkerdach als auch auf den Dächern mancher Abnehmer lassen sich solarthermische Anlagen errichten. Für die solarthermische Wärmeengewinnung ist die Verwendung von Flachkollektoren vorgesehen. Die für diese Anwendung geeignete Kollektorfläche ist mit  $1.100 \text{ m}^2$  abgeschätzt. Südlich vom Bunker verläuft eine Fernwärmetrasse von Wärme Hamburg. Dies erlaubt einen kostengünstigen Anschluss an das Netz für die Nutzung der Fernwärme. Es kann sowohl der Vorlauf als auch der Rücklauf der Fernwärme bezogen werden. Der maximale Förderstrom des Rücklaufs unterliegt einer Beschränkung von  $65 \text{ m}^3/\text{h}$ . Da die Energiezentrale in einem bestehenden Gebäude bzw. Bunker errichtet wird, sind die Dimensionen

weiterer Wärmeerzeuger durch die räumliche Beschränkung im Bunkerinneren bedingt. Das Platzangebot des Bunkers ermöglicht die Aufstellung eines Pufferspeichers mit einer maximalen Höhe von 15 m und einem maximalen Außendurchmesser von 4,5 m. Das entspricht einem Speichervolumen von ca. 188 m<sup>3</sup>. Für die Nutzung der Umgebungsluft als Wärmequelle sind neben der Wärmepumpe Rückkühlwerke erforderlich. Aufgrund der Platzbeschränkungen des Bunkers und aus Gründen des Schallschutzes können nur bis zu maximal fünf Rückkühlwerke auf dem Bunkerdach und an der Bunkerrand installiert werden. Bei der Erstellung des Wärmeerzeugerkonzepts in dieser Arbeit werden auch biomasse- und erdgasbefeuerte Anlagen sowie elektrische Wärmeerzeuger berücksichtigt. Ihre Potenziale unterliegen jedoch im Rahmen des Modells keinen räumlichen und genehmigungstechnischen Beschränkungen. Die Lieferanten der biogenen Brennstoffe in Form von Holzpellets und Pflanzenöl können eine langfristige Belieferung der Energiezentrale des KEBAP zusichern. Der Anschluss der Energiezentrale an das Gas- und Stromnetz wurde mit den entsprechenden Netzbetreibern erörtert und sollte problemlos möglich sein.

In der Potenzialanalyse wurden ebenfalls mögliche Abnehmerstrukturen und dazugehörige Trassenführungen des geplanten Nahwärmenetzes untersucht. Es wurden Gespräche mit potenziellen Wärmeabnehmern durchgeführt. Basierend darauf wurden eine minimale Vorlauftemperatur von 70°C und eine maximale Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes von 50°C festgelegt. Der jährliche Wärmebedarf wurde mit 10 GWh abgeschätzt.

In der Tabelle 2.1 sind alle verfügbare Wärmequellen, und deren Anwendungen sowie ihre Beschränkungen und Anforderungen zusammengefasst.

Tabelle 2.1: Potenziale der verfügbaren Wärmequellen

Wärmequelle	Anwendung	Potenzialbeschränkungen
Geothermie	Sole-Wasser-Wärmepumpe, Erdsonden	Max. Fläche 7000 m <sup>2</sup> , Min. Abstand zw. Sonden 6 m
Grundwasser	Wasser-Wasser-Wärmepumpe, Entnahme- und Schluckbrunnen	Max. Förderstrom 100 m <sup>3</sup> /h, Max. Temperaturhub 4 K
Umgebungsluft	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Rückkühlwerke	Max. Anzahl Rückkühlwerke 5
Sonnenstrahlung	Flachkollektoren	Max. Fläche 1100 m <sup>2</sup>
Fernwärme Vorlauf	Wärmeübertrager	-
Fernwärme Rücklauf	Wärmeübertrager	Max. Förderstrom 65 m <sup>3</sup> /h, Max. Vorlauftemperatur 50°C
Biomasse (Holzpellets)	Holzvergaser, Holzgas-BHKW	-
Biomasse (Pflanzenöl)	Heizkessel	-
Erdgas oder Biomethan	Erdgas-BHKW, Heizkessel	-
Strom	PtH-Modul, Hochtemperaturspeicher	-
-	Wärmespeicher	Max. Speichervolumen 188 m <sup>3</sup>

Die Wärmegewinnung durch die erneuerbaren Wärmequellen ist von Wetterbedingungen, wie der Tem-

peratur der Umweltquelle und der Sonnenstrahlung, abhängig. Die Funktionsweise einzelner Wärmeerzeuger wird in Kapitel 4.1 beschrieben. Die Wärmegewinnung mit elektrischen Wärmeerzeugern hängt von der Stromsituation ab. Laut der Anforderungen des Förderprogramms müssen die elektrischen Wärmeerzeuger über einen strommarktdienlichen oder stromnetzdienlichen Betrieb verfügen. In Kapitel 2.3 werden beide Betriebsweisen untersucht, um einen für das geplante Wärmeerzeugerkonzept geeigneten Betrieb festzulegen.

### 2.3 Strommarktdienlichkeit und -netzdienlichkeit

Die Begriffe Strommarktdienlichkeit und -netzdienlichkeit sind im Zuge vom steigenden Anteil der erneuerbaren Energien im Stromnetz entstanden und beziehen sich auf flexible Stromerzeuger und -verbraucher. Erneuerbare Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist wetterabhängig und daher sehr volatil. Dies führt dazu, dass die Stromerzeugung und der Verbrauch nicht zu jedem Zeitpunkt zusammenpassen, da beispielsweise bei Sonnenschein oder starkem Wind zeitweise mehr Strom produziert wird als verbraucht werden kann und umgekehrt. Das wirkt destabilisierend auf das Stromnetz. Um das Stromnetz zu stabilisieren und eine optimale Integration der erneuerbaren Energien zu gewährleisten, sind mehrere flexible Stromerzeuger und -verbraucher im Netz nötig, die nach Bedarf hoch- oder runtergeregelt werden können. Elektrische Wärmeerzeuger in Form von Power-to-Heat oder KWK-Anlagen lassen sich flexibel steuern und können die Schwankungen im Stromnetz auffangen. Um ein vollständiges Bild von Strommarktdienlichkeit und -netzdienlichkeit zu bekommen sowie Unterschied zwischen ihnen zu verstehen, wird zunächst innerhalb des Kapitels auf die Struktur der heutigen Strommarktmodells eingegangen. Das Strommarktmodell ist in der Abbildung 2.1 dargestellt. Im Folgenden wird es detaillierter auf die grünmarkierten Begriffe eingegangen.

Die Hauptstruktureinheiten des heutigen Strommarkts sind der Energy-Only-Markt und Systemdienstleistungen.

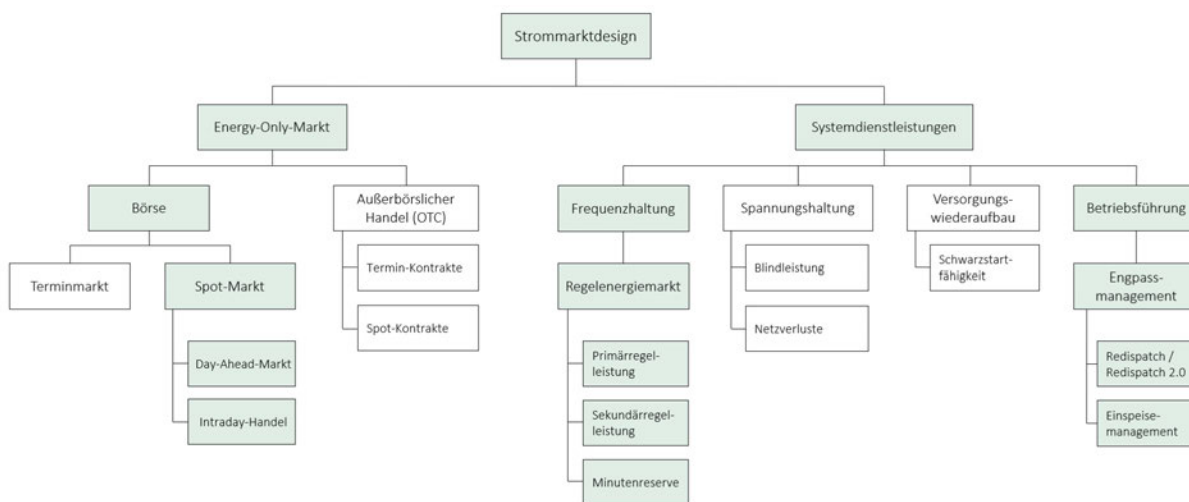


Abbildung 2.1: Strommarktmodell in Anlehnung an [25]

leistungen. Beim Energy-Only-Markt wird nur tatsächlich erzeugte Energie vergütet, während bei einem

Kapazitätsmarkt, wie z.B. dem Regelenergiemarkt, die Bereitschaft den Strom zu erzeugen bezahlt wird. Der Energy-Only-Markt überträgt das marktwirtschaftliche Prinzip von Angebot und Nachfrage auf den Strommarkt. Angebot und Nachfrage regeln den Preis an der Strombörse und damit einen wirtschaftlich optimalen Einsatz der Stromerzeuger. Die Einsatzreihenfolge der Stromerzeuger richtet sich nach den niedrigsten Grenzkosten. Die Grenzkosten sind die Kosten, die für die letzte produzierte Megawattstunde anfallen. Der Hintergrund dieses Modells ist, dass der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage immer die Kosten für die nächste produzierte Megawattstunde sichern will. Dafür müssen die variablen Kosten unter dem erzielbaren Stromerlös liegen. So können Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten entsprechend niedrigere Strompreise anbieten und werden damit häufiger vergütet als Kraftwerke mit höheren Grenzkosten. Da die Grenzkosten der erneuerbaren Energieanlagen bei null liegen, verdrängen sie die fossil befeuerten Kraftwerke in der Einsatzreihenfolge. Dieses Phänomen wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet. Wenn die erneuerbaren Kraftwerke nicht genug Strom für die Deckung des Strombedarfs bereitstellen können, kommen die konventionellen Kraftwerke zum Einsatz.[53] In dieser Arbeit werden der Day-Ahead-Markt und Intraday-Handel von EPEX-Spot detailliert betrachtet, die sich hinsichtlich der Handelfristen unterscheiden. Der EPEX-Spot unterteilt sich nach den Marktregionen Deutschland, Frankreich, Österreich und Schweiz. Die Gebote des Day-Ahead-Auktionsmarkts für den kommenden Tag müssen bis 12 Uhr mittags abgegeben werden. Ab 15 Uhr kann bereits der Intraday-Handel beginnen. Beim Intraday-Markt handelt es sich um einen kurzfristigen Stromgroßhandel, bei dem der am gleichen Tag gelieferte Strom gekauft oder verkauft werden kann. Die Anlagen, die sich an das Strommarktsignal anpassen, indem sie den Strom zu den nachfragehohen Zeiten erzeugen oder beim Stromüberschuss den Strom verbrauchen, tragen zur Strommarktdienlichkeit und somit zur besseren Integration der erneuerbaren Energien bei. Zur Sicherstellung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit wird der Energy-Only-Markt durch die Systemdienstleistungen ergänzt.

Laut §13 und §14 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Wahrung der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit der Endkunden verpflichtet [55]. Auf allen Netzebenen werden die Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Systembetriebsführung zentral durch oder direkt vom Netzbetreiber erbracht. Für einen stabilen Netzbetrieb muss die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz konstant bei 50 Hz gehalten werden. Dafür müssen Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt zusammenpassen. Die Stromproduzenten und Stromversorger sind verpflichtet, dem Übertragungsnetzbetreiber möglichst genaue Prognose für die Stromeinspeisung und -entnahme mitzuteilen. So kann der Übertragungsnetzbetreiber die Stromflüsse im Bundesnetz optimal planen. Weicht die prognostizierte Produktion oder der Verbrauch von der Realität ab, muss der Übertragungsnetzbetreiber unmittelbar Maßnahmen ergreifen. In diesem Fall greift die Regelenergie ein, die sowohl positiv als auch negativ sein kann. Positive Regelenergie bzw. mehr Stromeinspeisung wird zum Ausgleich einer niedrigen Netzfrequenz eingesetzt. Negative Regelenergie bzw. mehr Strombezug oder Drosselung der Einspeisung wird bei einer Netzfrequenz höher als 50 Hz eingesetzt. Die Regelenergie unterscheidet sich nach Primärregelleistung, die die Schwankungen im Netz innerhalb von Sekunden ausgleicht, Sekundärregelleistung, die innerhalb von fünf Minuten eingreift, und Minutenreserve, die zum Ausgleich der Netzfrequenz innerhalb von Viertelstunden dient. Um eine ständige Versorgungssicherheit zu gewährleisten und einen totalen Blackout

zu vermeiden, muss Regelkapazität immer vorhanden sein. Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben die benötigte Regelleistung am Regelenenergiemarkt aus. Seit November 2020 gibt es neben dem Regelleistungsmarkt auch den Regelarbeitsmarkt. Am Regelleistungsmarkt werden Akteure mit dem Leistungspreis für die Bereitschaft jederzeit im Notfall einzuspringen vergütet. Am Regelarbeitsmarkt werden Teilnehmer nur mit dem Arbeitspreis für die tatsächlich erbrachte Regelenergie entlohnt. Die Kosten für die Vorhaltung der Regelenergie (bzw. der Leistungspreis) werden über die Netznutzungsentgelte finanziert. Die Kosten für die tatsächlich abgerufene Regelenergie (bzw. den Arbeitspreis) tragen die für das Ungleichgewicht verantwortlichen Stromakteure, deren nicht eingehaltene Prognosen zur Aktivierung der Regelenergie geführt haben.[19] Die Aktivierung der Regelenergie kann vermieden werden, wenn der für das Ungleichgewicht Verantwortliche entweder mittels flexibel steuerbarer Stromanlagen oder durch den Verkauf oder Einkauf des Stroms am Intraday-Handel vom Stromhändler der gleichen Regelzone die Schwankungen selbst auflöst.

Alle Strommarkt- und Regelenenergiemarktakteure erstellen einen möglichst lukrativen Fahrplan für den Einsatz eigener Anlagen. Der vermarktete Strom kann aber nicht immer ohne Einschränkungen transportiert werden. Das liegt daran, dass der Strommarkt und das Netz an manchen Stellen nicht zueinander passen. Ist der Querschnitt des Leitungskabels in einem Bereich zu klein, um große Strommenge zu transportieren, kommt es zu einer Überlastung und einem Engpass des Stromnetzes in diesem Bereich. In diesem Fall muss der Netzbetreiber sofort Maßnahmen ergreifen, sonst wird die Versorgungssicherheit der Kunden nach dem Engpass gefährdet. Zurzeit haben die Netzbetreiber im Fall eines Engpasses das Recht die Marktaktivitäten auszusetzen und nach der Behebung des Engpasses wieder aufzunehmen. Zu den Maßnahmen der Behebung der Engpässe zählen der Redispatch und das Einspeisemanagement. Das Ziel vom Redispatch ist bei gleichbleibender Menge der Stromeinspeisung ihre örtliche Verteilung zu ändern. Für die Durchführung des Redispatches werden zwei konventionelle Kraftwerke gleicher Leistungsgröße eingesetzt. Ein Kraftwerk, das sich vor dem erwartenden Engpass befindet, wird angewiesen die Stromproduktion zu drosseln. Das zweite Kraftwerk, das sich hinter dem erwartenden Netzengpass befindet, wird angewiesen mehr Strom zu produzieren. Die Anlagen, die zum Redispatch hinter dem Engpass angewiesen werden, bekommen eine Erstattung von Brennstoff- und Anfahrtskosten. Der Netzbetreiber sorgt für die Glattstellung des Bilanzkreises, in dem sich die von der Redispatch-Maßnahme betroffene Erzeugungsanlage befindet. Die Kosten für den Redispatch werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Das Einspeisemanagement (Eisman) stellt auch eine Maßnahme zur Vermeidung von Engpässen dar, bei der eine Abregelung der erneuerbaren Energieanlagen und KWK-Anlagen erfolgt. Das Eisman findet erst dann statt, wenn alle konventionellen Redispatch-Möglichkeiten erschöpft sind. Die Betreiber der erneuerbaren Energieanlagen erhalten dann von Netzbetreiber eine Entschädigung für die Energie, die bei einem normalen Netzbetrieb produziert worden könnte. Die Kosten werden ebenfalls auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.

Aufgrund der physikalischen Beschränkungen des Stromnetzes kann der diskriminierungsfreie Handel mit hohem Wettbewerb auf dem Strommarkt gefährdet werden. Damit Anlagen zu jedem Zeitpunkt beliebig nach Marktpreissignal oder zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen betrieben werden können, muss das Stromnetz weiter ausgebaut werden. Bisher wird die Engpassproblematik durch direkte Eingriffe seitens der Netzbetreiber behoben. Sowohl Netzausbau als auch Redispatch und Eisman stellen

keine optimalen und darüber hinaus sehr teure Lösungen dar. Viel effizienter kann die Engpassproblematik durch den Einsatz von netzdienlichen flexiblen Anlagen gelöst werden. Netzdienlich sind einzelne oder mehrere elektrische Anlagen (Erzeuger, Verbraucher oder Speicher), welche zur Verringerung der Netzkosten beitragen. Dazu zählen sowohl die Reduktion von Netzengpässen und Netzausbaubedarf als auch eine optimierte Netzbetriebsführung. Das Verhalten einer netzdienlichen Anlage ist durch die Netz-situation bedingt.[46]

Es lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass die strommarktdienlichen Anlagen nicht immer strom-netzdienlich sind und umgekehrt. Während die strommarktdienlichen Anlagen mittels marktlichen Me-  
chanismen zur rein bilanziellen Netzstabilität beitragen, nehmen die stromnetzdienlichen Anlagen Rück-sicht auf physikalische Eigenschaften des Stromnetzes und sorgen für die physikalische Netzstabilität. Wird die Diskrepanz des Stromnetzes und Strommarkts behoben, könnten die netzdienlichen Anlagen auch marktdienlich agieren und umgekehrt. Durch eine optimale räumliche Verteilung dezentraler fle-xibler Anlagen können der Strommarkt und das physische Netz aufeinander besser abgestimmt und die Engpassproblematik gelöst werden. Idealerweise muss die Flexibilität räumlich dort ankommen, wo sie gebraucht wird. Die ersten Schritte in dieser Richtung einer optimalen räumlichen Verteilung der Flexi-bilitäten macht die neue Redispatch 2.0 Maßnahme, die im Oktober 2021 in Kraft tritt. Früher konnte der Redispatch nur für die Erzeugungsanlagen mit einer Leistung gleich oder größer als 10 MW durchge-führt werden. Beim Redispatch 2.0 können alle Anlagen ab einer Leistung von 100 kW zum Redispatch angewiesen werden. In die Pflicht werden auch erneuerbare Energieanlagen sowie KWKG-Anlagen mit einer Größe über 100 kW genommen. Die EEG- und KWKG-Anlagen werden jedoch zuletzt hinzuge-zogen oder nur, wenn der Redispatch um Faktor 10 bzw. Faktor 5 bei KWK-Anlagen günstiger ist. Das Ziel des Redispatches 2.0 ist eine diskriminierungsfreie präventive Beseitigung von Netzengpässen und Reduzierung der Kosten für den Redispatch sowie das Eisman. Zurzeit existieren leider keine Markt-anreize zur Förderung der netzdienlichen Anlagen. Die Redispatch-Maßnahme sieht nur eine regulatorische Entschädigung vor, während ein wettbewerblicher Ansatz kosteneffizienter sein könnte. Damit sich der Einsatz der Flexibilität in bestimmten Bereichen mehr lohnt, müssen rechtliche sowie marktliche Hür-den abgebaut werden. Konkretes Handlungspotenzial liefern aktuell zwei Optionen. Es müssen entweder Anreize zur Erschließung von neuen Flexibilitäten geschaffen oder Netzentgelte für die netzdienlichen Flexibilitäten reduziert werden. Die letzte Option bietet Potenzial, da je mehr es netzdienliche flexible Anlagen im Stromnetz gibt, desto weniger werden Regelleistung und Redispatch sowie Eisman benötigt und desto geringer werden die Netznutzungsentgelte.[22] Auch auf der Niederspannungsebene im Rah-men der Wärme- und Verkehrswende ist eine Steigerung der Anzahl der Wärmepumpen und Elektroautos zu erwarten, die zu einer Destabilisierung des Netzes führen können. Diese Verbrauchseinrichtungen las-sen sich aber auch flexibel steuern und können zur Netzdienlichkeit sowie zur Sektorkopplung beitragen. Technische und ökonomische Randbedingungen für den Einsatz dieser flexiblen Verbrauchseinrichtun-gen im Niederspannungsnetz müssen in der geplanten überarbeiteten Novellierung des §14a EnWG und im Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) definiert werden. Laut der Novellierung des EEG 2021 werden EEG-Anlagen mit einer Leistung über 25 kW mittels eines intelligenten Messsys-tems gesteuert. Die Verteilernetzbetreiber sind für den Aufbau einer Infrastruktur für die Umsetzung des Steuerungskonzepts der Flexibilitäten zuständig.[56]



In der geplanten KEBAP-Energiezentrale sind einige EEG-Anlagen vorgesehen, die auch zur Sektorkopplung beitragen könnten. Sektorkopplung stellt dabei einen Win-Win-Ansatz dar, bei dem sowohl der Strom- als auch der Wärmesektor profitieren können. Die Planung solcher Anlagen kann jedoch sehr aufwändig sein, da die Versorgungssicherheit sowohl auf der Wärme- als auch auf der Stromseite gewährleistet werden muss. Normalerweise werden in solchen Konzepten weitere flexible Einheiten in Form der großen Wärmespeicher eingesetzt. Die Stadt Hamburg besitzt eine hohe Lastdichte, deswegen ist die Integration zusätzlicher Stromerzeuger besonders von Vorteil. Jedoch muss der Anschluss der Verbrauchseinrichtungen, wie Wärmepumpen, an das Niederspannungsnetz aus Sicht des lokalen Verteilernetzbetreibers Stromnetz HH unproblematisch sein. Der Anschluss eines größeren Verbrauchers, wie z.B. eines Hochtemperaturspeichers, kann aufgrund der ungünstigen Position des Bunkers gegenüber den Anschlussknoten des Mittelspannungsnetzes sehr aufwändig sein. Außerdem ist der Einsatz von Großverbrauchern nicht sinnvoll, da es in der Nähe des Bunkers und allgemein in der Stadt keine gegenpolare erneuerbare Erzeugungsanlage gibt. Das führt wieder zur Schlussfolgerung, dass die örtliche Positionierung der netzdienlichen Flexibilitäten eine sehr große Rolle spielt. Es kann geschlossen werden, dass der Einsatz einer netzdienlichen wärmeproduzierenden Stromverbrauchsanlage im lokalen Netz nicht sinnvoll ist. Der Einsatz einer netzdienlichen wärmeproduzierenden Stromerzeugungsanlage kann dagegen zur Stabilität des lokalen Netzes dienen.[18] Es kann aber sein, dass das städtische Stromnetz sich so entwickelt, dass sich doch der Bedarf nach Großverbrauchern im Stadttinneren ergibt. Deswegen wird in dieser Arbeit trotzdem der Einsatz des Hochtemperaturspeichers untersucht. In der näheren Zukunft müssen die Netzbetreiber eine Infrastruktur für die netzdienliche Steuerung schaffen. Zurzeit existieren noch keine historischen Daten oder andere Datengrundlagen für die Simulation eines netzdienlichen Betriebs. Deswegen ist die Erstellung einer netzdienlichen Fahrweise der elektrischen Wärmeerzeuger im Optimierungsmodell nicht möglich und wird in dieser Arbeit nicht weiterverfolgt.

Für das Abbilden des strommarktdienlichen Betriebs im Optimierungsmodell gibt es drei Optionen. Diese umfassen die Teilnahme der Anlage am Day-Ahead-Markt, den Intraday-Handel oder den Regelenergiemarkt. Die voraussichtliche Inbetriebnahme des Bunkers findet im Jahr 2025 statt. Der Intraday-Handel und Regelenergiemarkt sind für die Zukunft schwer prognostizierbar, weil sie von zufälligen Ereignissen, wie einem technischen Ausfall von Kraftwerken, beeinflusst werden können. Der Day-Ahead-Markt kann dagegen gut prognostiziert werden. Im Rahmen des Pilotprojekts ENKO und eines Feldtestes in Haurup erwies sich die Ausschreibung über den Day-Ahead-Markt als eine gute Voraussetzung für den weiteren netzdienlichen Betrieb der Haurup Elektrolyseuranlage[50]. Deswegen wird in dieser Arbeit eine strommarktdienliche Betriebsweise der elektrischen Wärmeerzeuger nach dem Stromsignal des Day-Ahead-Markts weiterverfolgt. Es wird ein strommarktdienlicher Fahrplan erstellt, indem die Anlagen nach Strompreissignal des Day-Ahead-Markts betrieben werden. Parallel werden die strommarktdienlichen Fahrpläne an die stündlichen Wärmeversorgungsdaten im Rahmen einer lokalen Sektorkopplungsoptimierung angepasst. Als Eingangsdaten werden die im Rahmen des Forschungsprojekts Norddeutsche Energiewende 4.0 (NEW 4.0) für das Jahr 2025 prognostizierten Strompreise des Day-Ahead-Markts verwendet. In der Prognose wurden für die Höhe und Verortung der Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsleistungen für Deutschland die Werte aus dem Netzentwicklungsplan 2019 B hinterlegt. Den wetterabhängigen Stromerzeugern und -verbrauchern wurden in der Prognose die Wetterbedingungen

des Jahres 2012 zugrunde gelegt. Der Einsatz der übrigen Erzeuger sowie der flexiblen Verbraucher erfolgte über eine spot-marktgetriebene Kraftwerkeinsatzplanung. Es wurden zwei Entwicklungsszenarien des Strommarkts Basis- und Flexszenario prognostiziert, die sich hinsichtlich der Rahmenbedingungen zur Bereitstellung von Flexibilität im Strommarkt unterscheiden. Der Szenariorahmen ist grundsätzlich in beiden Szenarien identisch (Kraftwerksleistung, EE-Ausbau, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise). Wesentliches Merkmal des Flexszenarios ist die Erhöhung des Anreizes zum Einsatz von Sektorkopplungsoptionen durch Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere der für den Strombezug zu zahlenden Umlagen und Entgelte. Im Basisszenario wurden für hybride Stromverbraucher die heutigen gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Ermittlung der grenzkostenbasierten Kostenbestandteile (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte, sonstige Umlagen/Entgelte) angenommen.[30] In dieser Arbeit werden die prognostizierten Strompreise des Basisszenarios für das Optimierungsmodell genutzt. Es werden strommarktdienliche Betriebsweisen von iKWK-Anlagen und Hochtemperaturspeicher-Technologien untersucht. Auf die Untersuchung des strommarktdienlichen Einsatzes von weiteren potenziellen Erzeugern, wie Wärmepumpen oder Holzgas-BHKW, wird in dieser Arbeit verzichtet, da die Wärmepumpen eine BEW-Betriebsförderung erhalten und die Holzvergaser-Technologien aufgrund der Trägheit des Systems keine geeigneten Möglichkeiten zur flexiblen Steuerung bietet.



## 3 Angewendete Methoden

In diesem Kapitel werden Methoden beschrieben, die im Optimierungsmodell angewendet werden. Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtkosten unter Berücksichtigung der im Kapitel 2 vorgegebenen Randbedingungen. Die Gesamtwärmekosten der Energieversorgung bestehen aus der Summe von Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten. Die Investitionskosten stellen einmalige Zahlungen dar, während die Betriebs- und Verbrauchskosten wiederkehrende Ausgaben sind. Um die einmaligen und wiederkehrenden Ausgaben zusammenfassen zu können, wird eine Annuitätenmethode angewendet, die in Kapitel 3.1 detailliert beschrieben ist.

Von Bagherian et al. wurde ein Benchmark für unterschiedliche Möglichkeiten zur Lösung von Optimierungsproblemen mit Nebenbedingungen in Wärmesystemen dargestellt. In vielen Studien für die Lösung von ökonomischen Optimierungsproblemen und die Entwicklung der wirtschaftlich optimalen Fahrweisen der Wärmeerzeuger hat die gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung genauere Ergebnisse geliefert als die rein heuristischen Methoden, wie Partikelschwarmoptimierung oder evolutionären Algorithmen. Aber im Vergleich zu den heuristischen Methoden erfordert die gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung für die Lösung der komplexen Optimierungsprobleme sehr hohen Rechenaufwand. Während die heuristischen Methoden mit einem geringeren Rechenaufwand und kurzer Laufzeit zulässige Lösungen liefern können, die nicht unbedingt optimal aber ausreichend für ein bestimmtes Optimierungsproblem sind. Somit werden die Heuristiken am meisten dann eingesetzt, wenn eine exakte Berechnung der optimalen Lösung unmöglich oder zwecklos aufwendig ist. Die Struktur der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung basiert auf linearen Funktionen. Sind im Model auch nicht-lineare Funktionen vorhanden, kann eine Nicht-lineare Optimierung durchgeführt werden.[5] Die Nicht-lineare Optimierung ist aber im Vergleich zur linearen Optimierung viel aufwändiger zu entwickeln und kann laut der Erfahrungen anderer Entwickler mit sich viele Schwierigkeiten bringen und somit unzuverlässige Ergebnisse liefern. Deswegen wird in dieser Arbeit für die Lösung des Optimierungsproblems die gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung verwendet. Aber das Optimierungsproblem dieser Arbeit ist komplexer als nur die wirtschaftliche Optimierung der Fahrplanweisen der Wärmeerzeuger, da neben den optimalen Fahrplänen auch eine optimale Kombination und die Nennleistungen der Wärmeerzeuger ermittelt werden müssen. Da die Zusammensetzung der Energiezentrale und die installierten Leistungen nicht bekannt sind, werden die in der Optimierungssoftware eingebauten Heuristiken für die Bestimmung der Initialwerte für die Optimierungssimulationen genutzt.[17]

Das Funktionsprinzip der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung ist in Kapitel 3.2 detailliert beschrieben. Die in der Optimierung vorhandenen nicht-linearen Funktionen werden mithilfe von Ansätzen, die in Kapitel 3.3 und 3.4 aufgeführt sind, linearisiert. Abschließend werden in Kapitel 3.5 die verwendeten Modellierungstools erläutert.

### 3.1 Annuitätenmethode

Die Annuität der Gesamtkosten für die Energiezentrale wird nach der VDI Richtlinie 2067 für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen berechnet [24]. Das Annuitätsverfahren fasst mittels des Annuitätenfaktors und dem Betrachtungszeitraum einmalige und laufende Zahlungen zusammen. Zu den einmaligen Zahlungen gehören die Investitionskosten der ausgewählten Anlagen, die auch als kapitalgebundene Kosten bezeichnet werden. Die Kosten für Instandsetzung, Inspektion und Wartung der Anlagen sowie die Kosten für den Brennstoff oder Hilfsenergie sind laufende Kosten und werden als betriebs- bzw. bedarfsgebundene Kosten bezeichnet.

Der Annuitätenfaktor wird mit Hilfe des vorgegebenen Zinsfaktors  $q$  und des festgelegten Betrachtungszeitraums  $T$  berechnet und ergibt sich aus Gleichung 3.1.

$$a = \frac{q - 1}{1 - q^{-T}} \quad (3.1)$$

Bei der Berechnung von der Annuität der kapitalgebundenen Kosten  $A_{N,K}$  werden die Lebensdauer der Anlage und der Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Übersteigt die Lebensdauer der Anlage  $T_N$  den Betrachtungszeitraum  $T$ , muss vom Investitionsbetrag  $A_0$  der Restwert  $R_W$  abgezogen werden. Ist der Betrachtungszeitraum länger als die Lebensdauer der Anlage, sind die Ersatzbeschaffungen  $n$  und ihre Investitionskosten  $A_1, A_2 \dots A_n$  zu berücksichtigen.

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_n - R_W) \cdot a \quad (3.2)$$

Die Kosten für die  $n$ -te Ersatzbeschaffung ergeben sich aus Formel 3.3.

$$A_n = A_0 \frac{r_k^{n \cdot T_N}}{q^{n \cdot T_N}} \quad (3.3)$$

Der Restwert  $R_W$  wird durch lineare Abschreibung der Investitionskosten bis zum Ende des Betrachtungszeitraums  $T_N$  und Abzinsung auf den Beginn des Betrachtungszeitraum  $q^T$  ermittelt. Bei einer Lebensdauer der Anlage, die kürzer als der Betrachtungszeitraum ist, wird nicht der Anfangsinvestitionsbetrag  $A_0$  linear abgeschrieben, sondern die Ersatzinvestition  $A_0 \cdot r_k^{n \cdot T_N}$ . Bei der Ersatzinvestition ist der kapitalgebundene Preisänderungsfaktor  $r_k$  zu berücksichtigen.

$$R_W = A_0 \cdot r_k^{n \cdot T_N} \cdot \frac{(n + 1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T} \quad (3.4)$$

Wenn sich während des Betrachtungszeitraums die laufenden Kosten ändern, müssen bei der Berechnung der Annuitäten der betriebsgebundenen und bedarfsgebundenen Kosten die preisdynamischen Barwertfaktoren mittels der vorgegebenen Preisänderungsfaktoren errechnet werden.

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r} \quad (3.5)$$

Die Annuität der betriebsgebundenen Kosten  $A_{N,B}$  setzt sich aus den Kosten für Bedienung  $A_{B1}$  und den Kosten für Instandhaltung  $A_{IN}$  im ersten Jahr zusammen. Die Preisänderung wird in Form von preisdynamischen Barwerten  $b_B$  und  $b_{IN}$  berücksichtigt. Die Änderung der Bedienungs- und Betriebskosten wird vor allem durch die Änderung des Lohnniveaus hervorgerufen.

$$A_{N,B} = A_{B1} \cdot a \cdot b_B + A_{IN} \cdot a \cdot b_{IN} \quad (3.6)$$

Die Kosten für Bedienung  $A_{B1}$  im ersten Jahr ergeben sich als ein Produkt aus dem jährlichen Bedienungsaufwand der Anlagen in Stunden  $B_h$  und den Kosten für Bedienung in Euro pro Stunde  $K_{Bedien}$ .

$$A_{B1} = B_h \cdot K_{Bedien} \quad (3.7)$$

Die Kosten für Instandhaltung  $A_{IN}$  im ersten Jahr werden durch Multiplikation des Investitionsbetrags mit den Faktoren für den Aufwand bei der Instandsetzung  $f_{Inst}$ , Wartung und Inspektion  $f_{W+Insp}$  ermittelt.

$$A_{IN} = A_0 \cdot (f_{Inst} + f_{W+Insp}) \quad (3.8)$$

Die Faktoren für den Aufwand bei der Instandsetzung, Wartung und Inspektion sowie der jährliche Bedienungsaufwand sind der VDI Richtlinie 2067 zu entnehmen.

Die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten  $A_{N,V}$  wird analog zu den Betriebskosten ermittelt. Bei Preisänderungen für Energie und Brennstoffe ergibt sich die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten aus den Verbrauchskosten  $A_{V1}$  im ersten Jahr und dem preisdynamischen Barwert  $b_V$ :

$$A_{N,V} = A_{V1} \cdot a \cdot b_V \quad (3.9)$$

Die Annuität der erzielten Erlöse  $A_{N,E}$  kann nach dem gleichen Ansatz berechnet werden, soweit die Erlöse nicht nach einzelnen Zahlungsarten differenziert werden.

Der im Optimierungsmodell angewendete Algorithmus für die Berechnung der Annuitäten ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Für die Berechnung der jährlichen Gesamtkosten in dieser Arbeit wird die folgende Gleichung verwendet:

$$A_N = A_{N,K} + A_{N,B} + A_{N,V} - A_{N,E} \quad (3.10)$$

Die Parameter für die Berechnung der Annuitäten sowie erzeuerspezifische Parameter, wie Lebensdauer der Anlagen, Faktoren des Instandsetzungs- und Wartungsaufwands sowie spezifische Investitionskosten und Kostenfunktionen für die Berechnung der Investitionsbeiträge, sind in Kapitel 4.2.2 aufgeführt.

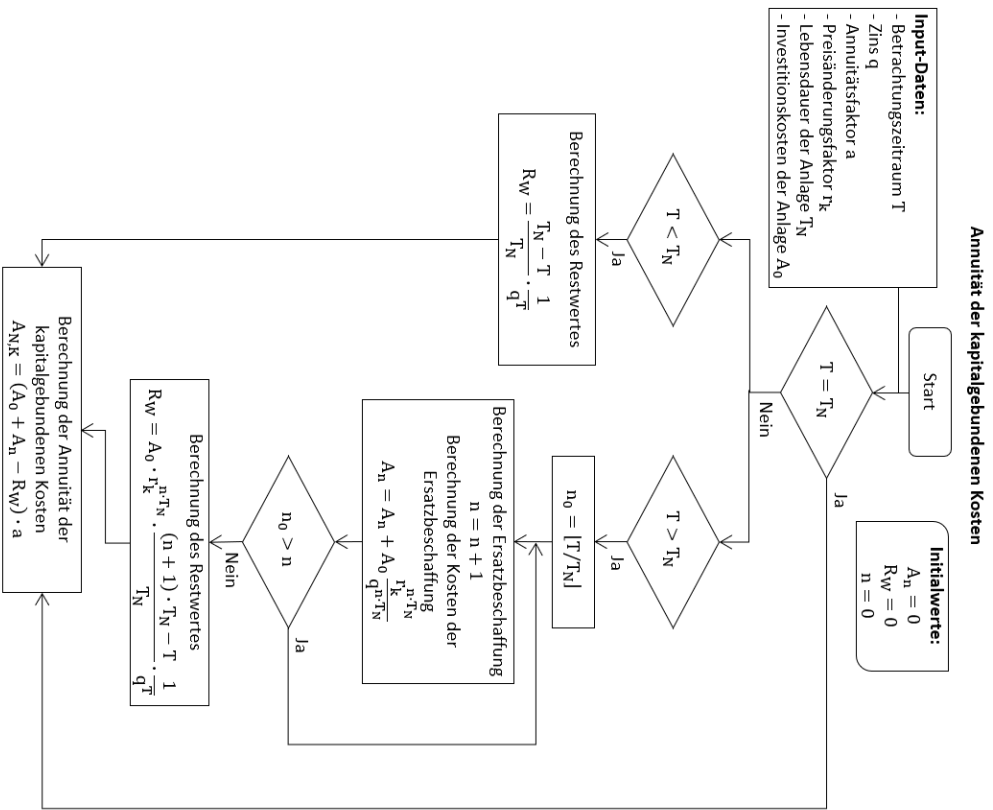
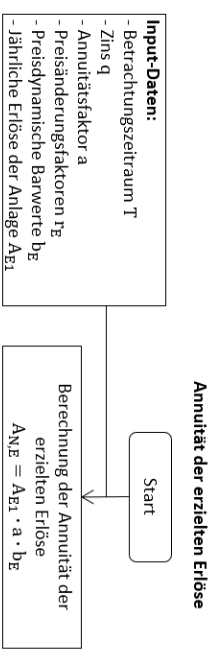
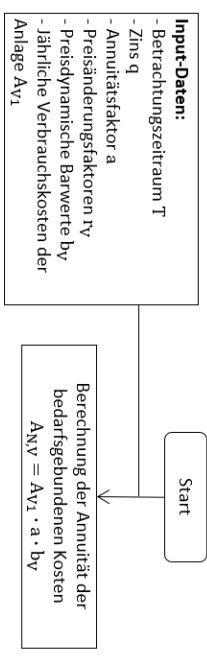
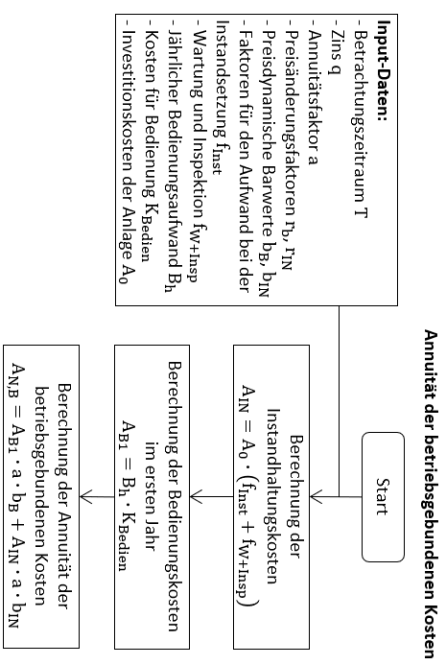


Abbildung 3.1: Flussdiagramm der Berechnung der Annuitäten



### 3.2 Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung

Die Hauptbestandteile eines Optimierungsmodells sind Zielfunktion, Restriktionen und Entscheidungsvariablen. Die Zielfunktion ist ein zentrales Element des Optimierungsmodells, das optimiert werden muss. In Abhängigkeit von der Optimierungsaufgabe kann die Zielfunktion entweder minimiert oder maximiert werden. Restriktionen stellen die Nebenbedingungen dar, die bei der Optimierung der Zielfunktion berücksichtigt werden müssen. Die Entscheidungsvariablen sind frei wählbare Variablen. Sie verbinden die Zielfunktion und Restriktionen, indem sie das Ergebnis der Zielfunktion direkt beeinflussen können und gleichzeitig unter die vorgegebenen Restriktionen fallen. Das Ziel der Optimierung ist, die Entscheidungsvariablen so zu wählen, dass das Ergebnis der Zielfunktion möglichst optimal wird und alle Nebenbedingungen berücksichtigt bzw. erfüllt werden. Wenn die Zielfunktion und die Restriktionen eines Optimierungsmodells Linearkombinationen der Entscheidungsvariablen sind, wird im Modell die Methode der linearen Optimierung eingesetzt.

Die allgemeine Form der linearen Zielfunktion ist in Gleichung 3.11 mathematisch ausgedrückt:

$$Z = F(x_1, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n c_j x_j + d \quad (3.11)$$

Die Restriktionen können in Form von linearen Gleichungen oder Ungleichungen dargestellt werden.

$$g(x_1, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^m a_{ij} x_j \leq b_j \quad \text{oder} \quad \sum_{j=1}^m a_{ij} x_j = b_j \quad \text{oder} \quad \sum_{j=1}^m a_{ij} x_j \geq b_j \quad (3.12)$$

Dabei steht  $x$  für die Entscheidungsvariable und  $n$  für die Anzahl der Entscheidungsvariablen.  $m$  steht für die Anzahl der Nebenbedingungen. Das resultierende Gleichungssystem wird in die Normalform der linearen Optimierung gebracht. Die Entscheidungsvariablen, die Koeffizienten der Zielfunktion und die Nebenbedingungen sind als Vektoren bzw. Matrizen dargestellt.

Vektor der Entscheidungsvariablen:	$\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$
Vektor der Koeffizienten der Zielfunktion:	$\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n$
Matrix der Koeffizienten der Nebenbedingungen:	$\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}$
Zielfunktion:	$F(\mathbf{x}) = \mathbf{c}^T \mathbf{x}$
Nebenbedingungen:	$\mathbf{A} \mathbf{x} = \mathbf{b}$

Die Geschichte der linearen Optimierung geht bis in die Zeit des zweiten Weltkriegs zurück. Lineare Optimierungsmodelle wurden von Leonid Kantorovich in der Sowjetunion und George Danzig in den USA formuliert. Zunächst wurden diese Modelle zur Logistik-Optimierung im zweiten Weltkrieg verwendet. Heutzutage wird die lineare Optimierung für die bestmögliche Allokation von knappen Ressourcen und konkurrierenden Möglichkeiten in Wirtschaft, Energie- und anderen Gebieten eingesetzt. Praxisrelevante lineare Optimierungsmodelle erfordern große Berechnungsleistungen und können nur mit Hilfe von leistungsfähigen Rechnern gelöst werden. Deswegen wird die Methode der linearen Optimierung parallel zur Steigerung der Rechenleistungen weiterentwickelt. In der linearen Optimierung werden nur kontinuierliche Variablen behandelt, aber viele praktische Probleme können nur durch den Einsatz von



ganzzahligen Variablen sinnvoll gelöst werden. Sind sowohl ganzzahlige als auch kontinuierliche Variablen in der Optimierung vorhanden, ist die Rede von der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung. Die gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung ist besonders im Vorteil, wenn eine logische Abhängigkeit in der Optimierung dargestellt werden muss. Die logische Abhängigkeit ist nicht linear, kann aber mithilfe der binären Variablen 0 und 1 dargestellt werden, die streng ganzzahlig sein müssen. Die kombinatorischen Optimierungsmodelle, wie die kostenminimale Fahrplanweise der Wärmerezeuger, lassen sich mit einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung darstellen. Die gemischt-ganzzahligen Modelle sind jedoch im Vergleich zu linearen Modellen viel schwerer zu lösen. Die große Anzahl möglicher Wertekombinationen in der gemischt-ganzzahligen Optimierung führt zu sehr langen Berechnungszeiten. Die in der linearen Optimierung verwendete LP-Relaxation ist nicht mehr ausreichend für die optimale Lösung der gemischt-ganzzahligen Probleme. Um die optimalen Lösungen in vertretbarer Zeit finden zu können, werden spezielle Lösungsverfahren, wie Divide-and-Conquer, Backtracking oder die Branch&Bound Methode, eingesetzt.

Das gängigste Lösungsverfahren der gemischt-ganzzahligen Probleme ist das Branch&Bound Lösungsverfahren, das heutzutage in Kombination mit LP-Relaxationen und Heuristiken genutzt wird. Das Branch & Bound Verfahren kombiniert intelligentes Branching mit den Bounding-Techniken. Branching steht für die Verzweigung des Optimierungsproblems in weitere Teilprobleme, sogenannte Knoten. Die sogenannten Branching-Variablen definieren Schranken der neuen Teilprobleme, die einen Entscheidungsbaum darstellen. Die Auswahl des als nächstes zu untersuchenden Knoten basiert auf einer Strategie, bei der die vorhandenen Informationen ausgenutzt werden. Bounding steht für das Ausschließen der Knoten des Entscheidungsbaums, die nachgewiesen keine optimalen Lösungen beinhalten. So werden die Knoten, die keine optimale Lösung liefern, nicht weiter verzweigt. Dadurch kann ein entscheidend großer Teil der potenziellen Sucharbeit vermieden werden.[49] Das folgende Beispiel eines vereinfachten ganzzahligen Optimierungsmodells veranschaulicht das Branch&Bound Verfahren [31]. Es wird das ganzzahlige Optimierungsproblem  $P$  mit zwei Variablen betrachtet:

$$\begin{aligned} \text{Zielfunktion:} \quad P : \quad & Z = x_1 + 2x_2 \rightarrow \text{Max!} \\ \text{Nebenbedingungen:} \quad & 6x_1 + 5x_2 \leq 30 \\ & 4x_1 + 9x_2 \leq 36 \\ & x_1, x_2 \geq 0 \\ & x_1, x_2 \in \mathbb{Z} \end{aligned}$$

Zunächst wird die Ganzzahligkeitsbedingung weggelassen und das zum ursprünglichen Optimierungsproblem  $P$  relaxierte Problem  $P_0$  untersucht.

$$\begin{aligned} \text{Zielfunktion:} \quad P_0 : \quad & Z = x_1 + 2x_2 \rightarrow \text{Max!} \\ \text{Nebenbedingungen:} \quad & 6x_1 + 5x_2 \leq 30 \\ & 4x_1 + 9x_2 \leq 36 \\ & x_1, x_2 \geq 0 \end{aligned}$$

Die optimale Lösung des relaxierten Problems liegt im Punkt  $P_0$  und ist in der Grafik 3.2 dargestellt. Die Funktionen der Nebenbedingungen bilden einen Zulässigkeitsbereich für das Optimierungsproblem. Der Zulässigkeitsbereich des relaxierten Problems umfasst die Fläche unter den Nebenbedingungsgeraden. Der Zulässigkeitsbereich des ganzzahligen Optimierungsproblems besteht nur aus den durch Kreuze

markierten ganzzahligen Punkten. Für  $P_0$  gilt folgende optimale Lösung:  $x_1 \approx 2,65$ ,  $x_2 \approx 2,82$  und

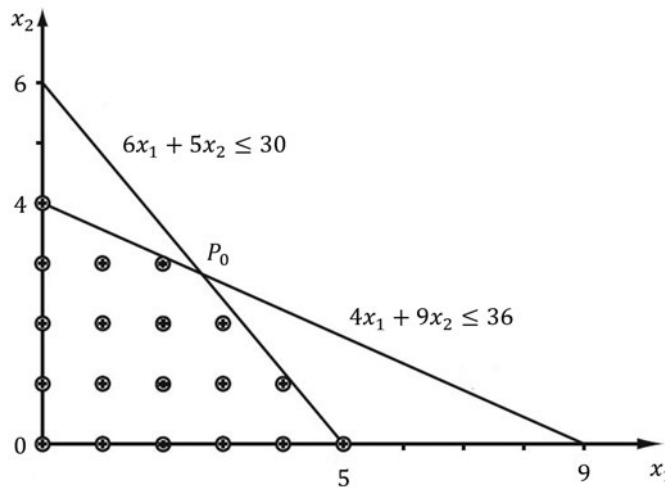


Abbildung 3.2: Grafische Darstellung des Optimierungsproblems [31]

$Z_0 \approx 8,29$ . Da die gefundenen Lösungen nicht ganzzahlig sind, wird der Zulässigkeitsbereich von  $P_0$  eingeschränkt, um die Ganzzahligkeit der Variablen zu erzwingen. Die Entscheidungsvariable  $x_1 \approx 2,65$  ist in diesem Fall eine Branching-Variable, die in zwei weitere Entscheidungsknoten mit disjunktiven ganzzahligen Schranken  $x_1 \leq 2$  und  $x_1 \geq 3$  verzweigt wird. In den Entscheidungsknoten werden neue Probleme  $P_1$  und  $P_2$  generiert und durch LP-Relaxation gelöst.

$P_1 : \quad x_1 + 2x_2 \rightarrow \text{Max!}$ $6x_1 + 5x_2 \leq 30$ $4x_1 + 9x_2 \leq 36$ $\mathbf{x_1 \leq 2}$ $x_1, x_2 \geq 0$	$P_2 : \quad x_1 + 2x_2 \rightarrow \text{Max!}$ $6x_1 + 5x_2 \leq 30$ $4x_1 + 9x_2 \leq 36$ $\mathbf{x_1 \geq 3}$ $x_1, x_2 \geq 0$
--	--

Der Entscheidungsknoten  $P_1$  hat folgende optimale Lösung:  $x_1 = 2$ ,  $x_2 \approx 3,11$  und  $Z_1 \approx 8,22$ . Für den Entscheidungsknoten  $P_2$  beträgt die optimale Lösung:  $x_1 = 3$ ,  $x_2 \approx 2,40$  und  $Z_2 \approx 7,80$ . Die ermittelten Lösungen für die Entscheidungsvariable sind nicht ganzzahlig und es muss ein weiteres Branching stattfinden. Da das Ergebnis der Zielfunktion von  $P_2$  kleiner als von  $P_1$  ist und das ursprüngliche Problem maximiert werden muss, wird der Entscheidungsknoten des Problems  $P_2$  durch Bounding ausgeschlossen und nicht mehr weiterverfolgt. Das Problem  $P_1$  wird in zwei weitere Probleme  $P_3$  und  $P_4$  verzweigt. Die Rolle der Branching-Variable übernimmt in diesem Fall die Entscheidungsvariable  $x_2 \approx 3,11$ . Die Entscheidungsknoten besitzen wieder zwei disjunktive ganzzahlige Schranken  $x_2 \leq 3$  und  $x_2 \geq 4$ .

$P_3 : \quad x_1 + 2x_2 \rightarrow \text{Max!}$ $6x_1 + 5x_2 \leq 30$ $4x_1 + 9x_2 \leq 36$ $\mathbf{x_1 \leq 3}$ $x_1, x_2 \geq 0$	$P_4 : \quad x_1 + 2x_2 \rightarrow \text{Max!}$ $6x_1 + 5x_2 \leq 30$ $4x_1 + 9x_2 \leq 36$ $\mathbf{x_1 \geq 4}$ $x_1, x_2 \geq 0$
--	--

Unter Berücksichtigung des Zulässigkeitsbereichs für die beiden Teilprobleme  $P_3$  und  $P_4$  inklusive Bound  $x_1 \leq 2$  werden folgende optimale Lösungen gefunden:  $P_3 : x_1 = 2, x_2 = 3, Z_3 = 8$  und  $P_4 : x_1 = 0, x_2 = 4, Z_4 = 8$ . Es wurden ganzzahlige Werte für die Lösung des Optimierungsproblems gefunden. Der Zielfunktionswert beträgt dabei  $Z_{3,4} = 8$ . Um zu überprüfen, ob es eine optimale Lösung ist, muss eventuell weiteres Branching unternommen werden. Das Branching und Bounding wird durchgeführt, bis die Entscheidungsvariablen ganzzahlig sind und alle Nebenbedingungen erfüllt sind. Das beschriebene Beispiel der Branch&Bound Methode ist grafisch in Form eines Entscheidungsbaums in Abbildung 3.3 dargestellt.

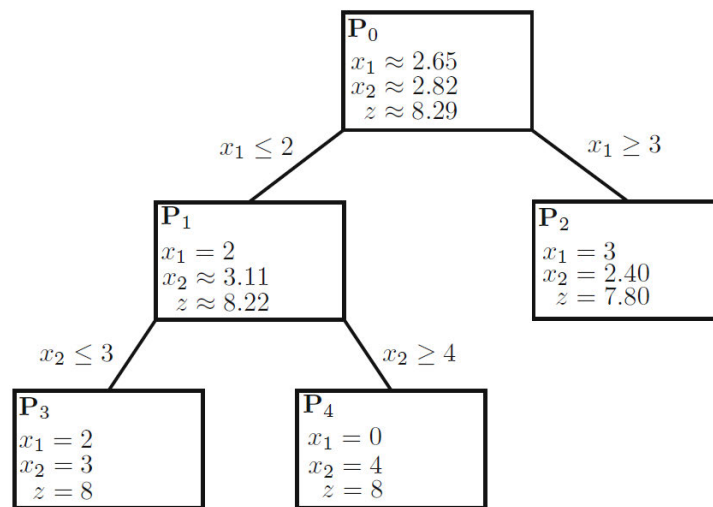


Abbildung 3.3: Entscheidungsbaum der Branch&Bound Methode [31]

### 3.3 Indikator-Variablen in linearer Optimierung

Als Indikator-Variablen werden binäre Hilfsvariablen in der linearen Optimierung bezeichnet. Sie können zur Indikation von Eigenschaft einer Entscheidungsvariable oder Wirksamkeit einer oder mehrerer Restriktionen dienen. Die Indikator-Variablen werden für die Abbildung der unstetigen und nicht-linearen Funktionen sowie der logischen Abhängigkeiten in der linearen Optimierung eingeführt.[31]

Beispielsweise ist es eine Kostenfunktion gegeben, die im Punkt  $x = 0$  unstetig ist und einen Sprung von  $k = 0$  auf  $k = k_0$  macht. So ergeben sich bei der linearen Modellierung bei  $x = 0$  die Kosten in Höhe von  $k_0$ , obwohl sie zu Null gesetzt werden müssen.

$$k(x) = \begin{cases} 0 & \text{für } x = 0 \\ k_0 + cx & \text{für } x > 0 \end{cases} \quad (3.13)$$

Um die vorgegebene Kostenfunktion richtig abbilden zu können, muss eine Indikator-Variable eingeführt werden, die die Eigenschaft bzw. den Zustand der Entscheidungsvariable anzeigt und einen logischen

Zusammenhang zwischen der Kostenfunktion und der Entscheidungsvariable herstellt. Ist eine kontinuierliche Variable  $x \geq 0$  gegeben, können folgende Bedingungen eingeführt werden:

$$y = \begin{cases} 0 & \text{für } x = 0 \\ 1 & \text{für } x > 0 \end{cases} \quad (3.14)$$

Die Kostenfunktion lässt sich jetzt in geschlossene Form ausdrücken:

$$k(x, y) = k_0 y + cx \quad (3.15)$$

So kann der Zusammenhang zwischen der Entscheidungsvariable und Indikatorvariable durch die folgende Bedingung abgebildet werden:

$$x \leq M \cdot y \quad (3.16)$$

Die Zahl  $M$  muss dabei so groß ausgewählt werden, dass diese Restriktion für  $y = 1$  den Wertebereich von  $x$  nicht einschränkt. Falls es Schränke für Entscheidungsvariable gibt, wird der Wert der Obergrenze für die Zahl  $M$  eingesetzt. Die Anwendung solcher Bedingung heißt auch Big-M Methode. Die Zahl  $M$  bzw. das Big-M muss so groß wie nötig und so klein wie möglich ausgewählt werden. Wenn das Big-M viel größer als die anderen Parameter des Modells ist, können numerische Ungenauigkeiten entstehen. In praktischen Anwendungen kommen häufig die Schwellenwerte vor, wie z.B. die Leistungsbereiche von Wärmeerzeuger. Ein Erzeuger kann zu einer minimalen Teillast gedrosselt werden. Unterhalb dieser minimalen Teillast kann der Erzeuger keine Wärme erzeugen und ist ausgeschaltet. Die minimale Leistung wird als Schwellenwert bezeichnet, der überschritten werden soll, damit der Erzeuger die Wärme produziert [34]. Mathematisch kann es so ausgedrückt werden, dass die Entscheidungsvariable entweder den Wert 0 oder einen positiven Wert zwischen  $X_L$  und  $X_U$  annehmen kann. Dazu gelten folgende Bedingungen:

$$x \leq X_U \cdot y \quad (3.17)$$

$$x \leq X_U \cdot y \quad (3.18)$$

Die erste Bedingung erzwingt, dass  $x = 0$  wird, wenn  $y = 0$ , sonst ist  $x \leq X_U$ . Die zweite Bedingung erzwingt, dass  $x \geq X_L$ , falls  $y = 0$  ist, sonst gilt  $x \geq 0$ . Falls die obere Schranke  $X_U$  nicht gegeben ist, wird das Big-M eingesetzt.

Die Indikator-Variablen bieten die weiteren zahlreichen Anwendungsmöglichkeiten zur Abbildung unterschiedlicher logischen Abhängigkeiten an. Es gibt kein allgemeingültiges Verfahren für die Anwendung der Indikator-Variablen. Die Modellierungstechniken werden meistens intuitiv in der Abhängigkeit vom Optimierungsproblem hergeleitet.

### 3.4 Stückweise Linearisierung

In praxisrelevanten Optimierungsproblemen bestehen Funktionen oft aus mehreren linearen Stücken. Die linearen Stücke bilden zusammen eine kontinuierliche, aber nicht-lineare Funktion. Eine solche Situation kommt beispielweise oft vor, wenn Mengenrabatte oder Größenrabatte gestaffelt vergeben werden. So hängen die spezifischen Investitionskosten einiger Anlagen von der Größe dieser Anlage ab. In der Regel nehmen die spezifischen Investitionskosten bei der steigenden Anlagengröße ab. In Abbildung 3.4 sind die spezifischen Investitionskosten für das Wärmepumpenaggregat in Abhängigkeit der Anlagengröße dargestellt.[49]

Um die Investitionskosten der Anlagen im linearen Modell berechnen zu können, müssen die nicht-

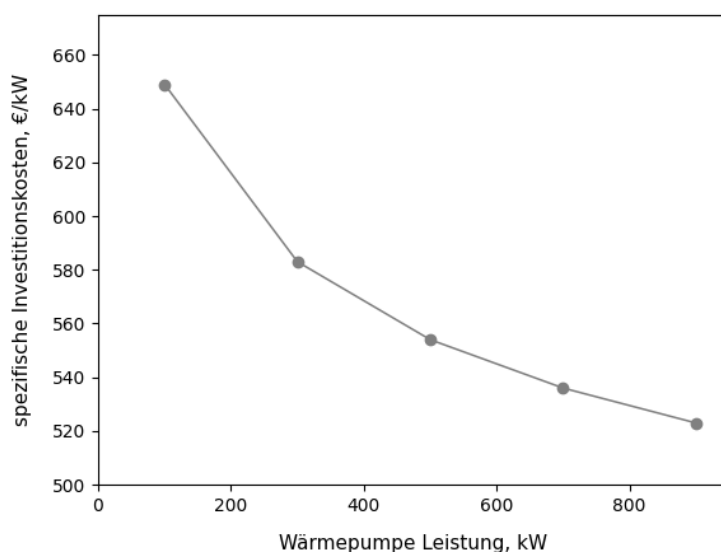


Abbildung 3.4: Spezifische Investitionskosten des Wärmepumpenaggregats

lineare Kostenfunktionen linearisiert werden. Für die stückweise Linearisierung wird eine kontinuierliche Hilfsvariable  $z$  eingeführt, die Werte von 0 bis 1 annehmen kann. Ist eine stückweise lineare Funktion mit den Eckpunkten  $(a_k, b_k)$  angegeben, kann die zu ermittelnde Variable  $x$  durch die Variable  $z$  und die Linearkombination zweier nebeneinander liegender Eckpunkte dargestellt werden.

Eckpunkten:  $(a_k, b_k)$  für  $k = 1, \dots, n$ ,  
wobei  $n$  – Anzahl der Eckpunkte

Für  $x \in [a_k, a_{k+1}]$  und  $z \in [0, 1]$  gilt:

$$x = a_k + z(a_{k+1} - a_k) = (1 - z)a_k + za_{k+1} \quad (3.19)$$

$$c(x) = b_k + z(b_{k+1} - b_k) = (1 - z)b_k + zb_{k+1} \quad (3.20)$$

Da  $c(x)$  eine lineare Funktion auf  $[a_k, a_{k+1}]$  ist, ist die Steigung von  $c(x)$  eine Konstante, die gleich  $z$  ist:

$$\frac{(x - a_k)}{(a_{k+1} - a_k)} = \frac{(c(x) - b_k)}{(b_{k+1} - b_k)} = z \quad (3.21)$$

So können die kontinuierlichen Variablen  $z_1, z_2, \dots, z_n$  für alle Eckpunkten eingeführt werden.

$$x = a_1 z_1 + a_2 z_2 + \dots + a_n z_n \quad (3.22)$$

$$c(x) = b_1 z_1 + b_2 z_2 + \dots + b_n z_n \quad (3.23)$$

$$z_1 + z_2 + \dots + z_n = 1 \quad (3.24)$$

Da die Variable  $x$  nur einem Intervall gehören kann, dürfen nur höchstens zwei Variablen  $z$  größer null sein und diese beiden Variablen müssen aufeinanderfolgende Variablen sein. An dieser Stelle werden die binären Indikator-Variablen  $y_1, y_2 \dots y_{n-1}$  mit den Nebenbedingungen in 3.25 und 3.26 eingeführt.

$$z_1 \leq y_1, \quad z_2 \leq y_2 + y_3, \quad \dots \quad z_n \leq y_{n-1} \quad (3.25)$$

$$y_1 + y_2 + \dots + y_{n-1} = 1 \quad (3.26)$$

Aus den Nebenbedingungen folgt, dass nur eine Variable  $y$  ungleich null sein kann. Deswegen können nur zwei Variablen  $z$  größer null sein, wobei beide kleiner eins sein müssen. Auf diese Weise spielen ganzzahlige binäre Indikator-Variablen auch in der Linearisierungsprozessen der nicht-linearen Funktionen eine große Rolle.

## 3.5 Optimierungssoftware

Die Software für die Lösung der Optimierungsprobleme heißt Solver. Für die Lösung des gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems dieser Arbeit werden der open-source CBC-Solver und der kommerzielle CPLEX-Solver der Firma IBM erprobt. Der CPLEX-Solver hat im Vergleich zum CBC-Solver eine bessere Anwendbarkeit auf das zu untersuchende Optimierungsproblem gezeigt. So gibt der CPLEX-Solver im Fall des Auftretens eines Fehlers während der Optimierungssimulation eine klare Fehlermeldung zurück, für die mit Hilfe der entsprechenden Dokumentationen eine Interpretation gefunden werden kann. Außerdem liefert die Dokumentation des CPLEX-Solvers eine Reihe von Use-Cases, Strategien und Tuning-Parametern für die optimale Performance des Solvers und das Finden einer optimalen Lösung bei geringerem Rechenaufwand. Darüber hinaus liefert der CPLEX-Solver eine übersichtlichere Log-Datei, bei der die relevanten Parameter, wie die Abweichung zwischen den besten gefundenen ganzzahligen und nicht-ganzzahligen Lösungen, schnell abgelesen werden können.

Das Simulationsmodell kann entweder direkt im Solver programmiert werden oder den Solver als Bibliothek in einer anderen Programmierungsumgebung. Da in dieser Arbeit zusätzlich zum Hauptoptimierungsalgorithmus noch andere Operationen für die Datenvorverarbeitung durchgeführt werden müssen, wird der Solver als Bibliothek genutzt und das Optimierungsmodell in der Programmiersprache Python geschrieben. Der Hauptvorteil der Verwendung von Python ist, dass für diese Sprache ein großes Angebot an Bibliotheken für zahlreiche Anwendungen zur Verfügung steht. Funktionen aus der Bibliothek

pandas werden in dieser Arbeit für die Behandlung der Zeitreihen eingesetzt. Elemente der Bibliothek `matplotlib` werden für die Erstellung der Grafiken genutzt. Der Solver besitzt eine auf der Programmiersprache C basierende Schnittstelle für die Anwendung in Python. Damit das Programm in Python und der Solver kommunizieren können, wird die zusätzliche Python-Bibliothek `pyomo` erforderlich. Das Akronym Pyomo steht für „Python Optimization Modeling Objects“ und repräsentiert eine objektorientierte Programmierung. Pyomo stellt ein Framework zur Verfügung, mit dem die Zielfunktion, die Entscheidungsvariablen und die Nebenbedingungen beschrieben werden können. Zunächst muss das Modell, das konkret oder abstrakt werden kann, erstellt werden. Als Nächstes werden die Set-Parameter für die Definition der Modellinstanz eingegeben. Da in dieser Arbeit ein optimaler Fahrplan über ein Jahr ermittelt werden muss, dient die Anzahl der Zeitschritte als Indexierung-Set-Parameter. Die Schrittweite wird von den Input-Zeitreihen, wie dem Wärmebedarf- und der Lufttemperaturzeitreihe, vorgegeben. Die Eckpunkte der jeweiligen nicht-linearen Kostenfunktionen werden auch als Set-Parameter definiert. Danach werden alle Entscheidungsvariablen deklariert. Für sie werden die Datentypen, die unteren und oberen Grenzen sowie die entsprechende Indexierung, falls die Variable über die Zeit variiert, eingegeben. Die Entscheidungsvariablen müssen in Nebenbedingungen und Zielfunktion in einem linearen Verhältnis zueinander stehen. Die Zielfunktion und Nebenbedingungen müssen nach der in Gleichungen 3.11 und 3.12 dargestellten Form eingegeben werden. In dieser Arbeit werden die Nebenbedingungen und die Zielfunktion in Form von Python-Funktionen programmiert und dann in Pyomo mit den Modulen `Constraint` und `Objective` definiert. Sind alle Daten eingegeben, erstellt Pyomo ein Gleichungssystem in der Normalform und ruft den Solver auf. [8]

Das Gleichungssystem wird vom CPLEX-Solver gelöst. Zunächst wird durch Heuristiken und LP-Relaxation die „Best-Bound-Lösung“ ermittelt, die nicht unbedingt die Ganzzahligkeitsbedingung erfüllt. Die Lösung, die die Ganzzahligkeitsbedingung des Optimierungsmodells erfüllt, kann nicht besser sein als die Lösung der LP-Relaxation, somit liefert die erste Phase eine valide Bound für die Lösung der Zielfunktion. Durch das Branch-and-Bound-Verfahren wird die Lösung der Zielfunktion soweit iteriert, bis die relative Abweichung zwischen der „Best-Bound-Lösung“ der LP-Relaxation und der „Best-Integer-Lösung“ des Branch-and-Bound-Verfahrens 0,01 % beträgt. Ist die relative Abweichung zwischen der „Best-Bound-Lösung“ und der „Best-Integer-Lösung“ unter 0,01 %, gilt die ermittelte „Best-Integer-Lösung“ als optimale Lösung des vorgegebenen Optimierungsproblems. Manchmal findet der Solver früh eine gute ganzzahlige Lösung, muss jedoch weitere Knoten des Entscheidungsbaums untersuchen, um zu beweisen, dass die gefundene Lösung optimal ist. Viele Optimierungsmodelle erfordern jedoch keine solch enge Toleranz und es kann sehr viel Rechenzeit erfordern, bis die relative Abweichung unter 0,01 % fällt. Um den Rechenaufwand und die Rechenzeit zu reduzieren, können die Einstellungen des CPLEX-Solvers geändert werden und ein größerer Wert für die relative Abweichung kann vorgegeben werden. Mit dieser Maßnahme kann ein Kompromiss erreicht werden, indem eine Lösung gefunden wird, die nah an der optimalen Lösung liegt und dennoch weniger Rechenzeit erfordert.[26] Zum Schluss können die Ergebnisse mit Pyomo als Zeitreihen in CSV-Dateien aufgerufen oder in einer graphischen Form dargestellt werden.

## 4 Entwicklung des Optimierungsmodells

In diesem Kapitel wird der Entwicklungsprozess des Optimierungsmodells beschrieben. Das fertige Optimierungsmodell muss eine optimale Einsatzplanung der Wärmeerzeuger liefern, die nicht nur eine optimale Wärmeerzeugerkombination, sondern auch deren optimalen Fahrplan beinhaltet. In diesem Kapitel wird zunächst die Modellierung einzelner Wärmeerzeugungstechnologien detailliert beschrieben. Im Anschluss werden der Modellierungsprozess des Gesamtsystems und die Zusammenführung aller Programmbestandteile erläutert.

### 4.1 Modellierung der Wärmeerzeuger

Das finale Wärmeerzeugerkonzept muss aus den in der Potenzialanalyse aufgeführten Anlagen bestehen. Dafür müssen alle potenziellen Wärmeerzeuger im Optimierungsmodell hinterlegt werden. Um die Wärmeerzeuger im Modell korrekt abbilden zu können, müssen ihre physikalischen Eigenschaften berücksichtigt werden. In den folgenden Unterkapiteln wird auf die Funktionsprinzipien der einzelnen Wärmeerzeuger eingegangen und es werden entsprechende mathematischen Modelle erstellt. Es werden ebenfalls die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Zusammenhänge und Einschränkungen für die einzelnen Erzeuger erläutert. Außerdem werden Entscheidungsvariablen für die Modellbildung der einzelnen Erzeuger hinterlegt. Da das Ziel der Optimierung eine Minimierung der Gesamtwärmekosten ist, müssen die hinterlegten Entscheidungsvariablen einen Zusammenhang zwischen den Kosten und dem physikalischen Potenzial der einzelnen Erzeuger herstellen. Basierend auf den Entscheidungsvariablen wird die weitere Struktur des Optimierungsalgorithmus aufgebaut. Um das Optimierungsmodell zu vereinfachen und die Berechnungszeit zu reduzieren, werden die Wärmeerzeuger als „Black Box“ betrachtet, d.h., dass die physikalische Darstellung der Erzeuger auf ihre Input- und Output-Parameter reduziert wird.

#### 4.1.1 Wärmepumpen-Technologien

Eine Wärmepumpe nimmt die Wärme einer Wärmequelle eines tieferen Temperaturniveaus auf und bringt diese mittels einer Hilfsenergie auf ein höheres Temperaturniveau. Wärmepumpen werden nach Art der Wärmeträger bzw. Wärmequellen unterschieden. Die Wärmequellen können entweder natürlichen oder künstlichen Ursprungs sein. Zu den natürlichen Wärmequellen gehören Erdreich, Außenluft, Grundwasser und Oberflächenwasser. Die künstlichen Wärmequellen entstehen durch anthropogene Aktivitäten und umfassen Abluft, Abgas, Abwasser und Kühlwasser. Die Wärmepumpen können entwe-



der mechanisch oder thermisch angetrieben werden. Zu den mechanischen Antrieben gehören Elektro-, Gas- und Dieselmotoren. Ein thermischer Antrieb kann entweder direkt, wie beispielsweise bei Gas-Absorptionswärmepumpen, oder indirekt, wie z.B. in einer beheizten Absorptionswärmepumpe, erfolgen.[35] In dieser Arbeit werden Kompressionswärmepumpen mit einem elektrischen Antrieb und den in der Potenzialanalyse ermittelten natürlichen Wärmequellen Grundwasser, Geothermie und Luft detailliert betrachtet.

### Funktionsprinzip

Die Hauptkomponenten einer Kompressionswärmepumpe sind Verdichter, Expansionsventil, Verdampfer und Verflüssiger. Das in der Wärmepumpe hermetisch abgeschlossene Kältemittel wird mittels des Verdichters durch den Kältekreislauf gepumpt. Der Kältekreislauf stellt dabei einen Carnot-Kreisprozess dar. In der Abbildung 4.1 ist das Funktionsprinzip einer Kompressionswärmepumpe mit elektrischem Antriebsmotor schematisch dargestellt.

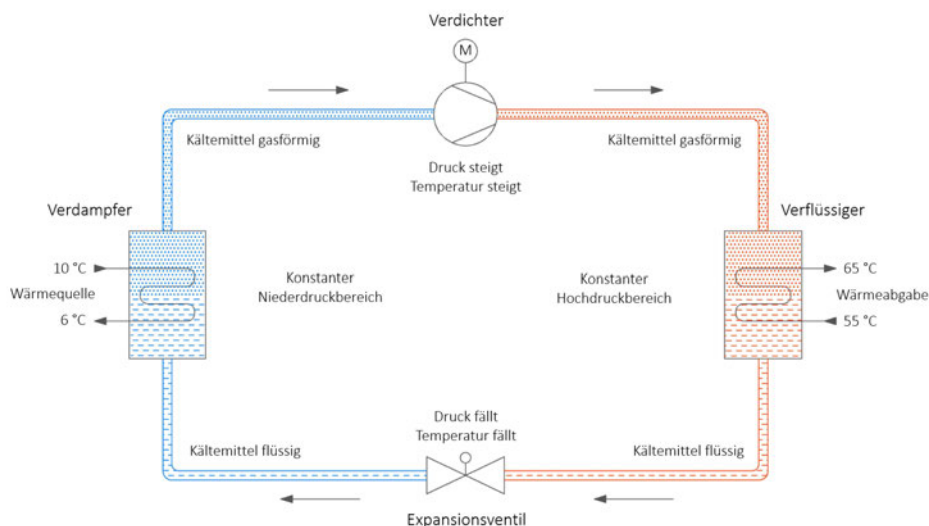


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung einer Kompressionswärmepumpe in Anlehnung an [6, 38]

Der Verdampfer ist ein Wärmeübertrager, dessen Ausführung von der genutzten Wärmequelle abhängt. Bei der Nutzung des Grundwassers oder des Erdreiches als Wärmequelle werden in der Regel Plattenwärmeübertrager verwendet. Für die Nutzung der Luft werden in der Regel Rohrschlangenwärmeübertrager mit Lamellen eingesetzt, die die Wärmeübertragung auf der Luftseite verbessern.[35] Im Verdampfer auf der Wärmepumpenseite befindet sich das flüssige Kältemittel, das eine geringere Temperatur besitzt als die Wärmequelle. Durch die dem Wärmeübertrager zugeführte Umweltwärme wird das Kältemittel erwärmt und dadurch verdampft. Der Siedepunkt des Kältemittels liegt dabei unter  $0^{\circ}\text{C}$ . Durch die Änderung des Aggregatzustandes ist die Energieaufnahme deutlich höher, als wenn das Kältemittel nur erwärmt werden würde. Anschließend wird das Kältemittel in einem motorbetriebenen Verdichter komprimiert. Wie im Carnot-Prozess beschrieben, steigt die Temperatur des Kältemittels durch die Druckerhöhung. Je höher die Vorlaufemperatur sein muss, desto größer ist der Stromverbrauch des Verdichters bzw. seines Antriebsmotors. Anschließend wird das gasförmige Kältemittel durch den Rücklauf des

Wärmesystems im Verflüssiger abgekühlt und kondensiert. Die über den Verflüssiger abgegebene Wärme wird dem Wärmeversorgungssystem zugeführt. Der Verflüssiger ist in der Regel ein großflächiger Plattenwärmeübertrager. Hinter dem Verflüssiger befindet sich das Expansionsventil. Das unter Druck stehende kondensierte Kältemittel wird im Expansionsventil entspannt, wodurch es sich wieder abkühlt. Anschließend wird das Kältemittel in den Verdampfer eingespritzt und der Prozess wiederholt sich. Die in der Wärmepumpe erzeugte Heizleistung setzt sich zu ca. 80 % aus Umweltwärme und ca. 20 % aus elektrischer Energie zusammen.[6]

### Technische Grundlagen

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird mit der Leistungszahl bzw. dem COP (Coefficient of Performance) beschrieben. Die Leistungszahl  $\varepsilon$  stellt das Verhältnis der abgegebenen Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP}$  zur aufgenommenen elektrischen Leistung  $P_{WP}$  zu einem bestimmten Zeitpunkt dar.[6]

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{WP}}{P_{WP}} \quad (4.1)$$

Die in der Wärmepumpe erzeugte thermische Leistung  $\dot{Q}_{WP}$  kann in die zwei Komponenten Wärmeleistung aus der Umweltquelle  $\dot{Q}_U$  und elektrische Antriebsleistung des Verdichters  $P_{WP}$  zerlegt werden:

$$\dot{Q}_{WP} = \dot{Q}_U + P_{WP} \quad (4.2)$$

So lässt sich die elektrische Leistung auf Basis der Gleichungen 4.1 und 4.2 durch die Wärmeleistung der Umweltquelle und die Leistungszahl der Wärmepumpe ausdrücken.

$$P_{WP} = \frac{\dot{Q}_U}{\varepsilon - 1} \quad (4.3)$$

Die ideale Leistungszahl  $\varepsilon_C$  kann nach dem Carnot-Kreisprozess über die Temperaturdifferenz zwischen der Nutzwärme  $T_{WP}$  und der Wärmequelle  $T_U$  definiert werden. [6]

$$\varepsilon_C = \frac{T_{WP}}{T_{WP} - T_U} \quad (4.4)$$

Diese Gleichung zeigt, dass die Leistungszahl umso höher ist, je höher die Temperatur der Umweltquelle und je niedriger die Vorlauftemperatur der Heizung ist. Die Leistungszahl hängt entscheidend von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ab. Da die Temperatur der Wärmesenke meistens vorgegeben ist, bestimmt häufig die Temperatur der Wärmequelle die Einsatzmöglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe.[35] Da die Umweltquellentemperaturen im Jahresverlauf Schwankungen unterliegen, variieren die Leistungszahlen. Somit ändert sich auch der elektrische Leistungsbedarf des Verdichters der Wärmepumpe.

Das Grundwasser am Bunkerstandort weist eine durchschnittliche Temperatur von ungefähr 12°C auf, die im Jahr nur unwesentlich schwankt. Es kann angenommen werden, dass die Leistungszahl einer Grundwasser-Wärmepumpe nur durch die Änderung der Heizvorlauftemperatur beeinflusst wird.

Der jährliche Temperaturverlauf des Erdreichs hängt von der Tiefe ab. Die Temperaturen der oberen Schichten des Erdreichs werden durch das Klima beeinflusst. In der Abbildung 4.2 ist zu sehen, dass das Erdreich im Winter bis in etwa einem Meter gefroren ist, sich aber im Sommer erheblich aufheizen kann.[35] Die jahreszeitabhängige Temperatureinwirkung nimmt mit zunehmender Tiefe ab und ab einer Tiefe von ungefähr 20 bis 30 m hat die Lufttemperatur nur einen sehr geringen Einfluss. Hier herrschen das ganze Jahr über konstante Temperaturen, die dem langjährigen Temperaturmittelwert an der Oberfläche von ca. 10°C entsprechen.[48]

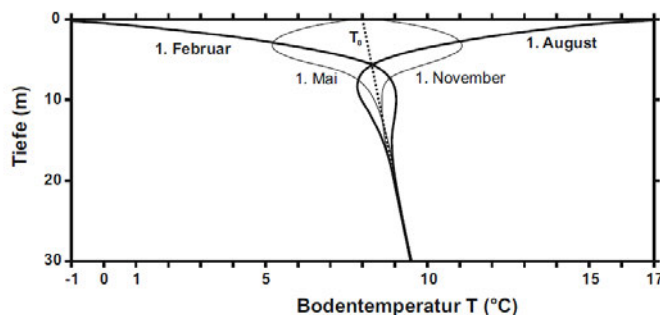


Abbildung 4.2: Jahresgang der Temperatur im Erdreich [48]

Im Fall der Nutzung des Erdreichs in Form von Erdkollektoren, die in einer Tiefe von 1,2 m bis max. 2 m ausgelegt werden, hat die Jahrestemperaturänderung einen großen Einfluss auf die Leistungszahl der Wärmepumpen. Im Fall der Erdsonden haben die Temperaturschwankungen keine große Auswirkung auf die Änderung der Leistungszahl der Wärmepumpe, da die üblichen Längen der Erdsonden im Bereich von 50 bis 100 m liegen. Bei der Berechnung der Leistungszahl beim Einsatz von Erdsonden wird von einer konstanten Erdreichtemperatur von 10°C ausgegangen.

Die Luft unterliegt im Vergleich zu anderen Wärmequellen sehr starken Temperaturschwankungen, wie in Abbildung 4.3 deutlich zu sehen ist. Außerdem ist die Divergenz zwischen dem Wärmeangebot einer Luft-Wärmepumpe und dem Wärmebedarf stark ausgeprägt. Je kälter die Außentemperatur ist, desto höher ist der Heizwärmebedarf. Dabei steigt die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf- und Wärmequellentemperatur. Aus diesem Grund ist der Einsatz einer Luft-Wärmepumpe in Bereichen mit sommerlichem Wärmebedarf von Vorteil. Da die Außentemperatur nicht nur im Laufe des Jahres, sondern auch im Laufe eines Tages stark schwanken kann, ändert sich entsprechend auch die Leistungszahl einer Luft-Wärmepumpe über den Tagesverlauf.

Die ideale Leistungszahl nach der Formel 4.4 kann nur in der Theorie erreicht werden. In einem realen Wärmeerzeugungsprozess treten thermische, mechanische und elektrische Verluste auf. Deswegen ist eine reale Leistungszahl immer kleiner als die Leistungszahl des idealen Carnot-Kreisprozesses.

Laut Pieper et al. hat die Auswahl der Methode zur Bestimmung der Leistungszahl einer Wärmepumpe einen wesentlichen Einfluss auf die Jahressimulation einer Wärmepumpe und infolgedessen auf das Gesamtergebnis der wirtschaftlichen Optimierung. Pieper et al. untersuchten und verglichen verschiedene Methoden zur Bestimmung der Leistungszahlen unterschiedlicher Wärmequellen mithilfe eines thermodynamischen Modells. In diesem Modell wird der isentrope Wirkungsgrad des Verdichters berech-

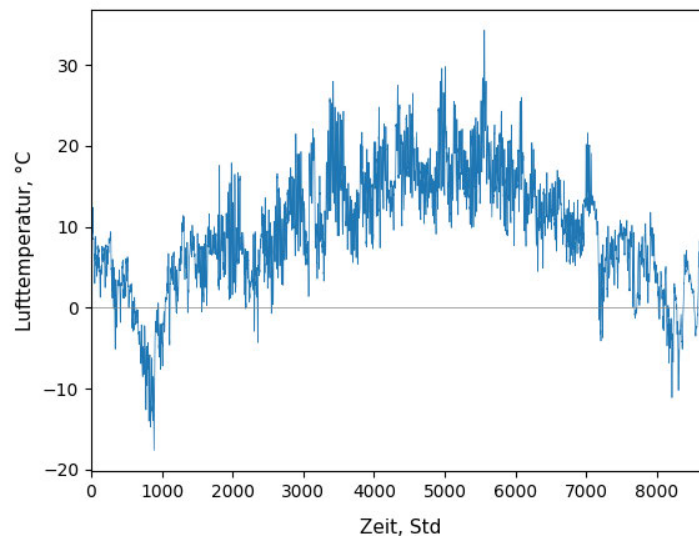


Abbildung 4.3: Lufttemperaturverlauf im Jahr 2012 [57]

net, sodass thermische, mechanische und elektrische Verluste berücksichtigt werden können. Die Studie zeigt, dass die Bestimmung der konstanten Lorenz-Leistungszahl plausible Ergebnisse liefert, wenn die Wärmequellen im Laufe des Jahres eine konstante Temperatur aufweisen. Sowohl die Berechnung der konstanten Lorenz- als auch der Exergie-Leistungszahlen für die Wärmepumpen, deren Wärmequelle starken Temperaturschwankungen unterliegen, zeigt jedoch eine große Abweichung von den praktischen Leistungszahlen. Die genaueren, praxisnäheren Leistungszahlen für die Wärmequellen mit starken Temperaturschwankungen können nur mittels analytisch abgeleiteter Methoden bestimmt werden.[43]

In dieser Arbeit wird die konstante Lorenz-Leistungszahl für die Grundwasser-Wärmepumpe und geothermische Sole-Wärmepumpe nach Gleichung 4.5 ermittelt. Die konstante Lorenz-Leistungszahl ergibt sich aus dem konstanten Lorenz-Wirkungsgrad  $\eta_{L,m}$  und der Leistungszahl des Lorenz-Zyklus, die auf die logarithmischen mittleren Temperaturen der Umweltquelle  $\bar{T}_U$  und der Heizung  $\bar{T}_{WP}$  basiert. Für die Grundwasser-Wärmepumpe und geothermische Sole-Wärmepumpe gilt ein Lorenz-Wirkungsgrad von 0,5.

$$\varepsilon_{\eta} = \eta_{L,m} \frac{\bar{T}_{WP}}{\bar{T}_{WP} - \bar{T}_U} \quad (4.5)$$

Auf Basis der Simulationsergebnisse des von Pieper et. al. entwickelten thermodynamischen Modells wird eine lineare Regression für die Berechnung der Leistungszahl der Luft-Wärmepumpe durchgeführt. Mit der linearen Regression lässt sich die Leistungszahl  $\varepsilon_{Luft}$  in Abhängigkeit von Lufttemperatur  $t_{Luft}$  in Grad Celsius berechnen.

$$\varepsilon_{Luft} = 0,0574 \cdot t_{Luft} + 3,1152 \quad (4.6)$$

Die Gleichung 4.6 gilt nur für die Berechnung der Leistungszahlen oberhalb einer Lufttemperatur von 6°C. Bei einer Temperatur niedriger als 6°C wird die Luft-Wärmepumpe ausgeschaltet. Der Grund dafür

ist, dass zu niedrige Außentemperaturen zu einem unwirtschaftlichen Betrieb der Luft-Wärmepumpen führen können. Beim Halten der Vorlauftemperatur auf einem konstanten Temperaturniveau wird im Fall niedriger Außentemperaturen mehr elektrische Hilfsenergie benötigt. Außerdem kann der Verdampfer bei Temperaturen um den Gefrierpunkt vereisen und muss abgetaut werden. Der Abtaubetrieb benötigt zusätzliche Energie und vermindert damit den Gesamtwirkungsgrad der Anlage.[6] Darüber hinaus kann die Luft-Wärmepumpe aufgrund der starken Jahresschwankungen der Außentemperatur und damit der Leistungszahl zu groß ausgelegt werden und für die Übergangszeiten mehrfach überdimensioniert sein. Um diese negativen Auswirkungen zu vermeiden, wird für die Luft-Wärmepumpe die temperaturabhängige Betriebseinschränkung eines Betriebs oberhalb einer Außentemperatur von 6°C eingeführt.

Die Leistungszahl beschreibt, wie viele Kilowattstunden Wärme aus einer Kilowattstunde Strom in einem bestimmten Betriebszustand erzeugt werden und zeigt daher eine momentane Effizienz der Wärmepumpe. Die Leistungszahl unterliegt jedoch im Jahresverlauf den beschriebenen Schwankungen, daher wird für das Abbilden der Effizienz bei unterschiedlichen Betriebszuständen eine Jahresarbeitszahl (JAZ) berechnet. Die JAZ  $\beta$  stellt das Verhältnis der gesamt erzeugten Wärme  $\sum \dot{Q}_{WP}$  zur eingesetzten Strommenge  $\sum P_{WP}$  über das Jahr dar.

$$\beta = \frac{\sum \dot{Q}_{WP}}{\sum P_{WP}} \quad (4.7)$$

Analog zu den Leistungszahlen ist die Berechnung der Wärmeleistung auf der Wärmequellenseite von der genutzten Wärmequelle abhängig. Die durch Grundwassernutzung gewonnene Wärmeleistung kann mittels der Gleichung 4.8 ermittelt werden. Die maximal zulässige Temperaturdifferenz  $\Delta T$  ist in der Potenzialanalyse vorgegeben.

$$\dot{Q}_{U,GW} = \dot{V} \cdot c_p \cdot \rho \cdot \Delta T \quad (4.8)$$

Die Wärmeleistung der Erdsonden kann mit der Formel 4.9 berechnet werden. Die Parameter spezifische Entzugsleistung  $q$ , Länge der Erdsonden  $L$  und Mindestabstand  $d$  zwischen den benachbarten Erdsonden sind ebenfalls aus der Potenzialanalyse in Kapitel 2.2 zu entnehmen.

$$\dot{Q}_{U,Geo} = \frac{A}{d^2} \cdot L \cdot q \quad (4.9)$$

Die Ermittlung der Leistung von Rückkühlerwerken der Luft-Wärmepumpe ist aufgrund des dynamischen Konvektionsprozesses sehr aufwändig. In dieser Arbeit wird eine Funktion der thermischen Leistung von Luft in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur über eine lineare Regression ermittelt. Als Basiswerte dienen die in Abhängigkeit der Temperatur angegebenen Leistungsparameter aus dem Datenblatt der Rückkühlwerke der Firma Güntner. Mit der Gleichung 4.10 lässt sich die maximale Wärmepumpenleistung von  $n$ -Rückkühlwerken der Firma Güntner in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur  $t_U$  in Grad Celsius berechnen.[27]

$$\dot{Q}_{U,Luft} = f(t_{Luft}, n) = n(2,8571 \cdot t_{Luft} + 108,5714) \quad (4.10)$$

### Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Investitionskosten für die Wärmepumpentechnologie bestehen aus zwei Teilen, den Kosten für das Wärmepumpenaggregat und den Kosten für die Integration der Umweltwärmequelle in Form von Erdsonden, Rückkühlwerken sowie Entnahme- und Schluckbrunnen. Die spezifischen Investitionskosten für das Wärmepumpenaggregat können mithilfe der Kostenfunktion aus der Gleichung 4.11 berechnet werden. Die Kostenfunktion ist nicht-linear und muss durch die in Kapitel 3.4 beschriebene stückweise Linearisierung in lineare Form gebracht werden.

$$K_{WP} = \left( \frac{1.019, 1}{\dot{Q}_{WP}^{0,098}} \right) \text{ €/kW} \quad (4.11)$$

Die spezifischen Investitionskosten für die Erdsonden und die Rückkühlwerke werden mit  $K_{ES} = 55 \text{ €/m}$  und  $K_{RK} = 375 \text{ €/kW}$  angenommen. Das System für die Grundwassernutzung besteht aus den drei Komponenten Entnahmebrunnen, Schluckbrunnen und Aufbereitungssystem zur Enteisung des Grundwassers. Die Entnahmebrunnen und das Aufbereitungssystem können mit spezifischen Investitionskosten von  $K_{EB} = 237.075 \text{ €/Brunnen}$  abgeschätzt werden. Die spezifischen Investitionskosten für die Schluckbrunnen hängen von der Größe des Fördervolumenstroms ab und können durch die Gleichung 4.12 ermittelt werden. Da die Gleichung 4.12 eine unstetige Funktion darstellt, wird für ihre Abbildung im Optimierungsmodell die Indikator-Variablen aus Kapitel 3.3 eingeführt.

$$K_{SB} = f(\dot{V}) = (795, 4 \cdot \dot{V} + 206.765, 9) \text{ €/Brunnen} \quad (4.12)$$

Der spezifische Preis für den Wärmepumpenstrom beträgt  $k_{Strom} = 0,19 \text{ geneuronarrow/kWh}$  [27]. Bei einer JAZ der Wärmepumpe  $\beta \geq 2,5$  können die Stromverbrauchskosten entsprechend dem in Kapitel 2.1 aufgeführten Verfahren gefördert werden. Die Stromverbrauchskosten der Hilfseinrichtungen, wie die Umwälzpumpen und Pumpe für die Grundwasserförderung, werden in der Optimierung vernachlässigt.

### Entscheidungsvariablen

Das Wärmepumpenaggregat und die entsprechende Infrastruktur für die Nutzung der Umweltwärme werden in der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die jeweilige Wärmepumpentechnologie separat betrachtet. Dies ist einerseits in den unterschiedlichen Kostenfunktionen und spezifische Kosten begründet und andererseits in der jeweiligen Lebensdauer und dem individuellen Wartungsaufwand der eingesetzten Technik. Als Entscheidungsvariablen für die jeweilige Wärmepumpen-Technologie werden die Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP}$  und die elektrische Leistung  $P_{WP}$  eingesetzt. Da das Potenzial der Umweltquelle begrenzt ist, werden für die weiteren Entscheidungsvariablen die Parameter der Umweltquellenutzung eingesetzt, die in der Potenzialanalyse eingeschränkt sind. Diese sind der Fördervolumenstrom  $\dot{V}_{GW}$  für die Grundwasser-Wärmepumpe, die Fläche des Erdsondenfelds  $A_{Geo}$  für die geothermische Sole-Wärmepumpe und die Anzahl der Rückkühlwerke  $n$  für die Luft-Wärmepumpe. Diese Entscheidungsvariablen werden sowohl in die physikalischen als auch in die wirtschaftlichen Berechnungen einbezogen. Die weiteren Entscheidungsvariablen für die Nennwärmeleistung der Wärmepumpe  $\dot{Q}_{WP, Nenn}$ , die In-

vestitionskosten  $A_{0,WP}$  und Verbrauchskosten  $A_{V1,WP}$  sowie die Gesamtannuität der Wärmepumpe  $A_{N,WP}$ , nehmen keinen aktiven Teil in der Optimierung ein und werden nur eingeführt, um die für die Ergebnisauswertung relevanten Daten direkt aus der Optimierung zu erhalten und den Aufwand der Datennachbearbeitung zu reduzieren.

Abhängig von der Wärmepumpe-Technologie steht die Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP}$  der Wärmepumpe entweder in einem Zusammenhang mit dem Fördervolumenstrom des Grundwassers  $\dot{V}_{GW}$  oder der Fläche des Erdsondenfeldes  $A_{Geo}$  oder der Anzahl der Rückkühlwerke  $n$ . Für die Reduzierung der Berechnungsschritte im Optimierungsalgorithmus und die bessere Struktur des gesamten Optimierungsmodells werden spezifische Parameter für jede Wärmepumpen-Technologie eingeführt. Die spezifischen Wärmeleistungen der einzelnen Umweltquellen werden durch das Ausklammern des Volumenstroms  $\dot{V}_{GW}$  in Formel 4.8, der Fläche  $A_{Geo}$  in Formel 4.9 und der Anzahl  $n$  in Formel 4.10 ermittelt. Die Leistungszahlen werden entsprechend der Gleichungen 4.5 und 4.6 berechnet. Die Berechnung der spezifischen elektrischen Leistungen und der Wärmeleistungen der jeweiligen Wärmepumpen-Technologien erfolgt nach Formeln 4.3 und 4.2, aber nur durch den Einsatz der spezifischen Wärmeleistungen der entsprechenden Umweltquellen. Die Berechnung der spezifischen Parameter wird in Python-Klassenfunktionen durchgeführt. Die Python-Klassenfunktionen besitzen eine allgemeine Form und erlauben somit schnelle Änderung und Anpassung der für die Berechnung relevanten Input-Daten. Die Flussdiagramme der Python-Klassenfunktionen ist in Abbildung 4.4 dargestellt.

Für die Grundwasser-Wärmepumpe ergibt sich eine spezifische thermische Leistung pro  $1 \text{ m}^3/\text{h}$  des geförderten Grundwassers. Die spezifische thermische Leistung der Geothermie-Sole-Wärmepumpe bezieht sich auf  $1 \text{ m}^2$  der Fläche des Erdsondenfeldes. Da für die Berechnung der in den Rückkühlwerken gewonnenen Wärmeleistung eine lineare Regression für die Leistungsberechnung eines Rückkühlwerks verwendet wird, bezieht sich die spezifische Wärmeleistung der Luft-Wärmepumpe auf ein Rückkühlwerk. Die grün markierten berechneten Parameter werden in den Optimierungsalgorithmus importiert. Die Betriebszeit der Geothermie-Sole-Wärmepumpe unterliegt nach der Potenzialanalyse einer Beschränkung in Höhe von 2.400 Std/a. Für die Berücksichtigung dieser Beschränkung wird eine binäre Hilfsvariable für die Abbildung des Zustands der Geothermie-Sole-Wärmepumpe eingeführt. Bei der Abbildung des Teillastbetriebs sowie der Ein- und Ausschaltregelung der Wärmepumpen wird für die Vereinfachung der Berechnungen und im Fall der Geothermie-Sole-Wärmepumpe für die Vermeidung der Nicht-Linearität das zugrunde gelegte Potenzial der Umweltwärmequelle voll ausgeschöpft, sodass die Wärmeleistung auf der Umweltquellenseite immer Volllast entspricht. Zwingt die Optimierung die Wärmepumpe in einem Teillastbetrieb zu arbeiten, wird nur die elektrische Leistung der Wärmepumpe gedrosselt. Die elektrische Leistung wird aus dem Quotienten der Wärmeleistung und der Leistungszahl ermittelt. Die Berechnung der Leistungszahl im Teillastbetrieb würde zur Entstehung einer Nicht-Linearität führen, da die Entscheidungsvariable für die Ermittlung der Wärmeleistung im aktuellen Zeitschritt  $\dot{Q}_{WP}(t)$  durch die Entscheidungsvariable für die Nennleistung  $\dot{Q}_{WP, Nenn}$  gemäß der Formel 4.13 der DIN EN 14825 geteilt werden muss. [36]

$$\varepsilon_{TL}(t) = \varepsilon \frac{\frac{\dot{Q}_{WP}(t)}{\dot{Q}_{WP, Nenn}}}{0,9 \frac{\dot{Q}_{WP}(t)}{\dot{Q}_{WP, Nenn}} + (1 - 0,9)} \quad (4.13)$$

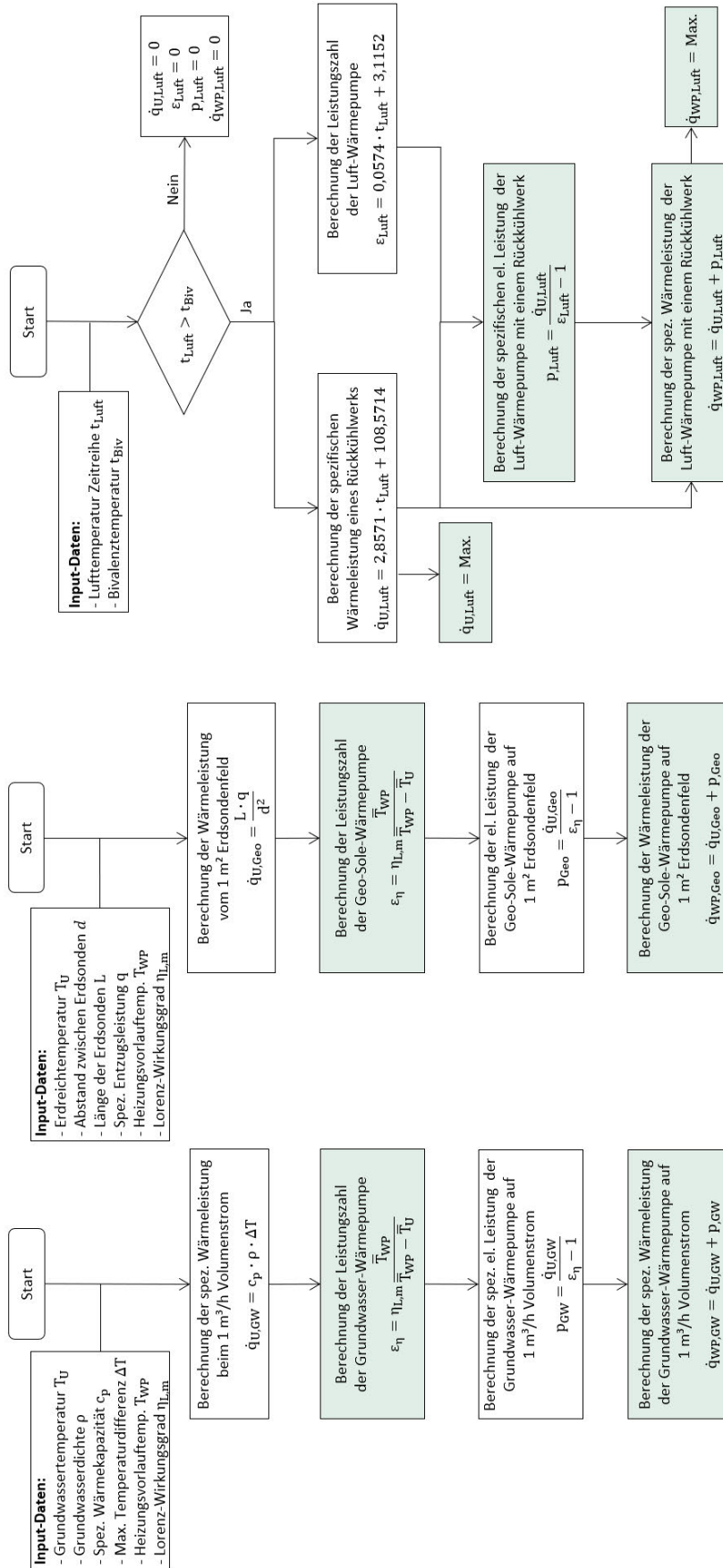


Abbildung 4.4: Flussdiagramm der Python-Klassen der Wärmepumpen-Technologien



Wird von einer geringen Abweichung der Leistungszahl im Teillastbetrieb im Vergleich zur Leistungszahl im Volllastbetrieb ausgegangen, kann die Änderung der Leistungszahl vernachlässigt werden und damit die Nicht-Linearität vermieden werden.

Die mathematische Darstellung der physikalischen und wirtschaftlichen Berechnungen der Wärmepumpen ist in Form von Nebenbedingungen im folgenden Unterkapitel 4.2.3 detailliert aufgeführt.

### 4.1.2 Solarthermische Anlagen

Solarthermische Anlagen bzw. Solarkollektoren wandeln Sonnenstrahlung in nutzbare Wärme um. Es gibt mehrere Kollektor-Bauweisen für verschiedene Einsatzgebiete. Grob lässt sich zwischen unverglasten Kollektoren, Luft-, Vakuum- und Flachkollektoren unterscheiden. Die Flachkollektoren stellen heutzutage die marktgängigsten Kollektoren dar und werden in dieser Arbeit genauer betrachtet.

#### Funktionsprinzip

Die Flachkollektoren bestehen in der Regel aus einem Absorber in einem flachen rechteckigen Gehäuse. Auf der Vorderoberseite des Kollektors befindet sich eine transparente Glasabdeckung. Im Absorber sind Flüssigkeitskanäle angebracht, durch die das Wärmeträgermedium (meist Wasser-Frostschutz-Gemisch) strömt. In der Abbildung 4.5 ist das Funktionsprinzip eines Flachkollektors schematisch dargestellt. Der Absorber besteht aus einem gut wärmeleitenden Metallblech mit einer dunklen Beschichtung, um die Wärme eintreffender Sonnenstrahlung möglichst vollständig zu absorbieren. Die absorbierte Wärme wird vom Wärmeträgermedium in Kanälen unterhalb des Absorbers aufgenommen und zum Wärmespeicher oder Wärmetauscher weitertransportiert.

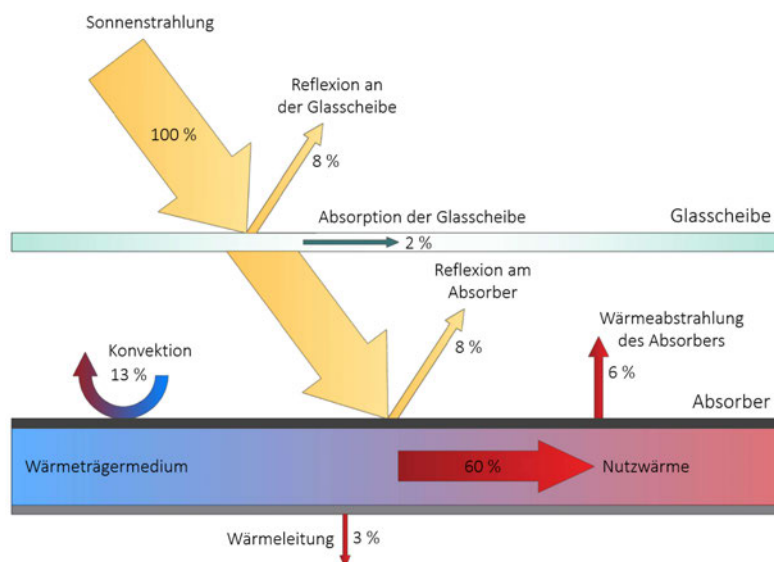


Abbildung 4.5: Schematische Darstellung eines Flachkollektors in Anlehnung an [44]

Das Gehäuse, in dem sich der Absorber befindet, ist auf der Rückseite sehr gut wärmegeklämt. Trotz-

dem treten Verluste durch Konvektion, Wärmeleitung und -strahlung auf. Die Wärmeverluste sind umso größer, je höher der Temperaturunterschied zwischen Absorber und der Umgebung ist. Die transparente Glasabdeckung ermöglicht es, einen Großteil der Konvektionsverluste zu verhindern, indem der Absorber von den bewegten Luftmassen geschützt wird. Zwischen der Glasscheibe und dem Absorber verhindert der Treibhauseffekt eine Wärmeabstrahlung des Absorbers an die Umgebung. Die Nachteile der Glasabdeckung sind die Reflexion sowie die Absorption eines Teils der Sonnenstrahlung, der nicht mehr bis zum Absorber gelangen kann.[58]

### Technische Grundlagen

Die solare Wärmegewinnung hängt direkt von der Sonnenstrahlung ab. Die Wärmenutzleistung des Flachkollektors  $\dot{Q}_K$  kann mithilfe der auf ihn eintreffenden Sonnenstrahlung  $E_K$  und der Kollektorfläche  $A_K$  ermittelt werden. Dabei werden die Verluste durch Reflexion, Konvektion und Wärmestrahlung im Kollektorwirkungsgrad  $\eta_K$  berücksichtigt.[44]

$$\dot{Q}_K = \eta_K \cdot E_K \cdot A_K \quad (4.14)$$

Die Konvektions- und Wärmestrahlungsverluste hängen von der Differenz zwischen der mittleren Kollektortemperatur  $\bar{T}_K$  und der Umgebungstemperatur  $T_U$  sowie von den materialspezifischen Verlustkoeffizienten  $\alpha_1$  und  $\alpha_2$  ab. Die Reflexionsverluste werden durch den Konversionsfaktor  $\eta_0$  des Kollektors, der einen rein optischen Wirkungsgrad widerspiegelt, berücksichtigt. So lässt sich der Kollektorwirkungsgrad folgenderweise bestimmen:

$$\eta_K = \eta_0 - \frac{\alpha_1 (\bar{T}_K - T_U) + \alpha_2 (\bar{T}_K - T_U)^2}{E_K} \quad (4.15)$$

Je größer die Differenz zwischen Kollektor- und Umgebungstemperatur und je kleiner der Konversionsfaktor ist, desto geringer ist der Kollektorwirkungsgrad. Die üblichen Konversionsfaktoren und Verlustkoeffizienten für Flachkollektoren sind  $\eta_0 = 0,81$ ,  $\alpha_1 = 3,8 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  und  $\alpha_2 = 0,009 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ . Die mittlere Kollektortemperatur  $\bar{T}_K$  wird über die Kollektoreintrittstemperatur  $T_{KE}$  und die Kollektoraustrittstemperatur  $T_{KA}$  in Gleichung 4.16 berechnet.[44] Als Vereinfachung werden konstante Kollektoreintritts- und Kollektoraustrittstemperaturen angenommen, die mit der Rücklauf- und Vorlauftemperatur der Energiezentrale identisch sind und  $30^\circ\text{C}$  bzw.  $70^\circ\text{C}$  betragen.

$$\bar{T}_K = \frac{(T_{KA} + T_{KE})}{2} \quad (4.16)$$

Je stärker die Sonneneinstrahlung ist, desto höher ist der Wärmeertrag des Kollektors. Der Kollektorwärmeertrag kann durch eine optimale Ausrichtung und Neigung gesteigert werden. Unter Berücksichtigung der Neigung der Erdachse ist auf der Nordhalbkugel eine Ausrichtung der Solarkollektoren nach Süden vorteilhaft. Der optimale Neigungswinkel der Solarkollektoren für nordeuropäische Städte beträgt ca.  $35^\circ$ . [58] Die auf den Kollektor eintreffende Sonnenstrahlung setzt sich aus einem direkten, diffusen und

reflektierten Anteil auf geneigte Fläche zusammen.

$$E_K = E_{dir,gen} + E_{diff,gen} + E_{refl,gen} \quad (4.17)$$

Die globale und diffuse Sonnenstrahlung auf eine horizontale Fläche wird für verschiedene Standorte gemessen. Für deutsche Städte können die stündlichen Werte der Sonnenstrahlung auf eine Horizontalfläche der Deutsche-Wetter-Dienst-Datenbank entnommen und in die Sonnenstrahlung auf die geneigte Fläche umgerechnet werden. Die Berechnung der Sonnenstrahlung auf eine geneigte Fläche wird nach dem in der Quaschnig aufgeführten Algorithmus durchgeführt.[44] Die Parameter des Sonnenstandes Sonnenhöhe und Sonnenazimut werden mithilfe des Python-Moduls `Pysolar` ermittelt.

### Wirtschaftlichkeitsberechnung

Der Pumpenstrom wird in der Optimierung vernachlässigt. So fallen beim Betrieb der Solarkollektoren keine Verbrauchskosten an. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Solarkollektoren werden nur Investitions- und Instandsetzungs- sowie Wartungskosten berücksichtigt. Die spezifischen Investitionskosten für Solarthermie betragen  $Solar = 600 \text{ €/m}^2$ .

### Entscheidungsvariablen

Da die verfügbare Fläche für die solarthermische Nutzung räumlichen Einschränkungen unterliegt und die Gesamtkosten in Form von spezifischen Kosten in Bezug auf Kollektorfläche ausgedrückt sind, wird die gesamte Solarkollektorfläche  $A_{opt,Solar}$  als Entscheidungsvariable für die Solarthermieanlage hinterlegt. Als weitere Entscheidungsvariablen werden Wärmeleistung  $\dot{Q}_{Solar}(t)$ , Investitionskosten  $A_{0,Solar}$  und die Gesamtannuität  $A_{N,Solar}$  der Solarthermie-Anlage eingesetzt. Analog zur Wärmepumpentechnologie wird für die Solarthermie auch die spezifische Wärmeleistung bezogen auf  $1 \text{ m}^2$  der Kollektorfläche in einer Python-Klassenfunktion berechnet. Das Flussdiagramm der Python-Klasse ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

Als Output ergeben sich die stündlichen Werte der spezifischen solarthermischen Wärmeleistung, die auf Basis der Zeitreihen der Lufttemperatur und der auf die geneigte Fläche umgerechneten Sonnenstrahlung berechnet werden. Des Weiteren wird die Zeitreihe der spezifischen Wärmeleistung in den Optimierungsalgorithmus importiert. Da der Ertrag der Solarthermie-Anlage stark von den Wetterbedingungen abhängig ist, wird ihr die höchste Einspeisungspriorität zugewiesen und auf die Ein- und Ausschaltregelung sowie den Teillastbetrieb in der Optimierung verzichtet. Alle Berechnungen für die Solarthermie-Anlage werden in Form von linearen Nebenbedingungen in Unterkapitel 4.2.3 aufgeführt.

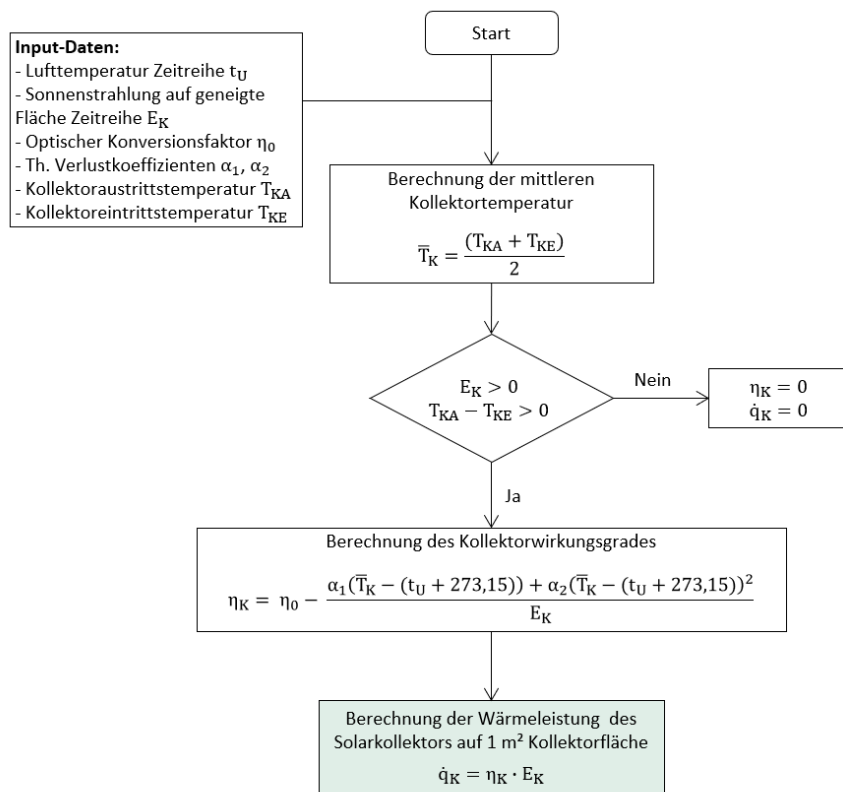


Abbildung 4.6: Flussdiagramm der Python-Klasse der Solarthermieanlage

### 4.1.3 KWK-Anlagen

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bezeichnet die Gewinnung von mechanischer bzw. elektrischer Nutzenergie durch Verbrennung verschiedener Brennstoffe und eine zusätzliche Nutzung der beim Verbrennungsprozess freigesetzten thermischen Energie. Die KWK-Anlagen können sowohl strombedarfsorientiert als auch wärmebedarfsorientiert betrieben werden. Die durch die Verbrennung entstehende mechanische Energie wird in der Regel direkt in Strom umgewandelt. Die KWK-Anlagen unterscheiden sich nach der Art dieser Umwandlung. Heutzutage werden für verschiedene Zwecke Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Diesel-, Otto- oder Stirlingmotor, Gas- und Dampfturbinenanlagen sowie Heizkraftwerke mit Dampfkesseln, Dampfturbinen oder Dampfmaschinen eingesetzt. Für eine gekoppelte Heizungs- und Warmwasserversorgung dienen in der Regel die motorbetriebenen BHKW-Anlagen, die am häufigsten im kleineren Leistungsbereich unter  $1 \text{ MW}_{el}$  vorkommen. Der gewonnene Strom wird dann ins Niederspannungsnetz eingespeist.[45] In dieser Arbeit werden Erdgas-BHKW und Holzgas-BHKW, beide mit Ottomotor, näher betrachtet.

#### Funktionsprinzip

In der Abbildung 4.7 sind die Hauptkomponenten eines BHKW schematisch dargestellt. Zunächst wird der Brennstoff dem Verbrennungsmotor zugeführt und dort in mechanische Energie umgewandelt. Der Motor treibt den Synchrongenerator an, der die mechanische Energie in Strom umwandelt. Durch die

Verbrennung entstehende Wärme wird in vier Wärmeübertragungsvorgängen an den Rücklauf eines Wärmeversorgungssystems abgegeben. Es gibt zwei Wasserkreise und ein Abgasrohr. Der erste Wasserkreis kühlt unmittelbar den Motor und den Ölkühler sowie das Abgassammelrohr ab und gibt die Wärme über den Plattenwärmetauscher an den zweiten Wasserkreis des Wärmeversorgungssystems ab. Der kalte Rücklauf des Wärmeversorgungssystems kühlt den Generator ab und strömt weiter zum Brennwertwärmetauscher mit dem integrierten Katalysator. Der durch das heiße Abgas erwärmte Rücklauf wird weiter im Plattenwärmetauscher erwärmt und anschließend wieder dem Wärmeversorgungssystem zugeführt.[32]

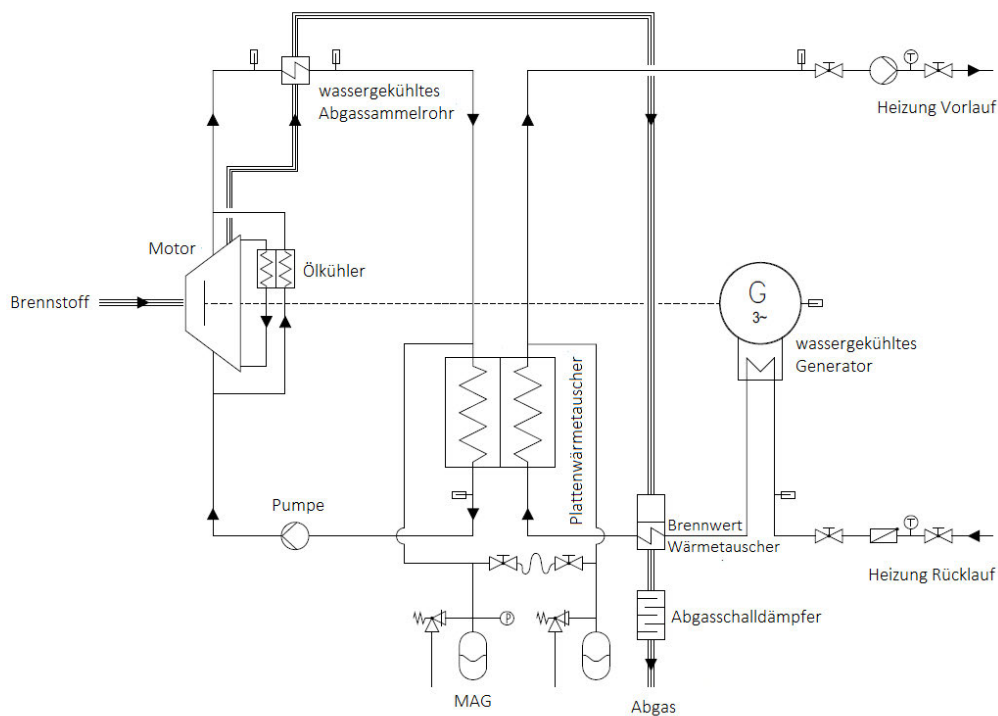


Abbildung 4.7: Schematische Darstellung eines BHKW [32]

### Technische Grundlagen

Die erreichbaren Vorlauftemperaturen eines solchen BHKW liegen im Bereich von 90 bis 110°C. Der Gesamtwirkungsgrad bildet sich aus der Summe von elektrischen und thermischen Wirkungsgraden. Der elektrische Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  wird über den Quotienten aus elektrischer Leistung  $P$  und zugeführter Brennstoffwärme  $\dot{Q}_B$  ermittelt. Der thermische Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  berechnet sich ebenfalls über den Quotienten aus Nettowärmeerzeugung  $\dot{Q}_{th}$  und zugeführter Brennstoffleistung  $\dot{Q}_B$ .

$$\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (4.18)$$

$$\eta_{el} = \frac{P}{\dot{Q}_B} \quad (4.19)$$

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\dot{Q}_B} \quad (4.20)$$

Beim wärmegeführten Betrieb der KWK-Anlagen ist der thermische Wirkungsgrad in der Regel höher als der elektrische Wirkungsgrad. In dieser Arbeit werden für das Erdgas-BHKW ein elektrischer und thermischer Wirkungsgrad in Höhe von  $\eta_{el,BHKW} = 0,41$  und  $\eta_{th,BHKW} = 0,44$  eingesetzt. Der elektrische und der thermische Wirkungsgrad des Holzgas-BHKW sind in der Regel niedriger und betragen ca.  $\eta_{el,Holz} = 0,30$  und  $\eta_{th,Holz} = 0,40$ . [27] Außerdem ist das Holzgas-BHKW träger als das Erdgas-BHKW und kann nur langsam auf eine sich ändernde Marktsituation reagieren. Die Holzvergasung ist ein anspruchsvolles und wartungsaufwändiges Verfahren. Das erzeugte Holzgas wird in der Regel nicht zwischengespeichert, da es giftig ist und besondere Speichertechnologien mit verstärkter Sicherheitsinfrastruktur erfordert. Die Hersteller empfehlen daher eine Mindestzeitlauf des Holzvergaser und des Holzgas-BHKW von  $MLZ = 24 \text{ Std}$  sowie einen kontinuierlichen Vollastbetrieb des Holzgas-BHKW.

### Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die spezifischen Investitionskosten für das Erdgas-BHKW können mithilfe der Kostenfunktion aus der Gleichung 4.92 berechnet werden. Diese ist nicht-linear und wird im Optimierungsmodell in eine lineare Form gebracht.

$$K_{BHKW} = \left( \frac{11.843}{P_{el}^{0,402}} \right) \text{ €/kW} \quad (4.21)$$

Das Erdgas-BHKW besitzt eine Leitung zum nahliegenden Gasnetzanschluss. Die Anschlusskosten zum Gasnetz erfordern einmalige Ausgaben in Höhe von  $K_{Gasnetz} = 30 \text{ €/kW}$ . Beim Beziehen des Erdgases vom Gasnetz müssen außerdem die Gasnetzentgelte in Form vom Grund- und Arbeitspreis bezahlt werden. Der zu bezahlende Arbeitspreis ist von der Jahresbrennstoffenergiemenge abhängig. Der Leistungspreis hängt von der maximalen Leistung ab. Bei der Modellierung wird ein Erdgas-Preis in Höhe von  $k_{Erdgas} = 0,07 \text{ €/kWh}$  inklusive der CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingesetzt. [27]

Das Holzgas für das Holzgas-BHKW wird vor Ort in einem Holzvergaser durch die Verbrennung der Festbrennstoffe synthetisiert. Der Holzvergasungsprozess ist sehr anspruchsvoll und die Festbrennstoffe müssen gewisse Anforderungen erfüllen. Heutzutage kommen Festbrennstoffe in Form von Hackschnitzeln, Holzbriketts oder Holzpellets zum Einsatz, die in der Regel aus den Rest- oder Abfallprodukten der Holzindustrie aufbereitet werden. In dieser Arbeit werden Holzpellets als Brennstoff für den Holzvergaser betrachtet. Die Kosten der Holzpellets betragen  $k_{Holz} = 0,046 \text{ €/kWh}$ . Das erzeugte Holzgas ist von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung befreit. Der Holzbrennstoff wird zum Holzvergaser geliefert und muss in einem Lager oder Silo zwischengespeichert werden. So bildet das Holzgas-BHKW mit dem Holzvergaser und dem Brennstofflager ein Gesamtsystem. Die Investitionskosten für dieses Gesamtsystem können mit der Gleichung 4.22 in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung des Holzgas-BHKW ermittelt werden. [27] Für die Holzpellets und das Erdgas wird ein jährlicher Preisänderungsfaktor in Höhe von 2 % bei der Annuitätenberechnung berücksichtigt.

$$A_{0,Holz,BHKW} = f(P_{el}) = (500.647, 1 + 529,4 \cdot P_{el}) \text{ €} \quad (4.22)$$

Die Rahmenbedingungen der Stromvergütung aller KWK-Anlagen sind im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

(KWKG 2020) vorgeschrieben. Die biogasbefeuerten KWK-Anlagen können entweder nach KWKG oder nach Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) gefördert werden. Nach KWKG 2012 erhielten alle Betreiber der KWK-Anlagen in der Leistungsgröße bis 2000 kW<sub>el</sub> eine Stromvergütung in Form eines „üblichen Preises“ – auch KWK-Index genannt. Dieser „übliche Preis“ ist gleich dem an der Strombörse erzielten durchschnittlichen Strompreis. Der „übliche Preis“ bzw. KWK-Index wird für jedes vorangegangene Quartal erhoben. Nach KWKG 2016/2017 gilt die Vergütung mit dem KWK-Index nur für KWK-Anlagen bis 100 kW<sub>el</sub> und für bestehende Anlagen innerhalb des KWKG 2012 Förderzeitraums. Die neu errichteten KWK-Anlagen über 100 kW<sub>el</sub> sind zur Direktvermarktung verpflichtet. Nach KWKG 2020 besteht weiterhin die Pflicht zur Direktvermarktung.[61] Unter der Direktvermarktung versteht man die Teilnahme am Regelle Energiemarkt, Intraday-Handel oder Day-Ahead-Auktion [54]. Wie bereits in Kapitel 2.3 erwähnt wurde, wird in dieser Arbeit ein marktdienlicher Betrieb des Erdgas-BHKW nach dem Stromsignal der Day-Ahead-Auktion untersucht. Da die KWK-Anlagen die Primärenergie besonders effektiv umwandeln und gleichzeitig Strom und Wärme produzieren, wird der erzeugte Strom der KWK-Anlagen gefördert. Dies geschieht durch den sogenannten KWK-Zuschlag. Laut §8 des KWKG 2020 beträgt der Förderzeitraum für neue KWK-Anlagen 30.000 VBH. Eine der wesentlichen Änderungen des KWKG 2020 ist die Reduzierung der jährlich geförderten Vollbenutzungsstunden. So werden ab dem Kalenderjahr 2025 nur 3.50 VBH pro Jahr gefördert. Da in der Energiezentrale des KEBAP mehrere erneuerbare sowie innovative Erzeuger vorgesehen sind, kann ein innovatives KWK-System eingesetzt und bezuschusst werden. Das innovative KWK-System (iKWK-System) setzt sich mindestens aus drei Komponenten, einer KWK-Anlage, einem innovativen erneuerbaren Wärmeerzeuger und einem elektrischen Wärmeerzeuger, zusammen. Die einzelnen Komponenten des iKWK müssen gemeinsam geregelt und gesteuert werden. Als elektrischer Wärmeerzeuger wird in dieser Arbeit ein PtH-Modul modelliert, das neben dem Erdgas-BHKW auch nach dem Stromsignal betrieben wird. Der Förderzeitraum des iKWK-Systems ist höher als bei anderen KWK-Anlagen und beträgt 45.000 VBH. [2] Die Vergütung der iKWK-Systeme erfolgt über das Ausschreibungsverfahren. Die Zuschlagshöhe wird jedes Jahr im Juni und Dezember durch die iKWK-Ausschreibung neu ermittelt. Der Maximalwert darf 12 ct/kWh nicht überschreiten. Für Dezember 2020 betrug der iKWK-Zuschlag 10,8 ct/kWh und im Jun 2021  $Z_{iKWK} = 11,57 \text{ ct/kWh}$  [7]. Es gibt aber ein Verbot der Kumulierung der KWK-Zuschläge mit Investitionszuschüssen. Wird der KWK-Zuschlag als Vergütung des BHKW ausgewählt, muss für diese Komponenten auf die Investitionsförderung von WN 4.0 verzichtet werden. Es muss auch beachtet werden, dass im Fall des Eigenverbrauchs andere Regulatorien gelten. Diese werden aber in dieser Arbeit nicht betrachtet.[3]

Biogas bzw. Holzgas befeuerte KWK-Anlagen können nach dem EEG 2021 gefördert werden. Kleine Anlagen mit einer Leistung bis zu 100 kW können eine Festvergütung erhalten. Die Anlagen ab 100 kW müssen den erzeugten Strom über das Marktprämienmodell an der Strombörse direktvermarkten. Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren der Bundesnetzagentur ist für Anlagen ab einer Leistung von 150 kW verpflichtend. Bei diesem Verfahren bewerben sich die Anlagen mit einem „anzulegenden Wert“. Der durch die Ausschreibung ermittelte „anzulegende Wert“ bleibt für die volle Förderdauer von 20 Jahren konstant. Im EEG 2021 hat sich der maximale Gebotswert erhöht und beträgt für die Neuanlagen 16,4 ct/kWh und für die Bestandsanlagen 18,4 ct/kWh.[16]

Der „anzulegende Wert“ bildet dabei eine Grundlage für die Berechnung der Marktprämie. Die Marktprämie wird von EEG-Umlagen finanziert und an Betreiber der erneuerbaren Energieanlagen, die an Direktvermarktung teilnehmen, ausgezahlt. Die Marktprämie stellt dabei eine Differenz zwischen dem „anzulegenden Wert“ und dem monatlichen durchschnittlichen Strombörsenpreis dar. Der „anzulegende Wert“ bleibt immer konstant. Schwankt der durchschnittliche Strombörsenpreis, passt sich die Marktprämie so an, dass der „anzulegende Wert“ unverändert bleibt. Die Anlagenbetreiber, die den Strom nicht bei durchschnittlichen, sondern bei höheren Börsenpreisen verkaufen, können mehr Erlös erzielen. In der Abbildung 4.8 ist das Zusammenspiel von Marktprämie und Strompreis dargestellt. Der Zuschlagswert für März 2021 beträgt  $Z_{EEG} = 17,02 \text{ ct/kWh}$ .

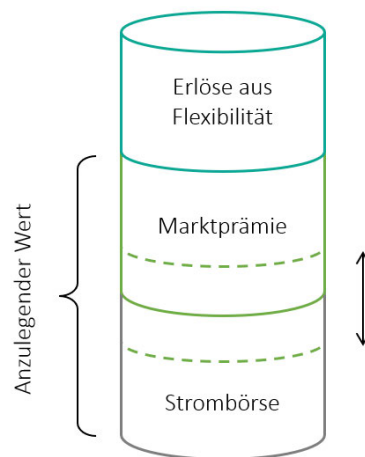


Abbildung 4.8: Anzulegender Wert in Anlehnung an [25]

Die kleinen Biogas-KWK-Anlagen sind aufgrund der hohen spezifischen Kosten weniger wirtschaftlich als die größeren Anlagen. Um der Ausbau der kleinen dezentralen Anlagen künftig zu verstärken, erhalten die Anlagen in der Leistungsgröße bis 500 kW einen Bonus von 0,5 ct/kWh. Das gilt nur für die Anlagen, die in den Jahren 2021-2025 bezuschusst werden.[16]

Da in dieser Arbeit das Erdgas-BHKW als Bestandteil eines iKWK-Systems betrachtet wird, setzt sich der Stromerlös aus dem erzielten Strombörsenpreis der Day-Ahead-Auktion  $k_{DayAhead}$  und dem innovativen KWK-Zuschlag  $Z_{iKWK} = 11,57 \text{ ct/kWh}$  zusammen. Für das Erzielen eines möglichst hohen Stromerlöses, wird der Fahrplan des Erdgas-BHKW und des PtH-Moduls nach dem Strompreissignal der Day-Ahead-Auktion optimiert. Dieser strommarktorientierte Betrieb erfordert jedoch ein größeres Speichervolumen. Das Holzgas-BHKW wird aufgrund seiner Trägheit wärmegeführt betrieben. Der Stromerlös des Holzgas-BHKW wird nach der EEG-Förderung berechnet. Der Erlös setzt sich dann aus dem EEG-Zuschlagswert  $Z_{EEG}$  und dem erwähnten Bonus für kleine Biomasse-Anlagen zusammen. Da das iKWK-System und das Holzgas-BHKW nach KWKG und EEG gefördert werden, wird für sie keine Investitionsförderung berücksichtigt.



### Entscheidungsvariablen

Da ein strommarktdienlicher Betrieb des Erdgas-BHKW und des PtH-Moduls abgebildet werden muss und die Investitions-, Betriebskosten sowie die Erlöse auf Basis der elektrischen Leistungen berechnet werden, werden diese Leistungen als Entscheidungsvariablen  $P_{BHKW}$ ,  $P_{HolzBHKW}$ , und  $P_{PtH}$  eingesetzt. Die weiteren Entscheidungsvariablen werden für die Darstellung der Nennleistungen  $P_{Nenn}$ , der Investitions- und Verbrauchskosten  $A_0$ ,  $A_{V1}$  sowie der Stromerlöse  $A_{E1}$  und der Gesamtannuitäten  $A_N$  der einzelnen elektrischen Wärmeerzeuger eingeführt.

Der Stromerlös des Holzgas-BHKW lässt sich durch die Multiplikation des gesamterzeugten Stroms mit der EEG-Vergütung berechnen. Als Vereinfachung wird der Bonus für kleine Biomasse-Anlagen in der Berechnung vernachlässigt. Der Stromerlös des Erdgas-BHKW wird stündlich durch das Multiplizieren der elektrischen Leistung mit dem Strompreis der Day-Ahead-Auktion und dem iKWK-Zuschlag ermittelt. Der Optimierungsalgorithmus muss dafür sorgen, dass das Erdgas-BHKW den Strom nur in Zeiten hoher Strompreise der Day-Ahead-Auktion produziert und mit den anderen Wärmeerzeugern in Abhängigkeit von der verfügbaren Speicherflexibilität gekoppelt wird. Das PtH-Modul wird als Teil des iKWK-Systems analog zum Erdgas-BHKW nach dem Strompreissignal betrieben. Für die Abbildung der Mindestlaufzeit des Holzgas-BHKW, der maximalen förderfähigen Vollaststunden des Erdgas-BHKW und des marktdienlichen Betriebs des iKWK-Systems werden die binären Hilfsvariablen  $y_{Holz}$  und  $y_{BHKW}$  eingeführt. Da in dieser Arbeit die Förderung für ein iKWK-System betrachtet wird, muss vorausgesetzt werden, dass wenn im finalen Wärmeerzeugungskonzept ein Erdgas-BHKW vorkommt, das PtH-Modul auch unbedingt vorhanden sein muss. Dafür wird noch eine weitere binäre Hilfsvariable  $y_{iKWK}$  eingeführt, um einen logischen Zusammenhang zwischen dem Erdgas-BHKW und dem PtH-Modul herzustellen.

Wie bei der Modellierung der Wärmepumpen-Technologien wird für das Erdgas-BHKW von einem konstanten Wirkungsgrad sowohl im Voll- als auch im Teillastbetrieb ausgegangen. Ein konstanter Volllastbetrieb des Holzgas-BHKW kann im gewählten Optimierungsproblem linear nicht abgebildet werden. Daher wird angenommen, dass das Holzgas-BHKW auch in Teillast betrieben werden kann. In Abhängigkeit von den elektrischen Leistungen des Erdgas- und Holzgas-BHKW in jedem Zeitschritt  $P(t)$  und den elektrischen und thermischen Wirkungsgraden werden die entsprechenden Wärmeleistungen  $\dot{Q}_{th}(t)$  und Brennstoffleistungen  $\dot{Q}_B(t)$  berechnet. Die Menge der Entscheidungsvariablen der KWK-Anlagen und des PtH-Moduls kann zu sehr langen Berechnungszeiten führen. Daher werden für die elektrischen Leistungen der KWK-Anlagen und des PtH-Moduls untere und obere Grenzen  $P_{BHKW,Unter}$  und  $P_{BHKW,Ober}$  sowie  $P_{PtH,Ober}$  eingesetzt.

#### 4.1.4 Heizkessel-Anlagen

In einem Heizkessel wird durch die Verbrennung eines Brennstoffes nutzbare Wärme gewonnen. Im Hinblick auf eine nachhaltige Nutzung der Ressourcen und Einsparung von Emissionen sind die Heizkesselanlagen nicht so effizient wie KWK-Anlagen. Die Heizkesselanlagen lassen sich jedoch schnell an- und abschalten und können somit gut auf kurzfristige Spitzenlasten reagieren. Die Heizkessel kön-

nen mit gasförmigen, flüssigen oder festen sowie mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden. In dieser Arbeit wird die Nutzung von erneuerbaren Brennstoffen in Form von Biomethan und Pflanzenöl in Heizkesseln betrachtet.

### Funktionsprinzip

Ein Heizkessel besteht aus einem Brenner, einem Wärmeübertragungssystem, einem Abgasrohr und einem Hohlraum. In Abbildung 4.9 ist der Aufbau eines Heizkessels schematisch dargestellt. Im Brenner wird ein Brennstoff entzündet und die dadurch freigesetzte Wärme breitet sich im Hohlraum auf. Für die Zündung werden überwiegend Zündtransformatoren verwendet. Die erzeugte Flamme muss stabilisiert werden. Dafür muss ein Gleichgewicht zwischen Strömungs- und Flammengeschwindigkeit eingestellt werden. Das Wärmeübertragungssystem besteht aus einem Wärmeübertrager, der die Wärme von den Flammen und Abgasen der Verbrennung auf das Heizungswasser überträgt. Die meisten Brennstoffe enthalten Wasserstoff oder Wasser, sodass das bei der Verbrennung entstandene Abgas Wasserdampf enthält. Wird der Wasserdampf in einem nachgeschalteten Kondensationswärmeträger kondensiert, kann ein höherer Wirkungsgrad erzielt werden. Voraussetzung für eine vollständige Kondensation sind niedrige Temperaturanforderungen des Wärmeverbrauchers, z.B. in einem Niedertemperaturheizsystem. Die Heizkessel, die die Kondensationswärme des Brennstoffs nutzen, heißen Brennwertkessel.[9]

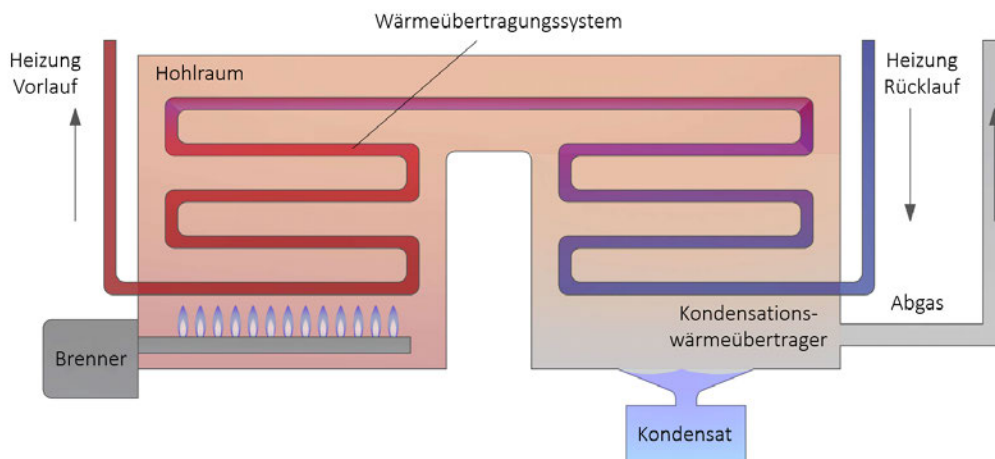


Abbildung 4.9: Schematische Darstellung eines Heizkessels in Anlehnung an [23]

### Technische Grundlagen

Bei Brennwertkesseln werden heute ausnahmslos Gebläsebrenner eingesetzt. Dabei wird das Flammen- und Abgas mithilfe eines Luftgebläses gefördert. Der Vorteil besteht darin, dass die Zuluft für die Verbrennung genau dosiert werden kann. Außerdem lassen sich die Gebläsebrenner stufenlos zwischen

Minimal- und Maximallast regeln.[33] Die Kondensation von Wasser aus dem Abgas setzt voraus, dass die Abgastemperatur den Taupunkt unterschreiten muss. Es ist aber nicht so, dass unterhalb dieses Punkts der Wasserdampf vollständig kondensiert. Für die vollständige Kondensation muss der Sättigungsdampfdruck von Wasser erreicht werden. Bei einer Abgastemperatur von 35°C beträgt der Wirkungsgrad des Brennwertkessels bei der Nutzung von Biomethan ca. 96 %. Der Wirkungsgrad eines Öl-Brennwertkessels ist etwas geringer als bei einem Gas-Brennwertkessel, weil der Taupunkt niedriger liegt und der Einfluss der Kondensation aufgrund des geringeren Wasserdampfgehalts schwächer ist.[40]. Der Wirkungsgrad des mit Öl betriebenen Brennwertkessels wird für die Berechnungen mit 0,93 angenommen. Die zugeführte Brennstoffwärme  $\dot{Q}_B$  lässt sich aus dem Quotienten zwischen der thermischen Leistung  $\dot{Q}_{th}$  und dem thermischen Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  des Heizkessels ermitteln.

$$\dot{Q}_B = \frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{th}} \quad (4.23)$$

#### Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die spezifischen Investitionskosten für die Heizkessel-Anlage können mittels der Kostenfunktion in Gleichung 4.24 ermittelt werden [27].

$$K_{Kessel} = \left( \frac{31.567}{\dot{Q}_{Kessel}^{0,86}} \right) \text{ €/kW} \quad (4.24)$$

Für die Berechnung der Verbrauchskosten wird der Preis für Biomethan mit  $k_{BioMethane} = 0,08 \text{ €/kWh}$  angenommen. Der Preis für Pflanzenöl beträgt ca.  $k_{BioOil} = 0,15 \text{ €/kW}$ . Für die beiden Brennstoffe wird ein jährlicher Preisänderungsfaktor in Höhe von 2 % bei der Annuitätenberechnung berücksichtigt. Wird das Biomethan vom Gasnetz bezogen, müssen analog zum Erdgas-BHKW die Kosten für den Gasnetzanschluss sowie Leistungs- und Arbeitspreise des Gasnetzes in die Berechnung einbezogen werden.

#### Entscheidungsvariablen

Die Heizkessel-Anlagen unterliegen wie die KWK-Anlagen keinen Beschränkungen in der Potenzialanalyse. Als Entscheidungsvariablen werden für die Heizkessel-Anlagen ihre Wärmeleistungen  $\dot{Q}_{GasKessel}$  und  $\dot{Q}_{OilKessel}$  eingesetzt. Die weiteren Entscheidungsvariablen sind die Nennleistungen  $\dot{Q}_{Kessel,Nenn}$ , Investitions- und Verbrauchskosten  $A_{0,Kessel}$ ,  $A_{V1,Kessel}$  sowie die Gesamtannuitäten  $A_{N,Kessel}$  der Heizkessel-Anlagen.

#### 4.1.5 Fernwärmenutzung

Fernwärme ist ein System zur Verteilung von Wärmeenergie, die an einem zentralen Ort von einem Dritten nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständig produziert wird [34]. Die Wärme wird in Form von heißem Wasser über das Fernwärmenetz unter hohem Druck zu den Wärmeabnehmern transportiert. Es gibt keine deutlichen technischen oder rechtlichen Abgrenzungen zwischen Fern- und Nahwärmenetzen [34]. Wenn es typischerweise um die Verteilung der Wärme unter Einsatz von nied-

rigeren Temperaturen und innerhalb eines Stadtteils oder Industriegebiets geht, spricht man von einem Nahwärmenetz [42]. Fernwärmenetze sind häufig an ein großes Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung angeschlossen. Auch Heizkesselanlagen (Heizwerke) und Müllverbrennungsanlagen können als Wärmequellen für Fernwärme dienen und gelegentlich kommt auch Abwärme von industriellen Prozessen zum Einsatz. Es können auch erneuerbare Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie oder Biomasseanlagen zur Fernwärmeerzeugung genutzt werden.[41] Neben dem Bunker verläuft eine Fernwärmetrasse, die zum städtischen Fernwärmeversorgungsunternehmen Wärme Hamburg GmbH gehört. Zum aktuellen Zeitpunkt beträgt der Wärmeabsatz der Wärme Hamburg ca. 4.000 GWh. Das Unternehmen hat damit einen Marktanteil an der Hamburger Nutzwärme in Höhe von 22 %.[60] Die Wärme Hamburg besitzt aktuell elf Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung in der Metropolregion Hamburg. Dazu zählen drei Heizkraftwerke inklusive GuD-Anlage sowie acht Heizwerke und BHKW. Durch ein 860 km lange Rohrleitungssystem wird eine Wärmeleistung in Höhe von ca. 1.800 MW geliefert. Die elektrische Leistung beträgt rund 600 MW.[10] Die potenziellen Abnehmer der Energiezentrale des KEBAP werden derzeit mit Fernwärme der Wärme Hamburg versorgt. Deswegen stellen die ökologischen Kenndaten und Wärmepreise der Fernwärme einen Benchmark für die geplante Energiezentrale dar. Eine ökologische Bewertung der Hamburger Fernwärme erfolgte im Jahr 2020 nach AGFW Arbeitsblättern FW 309 Teil 1 und Teil 6. Der Primärenergiefaktor der Fernwärme beträgt 0,36 und der spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor beträgt 124 kg/MWh<sub>th</sub>. [11, 12]

### Funktionsprinzip

Das zentral erhitze Wasser wird über Rohrleitungen in Richtung der Wärmeabnehmer gepumpt, die über Heizkreise mit Wärme versorgt werden. Danach strömt das abgekühlte Wasser zurück zu den Erzeugungsanlagen der Fernwärme, um dort erneut erhitzt zu werden. Die Wärme wird an einer Wärmeübergabestation (WÜST) an die Heizkreise der Wärmeabnehmer übertragen. Grundsätzlich können die Wärmeabnehmer an das Fernwärmenetz entweder direkt oder indirekt angeschlossen werden. In Abbildung 4.10 ist ein direkter sowie indirekter Anschluss abgebildet.

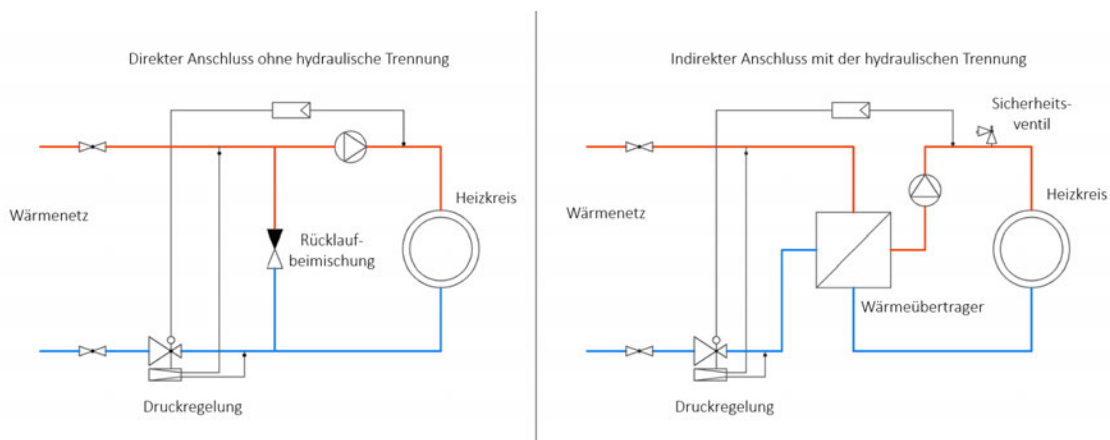


Abbildung 4.10: Schematische Darstellung der Anschlussmöglichkeiten an das Fernwärmenetz in Anlehnung an [20]

Beim direkten Anschluss strömt das Heizwasser durch die Hausanlage. Das Heizwasser kommt somit in direkten Kontakt mit Hausanlagen. Deswegen muss bei Materialwahl der Hausanlagen die Wasserqualität des Fernwärmenetzes berücksichtigt werden, um Korrosion zu vermeiden. Wenn der maximale Netzvorlaufdruck über dem für die Hausanlage zulässigen Druck liegt, muss eine Druckreduzierung mit Absicherung eingesetzt werden. Überschreitet die Netzvorlauftemperatur die zulässige Temperaturgrenze der Hausanlage, findet eine Rücklaufbeimischung statt, die eine exakte Anpassung der Betriebsweise an die Temperaturanforderungen der Hausanlage ermöglicht. Beim indirekten Anschluss sind das Fernwärmenetz und die Hausanlage voneinander über einen Wärmeübertrager hydraulisch entkoppelt. Eine hydraulische Entkopplung ist erforderlich, wenn die Parameter für Druck, Temperatur und Qualität des Heizwassers im Fernwärmenetz für die Hausanlage ungeeignet sind. Beim indirekten Anschluss liegen zwei Heizkreise vor. Der Heizkreis auf der Seite des Fernwärmenetzes wird als Primärkreis genannt. Der Heizkreis der Hausanlage wird dann entsprechend als Sekundärkreis bezeichnet. Hier kann das beliebige Druck- und Temperaturniveau durch die Steuerungseinheiten eingestellt werden. Bei der Auslegung des Wärmeübertragers müssen Maximaldruck und -temperatur des Fernwärmenetzes berücksichtigt werden. [20] Des Weiteren wird in dieser Arbeit der indirekte Anschluss an das Fernwärmenetz betrachtet.

#### Technische Grundlagen

Die Vorlauftemperatur zum Fernwärmekunden der Wärme Hamburg beträgt zwischen 90°C und 133°C und ist jahreszeitenabhängig. Die Rücklauftemperatur vom Kunden beträgt 50°C [10]. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, kann sowohl Vorlauf als auch Rücklauf der Fernwärme als Wärmequelle für die Energiezentrale genutzt werden. Aus ökologischer und wirtschaftlicher Sicht ist es effizienter den Rücklauf zu nutzen. Dessen maximale Temperatur ist um 20°C niedriger als die erforderliche Vorlauftemperatur der Energiezentrale des KEBAP. Deswegen muss die Nutzung des Fernwärmerücklaufs von anderen Wärmeerzeugern oder dem Vorlauf der Fernwärme ergänzt werden. Für die Berechnung der aus der Fernwärme bezogenen thermischen Energie wird der Prozess der Wärmeübertragung rein bilanziell betrachtet. Die Parameter des Wärmeübertragers sowie logarithmische Temperaturmittelwerte werden nicht berücksichtigt. Lediglich die abgegebene Wärmeleistung mit der Annahme der späteren Massenstromanpassung durch die Steuerung wird betrachtet. Die thermische Energie  $\dot{Q}_{FW}$  lässt sich aus dem Produkt von Dichte  $\rho$ , spezifischer Wärmekapazität  $c_p$ , Volumenstrom  $\dot{V}_{FW}$  und einer konstanten Temperaturdifferenz des Heizwassers  $\Delta T$  ermitteln.

$$\dot{Q}_{FW} = \rho \cdot c_p \cdot \dot{V}_{FW} \cdot \Delta T_{FW} \quad (4.25)$$

Bei der Nutzung des Rücklaufs ergibt sich eine Temperaturdifferenz von  $\Delta T_{FW, RL} = 50C - 30C$ . Es wird angenommen, dass die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes über das Jahr konstant ist und die mittlere Temperatur ca. 112°C beträgt. Daraus folgt eine Temperaturdifferenz von  $\Delta T_{FW, VL} = 112C - 30C$  für die Nutzung des Fernwärmeverlaufs.

#### Wirtschaftlichkeitsberechnung

Um die Fernwärme beziehen zu können, muss die KEBAP Energiezentrale an das Fernwärmenetz angeschlossen und die WÜST errichtet werden. Die spezifischen Anschlusskosten betragen dabei  $5 \text{ €/}(m^3/h)$ . Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung müssen neben den einmaligen Anschlusskosten auch der Arbeits- und Leistungspreis der Nutzung der Fernwärme berechnet werden. Der Arbeitspreis wird für die verbrauchte Wärmemenge bezahlt und beträgt  $k_{FW} = 0,051 \text{ €/kWh}$ . Der Leistungspreis ist für die Vorlauf- und Rücklaufnutzung unterschiedlich und bezieht sich auf den maximal erforderlichen Volumenstrom. Der Leistungspreis für die Vorlaufnutzung beträgt  $K_{FW,VL} = 7,263 \text{ €/}(m^3/h)$ . Für die Rücklaufnutzung gilt ein Leistungspreissabatt von 75 %, der sich aber auf die thermische Leistung bezieht.[27] Der Leistungspreis der Rücklaufnutzung lässt sich somit nach folgender Gleichung berechnen:

$$K_{FW,RL} = \frac{1}{4} \cdot \frac{\Delta T_{FW,RL}}{\Delta T_{FW,VL}} \cdot 7.263 \text{ €/}(m^3/h) \quad (4.26)$$

### Entscheidungsvariablen

Der Volumenstrom  $\dot{V}_{FW}$  wird als Entscheidungsvariable gesetzt, da er sowohl beim Vorlauf- als auch beim Rücklauf der Fernwärme in die physikalischen und wirtschaftlichen Berechnungen einbezogen wird. Außerdem unterliegt der Volumenstrom der Rücklaufnutzung  $\dot{V}_{FW,RL}$  laut der Potenzialanalyse einer Beschränkung. Die Volumenströme des Vorlaufs  $\dot{V}_{FW,VL}(t)$  und Rücklaufs  $\dot{V}_{FW,VL}(t)$  können zu jedem Simulationszeitschritt beliebige Werte annehmen. Es wird vorausgesetzt, dass sich der Wärmeübertragungsprozess ohne Einschränkungen regeln lässt. Für die Vereinfachung der Berechnungen wird jeweils von einer konstanten Temperatur des Fernwärmeverlaufs und Rücklaufs über das ganze Jahr ausgegangen. Analog zu Wärmepumpen- und Solarthermieanlagen wird für die Fernwärmenutzung eine Python-Klasse erstellt, in der sich eine spezifische Wärmeleistung bezogen auf  $1 \text{ m}^3/h$  des Volumenstroms der Fernwärme berechnen lässt. Die Python-Klassenfunktion ist in Abbildung 4.11 dargestellt. Sie besitzt eine allgemeine Form und ermöglicht die Berechnung der spezifischen Wärmeleistung sowohl für den Vorlauf als auch für den Rücklauf.

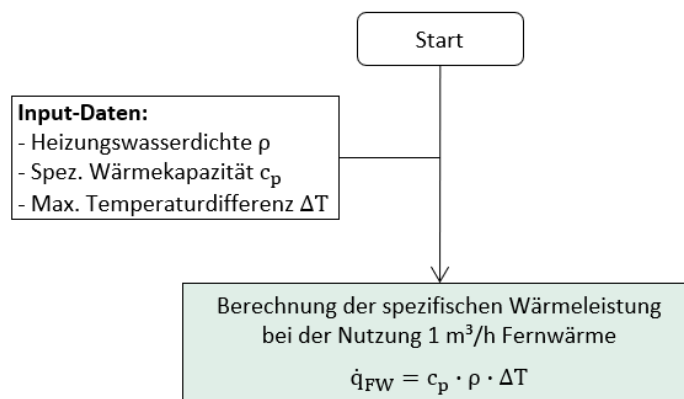


Abbildung 4.11: Flussdiagramm der Python-Klasse der Fernwärmenutzung

Der zu optimierende Volumenstrom wird mit der in der Python-Klasse entsprechenden spezifischen Wärmeleistung multipliziert. So wird die von der Fernwärme gestellte Wärmeleistung ermittelt. Im Vergleich zu anderen Wärmeerzeugern werden für die Fernwärmenutzung keine Annuitäten berechnet. Stattdessen wird der jährliche Leistungs- und Arbeitspreis berechnet. Für die Berechnung des Leistungspreises wird in der Optimierung der maximal erforderliche Volumenstrom ermittelt. Der Arbeitspreis lässt sich durch das Multiplizieren der über das Jahr verbrauchten Wärmemenge mit dem spezifischen Arbeitspreis berechnen. Die Summe des Arbeitspreises und des Leistungspreises stellt die jährliche Gesamtkosten dar. Es werden ebenfalls die Zwischenentscheidungsvariablen für den maximalen Volumenstrom  $\dot{V}_{FW,Max}$ , den Leistungspreis  $A_{0,FW}$ , den Arbeitspreis  $A_{V1,FW}$  und die jährlichen Gesamtkosten  $A_{N,FW}$  der Fernwärmenutzung eingesetzt. Da der Rücklauf ein niedrigeres Temperaturniveau besitzt, darf dieser nur dann genutzt werden, wenn Wärmeerzeuger mit einem höheren Temperaturniveau auch in Betrieb sind. Zu den Wärmeerzeugern mit höherem Temperaturniveau zählen KWK- und Heizkessel-Anlagen sowie der Fernwärmeverlauf. Es wird eine Gleichzeitigkeitsbedingung mittels der binären Hilfsvariablen  $y_{FW,RL}$  und logischen Nebenbedingungen eingeführt, die in Unterkapitel 4.2.3 detailliert beschrieben sind.

### 4.1.6 Wärmespeicher-Technologien

Wärmespeicher ermöglichen es, das Wärmeangebot zeitlich an den Wärmebedarf anzupassen und bieten somit auf der Wärmeseite eine zusätzliche Flexibilität für die Sektorenkopplung an. Die Wärmespeicher lassen sich nach unterschiedlichen Kriterien klassifizieren. Nach dem physikalischen Prinzip unterscheiden sich sensible, latente und thermochemische Speicher. In Abhängigkeit von der erforderlichen Dauer der Wärmespeicherung können entweder Kurzzeit- oder Langzeitwärmespeicher eingesetzt werden. Nach dem Temperaturniveau unterscheiden sich Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturspeicher. Die Wärmespeicher können sich auch beim Wärmeträgermedium und -speichermedium unterscheiden. [21] In dieser Arbeit werden zwei sensible Wärmespeicher-Technologien zur Kurzzeitspeicherung modelliert. Es wird ein konventioneller Schichtspeicher zur hydraulischen Entkopplung des Verbrauchs von der Erzeugung betrachtet. Sowohl als Wärmeträger- als auch als Wärmespeichermedium wird Wasser angenommen. Die zweite Technologie ist ein Hochtemperatur-Stahlspeicher, der den überschüssigen Strom in Form von Wärme einspeichern und zum späteren Zeitpunkt in Form von Strom und Wärme wieder abgeben kann. Es wird ein marktdienlicher Betrieb des Hochtemperatur-Stahlspeichers untersucht.

#### Funktionsprinzip

Ein Schichtspeicher besteht in der Regel aus einem wärmeisolierten Behälter in Zylinderform. Durch natürliche Konvektion bilden sich Temperaturschichten im Speicher. Die wärmste Schicht befindet sich oben, während die Temperatur der Schichten darunter abnimmt. Schichtspeicher können mehrere Anschlüsse zur Einspeisung und Ausspeisung besitzen. Wenn der Wärmeerzeuger Wärme auf einem niedrigeren Temperaturniveau erzeugt, kann diese Wärme in die mittlere Speicherschicht eingespeist werden. Analog dazu kann die Wärme aus verschiedenen Schichten ausgespeist werden. Es gibt zahlreiche Ausführungen für Schichtspeicher. Wird neben dem Heizwasser auch Trinkwarmwasser aufbereitet, kann ein

Wärmeübertrager in den Speicher integriert werden. Bei der Einspeisung von Solarwärme kann entweder ein externer oder speicherinterner Wärmeübertrager genutzt werden.[21]

Ein Hochtemperaturspeicher ist in Abbildung 4.12 schematisch dargestellt. Dieser besteht aus elektrischen Heizelementen und Stahlplatten, die von Stickstoff als Wärmeübertrager umgeben sind. Herrscht ein Stromüberschuss im Stromnetz, wandeln die elektrischen Heizelemente diesen Stromüberschuss in thermische Energie um, die dem Stickstoff zugeführt wird. Durch den heißen Stickstoff werden die Stahlplatten bis auf 650°C aufgeheizt. Zur Entnahme der Wärme aus dem Stahl wird der heiße Stickstoff über Leitungen durch einen Wärmeübertrager geleitet. Am Wärmeübertrager gibt der Stickstoff Wärme an das Wärmenetz ab. Der heiße Stickstoff kann außerdem zur Rückverstromung über eine Dampfturbine und einen Generator verwendet werden.[59] Der Hochtemperatur-Stahlspeicher erlaubt ein sehr schnelles Beladen, um Strom zu günstigen Zeitpunkten zu beziehen, sowie ein bedarfsgerechtes Entladen über lange Zeit. Belade- und Entladevorgänge können gleichzeitig stattfinden. Dies sorgt für maximale Verfügbarkeit des Speichers.[47]

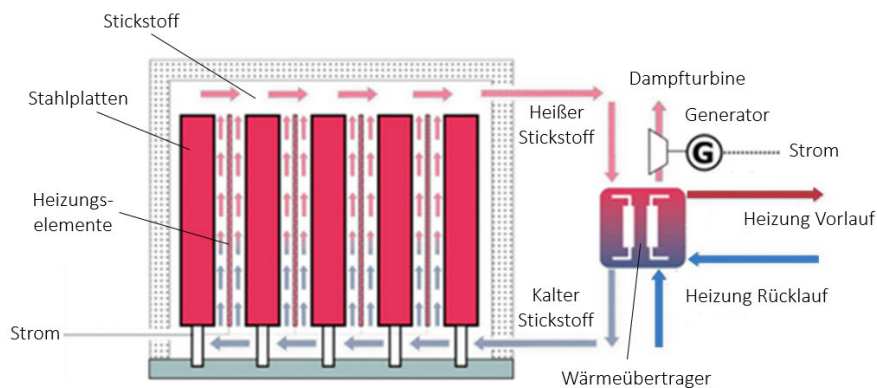


Abbildung 4.12: Schematische Darstellung eines Hochtemperaturspeichers [59]

### Technische Grundlagen

Die Wärmekapazität eines Schichtspeichers  $Q_{Sp}$  lässt sich aus dem Produkt der Dichte  $\rho$ , der spezifischen Wärmekapazität des Wassers  $c_p$ , dem Speichervolumen  $V_{Sp}$  und der Temperaturdifferenz  $\Delta T$  zwischen der oberen und unteren Temperaturschicht ermitteln.

$$Q_{Sp} = \rho \cdot c_p \cdot V_{Sp} \cdot \Delta T \quad (4.27)$$

Durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung besitzt der Hochtemperaturspeicher einen Gesamtwirkungsgrad von  $\eta_{ges} = 0,95$ . Bei der Rückverstromung werden ca. 25 % der Wärme in Strom umgewandelt. Die verbleibende Wärme kann bei ca. 80°C ins Nahwärmenetz eingespeist werden. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt daher  $\eta_{el} = 0,25$ , der thermische Wirkungsgrad  $\eta_{th} = 0,70$ . Elektrische und



thermische Leistungen des Hochtemperaturspeichers lassen sich mit den Gleichungen 4.129 und 4.128 bestimmen.

$$\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (4.28)$$

$$P_{HT} = P_{HT,Discharge} \cdot \eta_{el} \quad (4.29)$$

$$\dot{Q}_{HT} = P_{HT,Discharge} \cdot \eta_{th} \quad (4.30)$$

### Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die spezifischen Kosten des Schichtspeichers lassen sich bezogen auf das Speichervolumen mit der Gleichung 4.31 berechnen.

$$\left( \frac{2.499,3}{V_{Sp}^{0,262}} \right) \text{ €/m} \quad (4.31)$$

Die spezifischen Investitionskosten für einen Hochtemperaturspeicher werden mit 65 €/kWh bezogen auf die Speicherkapazität in den Berechnungen berücksichtigt. Hochtemperaturspeicher haben geringe Betriebskosten. Sie sind wartungsarm, da die planmäßige Wartung lediglich am Lüfter durchgeführt werden muss. Es werden nur wenige und zudem industriebewährte Materialien und Komponenten eingesetzt. Aus diesem Grund sind auch die zu erwartenden Instandhaltungskosten gering.[47] Da bisher keine Regularien für die Vergütung der innovativen flexiblen Anlagen gibt, werden in dieser Arbeit die Stromverbrauchskosten und Stromerlöse des Hochtemperaturspeichers mit den Preisen aus der Day-Ahead-Auktion berechnet.

### Entscheidungsvariablen

Als Entscheidungsvariable für den Schichtspeicher wird das Volumen des Speichers  $V_{Sp}$  eingesetzt, da dieses in der Potenzialanalyse beschränkt ist und in die Berechnung der Investitionskosten einfließt, für die ebenfalls eine Entscheidungsvariable  $A_{0,Sp}$  eingeführt wird. Für die Abbildung des Beladungs- und Entladungsvorgangs des Speichers werden die Entscheidungsvariablen für den Speicherfüllstand  $SOC$  und die Differenz des Speicherfüllstands  $\Delta SOC$  definiert.

Für die Modellierung des Hochtemperaturspeichers werden Entscheidungsvariablen für die Beladung  $P_{HTS,Charge}$ , Entladung  $P_{HTS,Discharge}$  und Wärmekapazität  $SOC_{HTS}$  sowie die ausgespeiste Wärmeleistung  $\dot{Q}_{HTS}$  und die rückverstromte elektrische Leistung  $P_{HTS}$  eingesetzt. Für die Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit werden Entscheidungsvariablen für die maximale Wärmekapazität  $SOC_{HTS,Max}$ , die Investitions- und Verbrauchskosten  $A_{0,HTS}$ ,  $A_{V1,HT}$  sowie den Stromerlös  $A_{E1,HTS}$  eingeführt. Für die Evaluierung des erzielten Erlöses durch den marktdienlichen Betrieb des Hochtemperaturspeichers wird die in jedem Zeitschritt produzierte Strommenge mit dem entsprechenden Strompreis der Day-Ahead-Auktion aus der Zeitreihe multipliziert. Wie im Fall des iKWK-Systems wird der Optimierungsalgorithmus so gebildet, dass der Hochtemperaturspeicher in Zeiten niedriger Strompreise der Day-Ahead-Auktion in Abhängigkeit von der verfügbaren Speicherflexibilität den Strom verbrauchen und in Zeiten höher Strompreise den Strom produzieren soll. Für die vereinfachte logische Abbildung des

strommarktdienlichen Betriebs werden zwei Randbedingungen eingesetzt. Der Hochtemperaturspeicher produziert die Wärme nur, wenn die Rückverstromung stattfindet. Die Beladungs- und Entladungsvorgänge schließen einander aus. Für die Abbildung des strommarktdienlichen Betriebs wird eine binäre Hilfsvariable  $y_{HTS}$  eingeführt. Die Stromverbrauchskosten werden identisch zu den zum erzielenden Stromerlös in Abhängigkeit von der Zeitreihe der Day-Ahead-Auktionsstrompreise für jeden Zeitschritt ermittelt. Es wird davon ausgegangen, dass der Hochtemperaturspeicher durch einen marktdienlichen Betrieb gekennzeichnet ist und auch stromnetzdienlich agiert und somit von Stromnetzentgelte befreit ist.

Sowohl für den Wärmespeicher als auch für den Hochtemperaturspeicher werden die Variablen für die Darstellung der Annuitäten  $A_{N,Sp}$  und  $A_{N,HTS}$  eingesetzt. Alle Berechnungen für die Wärmespeicher-Technologien werden in Form von linearen Nebenbedingungen in Unterkapitel 4.2.3 aufgeführt.

## 4.2 Modellierung des Gesamtsystems

Im Optimierungsmodell werden insgesamt zwölf Anlagen hinterlegt. In Abbildung 4.13 ist das Gesamtsystem schematisch dargestellt.

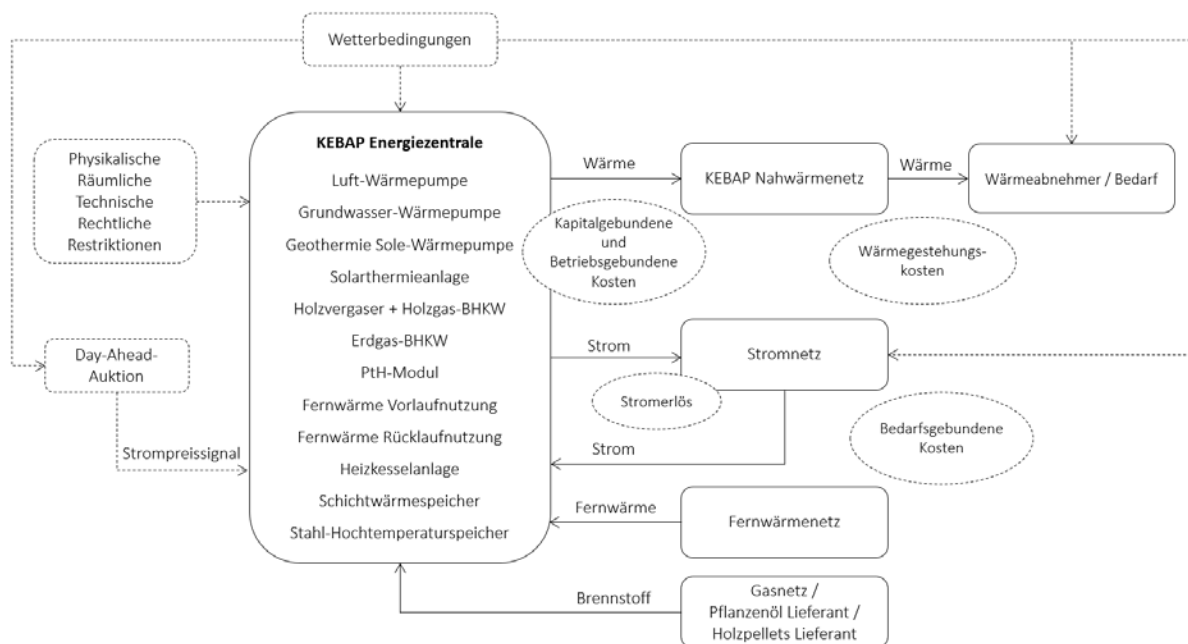


Abbildung 4.13: Schematische Darstellung des Gesamtsystems

Es wird eine optimale Einsatzplanung der Anlagen durch die Minimierung der Gesamtwärmekosten unter Einhaltung der physikalischen, räumlichen, technischen, rechtlichen und anderer Restriktionen ermittelt. Die physikalischen und räumlichen Restriktionen sind in der Potenzialanalyse aufgeführt. Die Anforderungen der Förderprogramme sowie die Anforderungen des KWKG und EEG können als recht-

liche und ökonomische Restriktionen bezeichnet werden. Technische Restriktionen sind durch die technischen Spezifikationen der einzelnen Erzeuger bedingt und werden in Kapitel 4.1 detailliert beschrieben. Die Energiezentrale liefert die beiden Produkte Wärme und Strom. Die erzeugte Wärme wird ins Nahwärmenetz eingespeist und an die Wärmeabnehmer verteilt. Die elektrischen Wärmeerzeuger, das Erdgas-BHKW, das PtH-Modul und der Hochtemperaturspeicher werden strommarktdienlich nach dem Strompreissignal der Day-Ahead-Auktion betrieben. Für die Bereitstellung der Wärme werden Strom, Brennstoffe und Fernwärme benötigt. Die Gesamtwärmekosten werden im Optimierungsmodell als Summe der Annuitäten von kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten abzüglich der Stromerlöse dargestellt. Im Anschluss werden die in der Optimierung ermittelten Gesamtwärmekosten mit den Annuitäten der Energiezentrale und der Netzbaukosten sowie den Anschlusskosten zum Gas- und Stromnetz summiert und durch die erzeugte Wärmemenge dividiert. So ergeben sich die Wärmegestehungskosten. Die erneuerbare Stromerzeugung (bzw. Day-Ahead-Strommarkt) und der Wärmebedarf sowie die Wärmeerzeugung mit der Luft-Wärmepumpe und der Solarthermieanlage werden durch Wetterbedingungen beeinflusst.

Im Folgenden werden die Struktur des Optimierungsmodells festgelegt sowie die Programmbestandteile und ihre Ablauffolge erläutert. Danach werden alle in den letzten Kapiteln erhobenen und für die Optimierung relevanten Eingangsparameter zusammengefasst. Anschließend werden die Nebenbedingungen und die Zielfunktion des Optimierungsmodells dargestellt.

### 4.2.1 Programmbestandteile und Ablauffolge

Der Optimierungsalgorithmus muss linear und möglichst einfach gehalten werden. Außerdem muss das Optimierungsmodell später auch für andere Konzeptprojekte anwendbar sein und muss daher eine allgemeingültige und übersichtliche Form besitzen. Dafür wird das Optimierungsmodell in sechs Programmbestandteile aufgeteilt. Die Programmbestandteile und ihre Ablauffolge sind in Abbildung 4.14 dargestellt.

Zunächst werden die für das Optimierungsmodell relevanten Eingangsparameter und Zeitreihen im Python-Script `input_data.py` hinterlegt. Dieser Programmbestandteil muss eine Schnittstelle darstellen, in der sich die Eingangsparameter schnell eingeben und ändern lassen. Danach werden die Eingangsparameter in die weiteren Programmbestandteile exportiert. Im Python-Script `solar_radiation_tilt.py` wird die Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche in die Sonneneinstrahlung auf eine geneigte Fläche umgerechnet. Die aufbereitete Sonneneinstrahlungszeitreihe wird für die Berechnung der spezifischen Wärmeleistung der Solarthermie-Anlage in das Python-Script `classes_generators.py` weitergeleitet. Um den Hauptoptimierungsalgorithmus möglichst einfach zu halten und mit den Berechnungen, die keinen aktiven Teil an der Optimierung nehmen, nicht auszulasten, finden solche Berechnungen außerhalb des Optimierungsalgorithmus statt. Dazu zählen die Berechnungen der bereits in Kapitel 4.1 erwähnten spezifischen Erzeugungparameter und der spezifischen Annuitäten. Die spezifischen Erzeugungparameter werden nur für die Wärmepumpen-Technologien, Solarthermie-Anlagen und die Fernwärmenutzung ermittelt, weil ihre Wärmeleistungen im Vergleich zu den KWK- und Heizkessel-

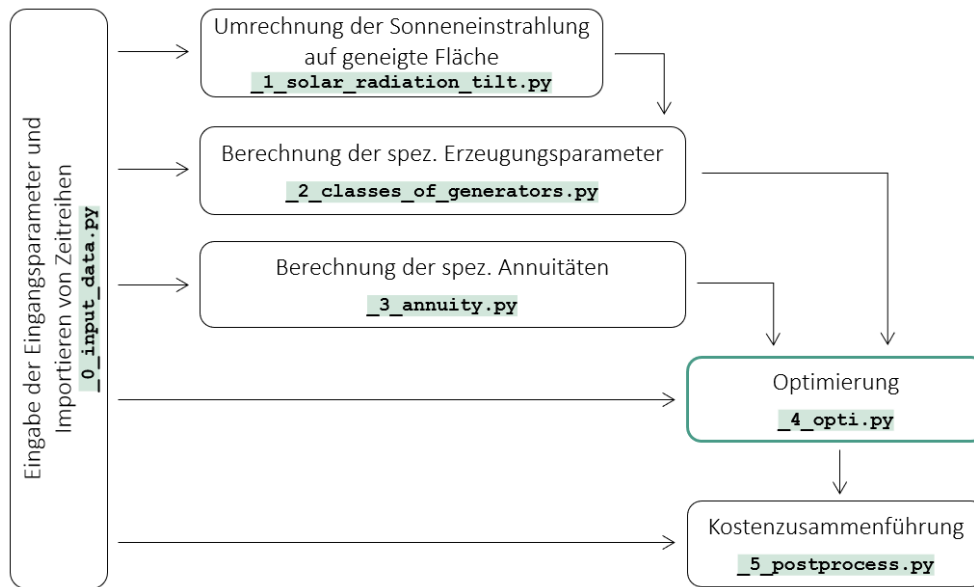


Abbildung 4.14: Programmbestandteile des Optimierungsmodells

Anlagen sowie Hochtemperaturspeicher in mehreren Schritten berechnet werden und für die Berechnung mehr Eingangsparameter benötigen. Die in Kapitel 4.1 dargestellten Klassenfunktionen für die Berechnung der spezifischen Erzeugungsparmeter der genannten Wärmeerzeuger sind im Python-Script `classes_generators.py` hinterlegt. Analog zu den spezifischen Erzeugungsparmeter werden die spezifischen Annuitäten für die Reduzierung der Berechnungsschritte im Optimierungsalgorithmus eingeführt. Die Investitionskosten werden in der Abhängigkeit von den in der Optimierung ermittelten Nennleistungen der einzelnen Wärmeerzeuger berechnet. Die Verbrauchskosten und die erzielenden Erlöse richten sich nach dem in der Optimierung erstellten Fahrplan. Laut der Annuitätenberechnung in Kapitel 3.1 fließen die Investitionskosten in die Berechnung der Annuitäten von kapital- und betriebsgebundenen Kosten ein. Durch das Ausklammern der Investitionskosten in Gleichung 3.2 und 3.6 des Kapitels 3.1 werden die spezifischen Annuitäten der kapital- und betriebsgebundenen Kosten  $a_{N,K}$  und  $a_{N,B}$  berechnet.

$$A_{N,K} = A_0 \cdot a \cdot (1 + a_1 + a_2 + \dots + a_n - r_W) \quad A_0 \cdot a_K$$

$$A_{N,B} = A_{B1} \cdot a \cdot b_B + A_0 \cdot (f_{Inst} + f_{W+Insp}) \cdot a \cdot b_{IN} \quad A_0 \cdot a_B + (A_{B1} \cdot a \cdot b_B)$$

Bei der Berechnung der Annuität der betriebsgebundenen Kosten muss auch der konstante Kostenbestandteil des jährlichen Wartungsaufwands ( $A_{B1} \cdot a \cdot b_B$ ) berücksichtigt werden. Dieser konstante Bestandteil macht die Berechnung der Annuitäten der betriebsgebundenen Kosten zu einer unstetigen Funktion, für deren Abbildung in der Optimierung zusätzliche binäre Variablen erforderlich sind.

Auf die gleiche Weise werden die spezifischen Annuitäten der bedarfsgebundenen Kosten und der Erlöse ermittelt:

$$A_{N,V} = A_{V1} \cdot a \cdot b_V \qquad A_{V1} \cdot a_V$$

$$A_{N,E} = A_{E1} \cdot a \cdot b_E \qquad A_{E1} \cdot a_E$$

Die spezifischen Annuitäten sowie die spezifischen Erzeugungparameter werden in den Hauptoptimierungsalgorithmus importiert. Der Optimierungsalgorithmus ist im Python-Script `opti.py` geschrieben. Hier sind Entscheidungsvariablen aus Kapitel 4.1 sowie Nebenbedingungen und die Zielfunktion, die in Kapitel 4.2.3 aufgeführt werden, hinterlegt. Abschließend werden die durch Optimierung ermittelten Gesamtkosten mit den Kosten für die Bau der Energiezentrale und des Nahwärmenetzes und anderen Fixkosten sowie die Kosten, die aufgrund des hohen Rechenaufwands nicht in der Optimierung berücksichtigt werden konnten, in einem weiteren Python-Scrip `postprocess.py` zusammengeführt.

Bevor der Optimierungsalgorithmus dargestellt wird, werden die Annahmen und Vereinfachungen zusammengefasst. Für das Konzept des Optimierungsmodells gelten folgende Grundsätze:

- Es muss immer einen Pufferspeicher geben.
- Analog zum aktuellen Strommarktdesign besitzen die von den Wetterbedingungen stark beeinflussten erneuerbaren Wärmeerzeuger die höchste Einspeisungspriorität. Zu solchen Wärmeerzeuger zählt die Solarthermieanlage. Für sie wird auf die Ein- und Ausschaltregelung verzichtet. Ist die Solarthermieanlage in der Energiezentrale vorhanden und bei aktuellen Wetterbedingungen verfügbar, muss sie immer im Volllast laufen.
- Wird mittels Wärmepumpe eine Umweltwärmequelle genutzt, wird das zugrunde gelegte Potenzial voll ausgeschöpft, sodass die Wärmeleistung auf der Umweltquellenseite immer Volllast entspricht. Zwingt die Optimierung die Wärmepumpe in einem Teillastbetrieb zu arbeiten, wird nur die elektrische Leistung der Wärmepumpe gedrosselt.
- Für das Gesamtsystem muss eine Heizungsvorlauftemperatur von mindestens 70 °C gewährleistet werden. Da die erneuerbaren Wärmeerzeuger üblicherweise auf einem tieferen Temperaturniveau arbeiten, wird die Temperaturanforderung in den Berechnungen des Wirkungsgrades der Solarthermieanlage, der Leistungszahlen der Wärmepumpentechnologien und der Gleichzeitigkeitsbedingung für die Nutzung des Fernwärmerücklaufs berücksichtigt. Beim Betrieb der Wärmeerzeuger mit einem höheren Temperaturniveau wird eine Temperaturregelung durch die Anpassung des Massenstroms angenommen.
- Für die Vereinfachung werden die Wirkungsgrade für die KWK- und Heizkessel-Anlagen sowie den Hochtemperaturspeicher und die Leistungszahlen für die Wärmepumpen-Technologien in Teil- und Volllast als konstant angenommen.
- Da mit der steigenden Anzahl der ganzzahligen Variablen die Rechenzeit exponentiell ansteigt, wird versucht möglichst viele Entscheidungsvariablen als kontinuierliche Variablen darzustellen. Die ganzzahligen binären Variablen werden nur für die Abbildung der logischen Zusammenhänge und Linearisierung der unstetigen und nicht-linearen Funktionen eingesetzt.
- Die Wärmepumpen erhalten eine Betriebsförderung im Fall, wenn ihre JAZ  $\beta \geq 2,5$ . Diese Bedingung ist nicht linear und erfordert die Einführung zusätzlicher logischen binären Variablen. Für

die Reduzierung der Rechenzeit wird angenommen, dass die JAZ aller eingesetzten Wärmepumpen  $\beta \geq 2,5$  ist.

- Bei der Berechnung der Annuität der betriebsgebundenen Kosten erfordert die Berücksichtigung der Kosten für den Wartungsaufwand im ersten Jahr ebenfalls die Einführung einer zusätzlichen binären Variable für jeden Wärmeerzeuger. Da die Kosten für den Wartungsaufwand im ersten Jahr im Vergleich zu den Gesamtkosten gering sind, werden sie in der Optimierung vernachlässigt und am Ende auf den Gesamtkosten aufgeschlagen.
- Da die Gleichzeitigkeitsbedingung der Nutzung des Fernwärmerücklaufs auch die logischen binären Variablen für die Abbildung des Betriebs von KWK- und Heizkesselanlagen sowie Fernwärmeverlauf und Hochtemperaturspeicher erfordert, wird die Gleichzeitigkeitsbedingung nur für den Fernwärmerücklauf und die Wärmeerzeuger abgebildet, bei deren bereits aus anderen Gründen die binären Variablen vorhanden sind.
- Auch für die Vereinfachung des Optimierungsalgorithmus und die Reduzierung der Rechenzeit werden die Kosten für den Anschluss und die Nutzung von Gas- und Stromnetzen am Ende auf den in der Optimierung ermittelten Gesamtkosten aufgeschlagen. Die Betriebskosten für den Pumpenstrom für alle Wärmeerzeuger werden in der Optimierung vernachlässigt.

#### 4.2.2 Hinterlegte Eingangsparameter

In diesem Kapitel werden alle Eingangsparameter zusammengefasst, die im Optimierungsmodell in Python-Script `input_data.py` hinterlegt werden.

Die Energiezentrale des KEBAP wird voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb genommen. Für die Abbildung des strommarktdienlichen Betriebs werden die im Rahmen des Forschungsprojekts NEW 4.0 für das Jahr 2025 prognostizierten Strompreise des Day-Ahead-Markts verwendet. Um einen plausiblen Fahrplan der Wärmeerzeuger erstellen zu können, müssen die Eingangsdaten zueinander passen. Für die Prognose der Strompreise wurde das Wetterjahr 2012 genutzt. Da die Wärmeerzeugung einiger Anlagen sowie der Wärmebedarf von den Wetterbedingungen abhängig ist, werden als Eingangsdaten der Lufttemperatur und Sonnenstrahlung ebenfalls die Messdaten des DWD von 2012 verwendet. Der Wärmebedarf wird von Averdung Ingenieure auf Basis der realen Verbrauchsdaten der potenziellen Wärmeabnehmer für das Wetterjahr 2012 extrapoliert.

Eine maßgebliche Herausforderung dieser Arbeit ist die Erfassung und Strukturierung der zahlreichen Eingangsdaten. In der folgenden Tabelle werden die technischen Parameter aller Erzeuger aus Kapitel 4.1 sowie die beschränkten Parameter aus Potenzialanalyse aus Kapitel 2.2 zusammengefasst. Diese Parameter sind erforderlich für die Berechnung der physikalischen Größen.

Eingangsparameter	Symbol	Wert
Wasser Dichte	$\rho$	988 kg/m <sup>3</sup>
Wasser sp. Wärmekapazität	$c_p$	4,18 kJ/(kg K)
Energiezentrale Vorlauftemp.	$T_{VL}$	70 °C
Energiezentrale Rücklauftemp.	$T_{RL}$	30 °C
Wärmespeicher max. Speichervol.	$V_{Sp}$	188 m <sup>3</sup>
Wärmespeicher Verluste	–	0.005
Rückkühlwerke max. Anzahl	$n$	5
Luft-WP Bivalenztemp.	$t_{biv}$	6 °C
Grundwasser max. Förderstrom	$\dot{V}_{GW}$	100 m <sup>3</sup> /h
Grundwasser max. Temperaturdiff.	$\Delta T_{GW}$	4 K
Grundwasser Temp. inkl. Verluste	$T_U$	10 °C
Anzahl Schluckbrunnen	–	2
Anzahl Entnahmebrunnen	–	2
Erdsondenfeld max. Fläche	$A_{Geo}$	7.000 m <sup>2</sup>
Erdsondenfeld Fläche u. G.	$A_{Geo,Unter}$	1 m <sup>2</sup>
Erdreichtemp. inkl. Verluste	$T_U$	8 °C
Erdsonde sp. Entzugsleistung	$q_{Geo}$	37,5 W/m
Geothermie-WP max. Betriebszeit	–	2.400 h
Min. Abstand zw. Erdsonden	$d$	6 m
Erdsonde Länge	$L$	100 m
Lorenz-Wirkungsgrad	$\eta_{L,m}$	0,5
Solarkollektor max. Fläche	$A_K$	1.100 m <sup>2</sup>
Solarkollektor Konversionsfaktor	$\eta_0$	0,81
Solarkollektor Verlustkoeff.	$\alpha_1$	3,8
Solarkollektor Verlustkoeff.	$\alpha_2$	0,009
Wetterstation geog. Länge	$\lambda$	9,9881
Wetterstation geog. Breite	$\varphi$	53,6332
Solarkollektor Neigungswinkel	$\gamma_E$	35 °
Albedo-Faktor	$A$	0,2
Fernwärmerücklauf max. Förderstrom	$\dot{V}_{FW, RL}$	65 m <sup>3</sup> /h
Fernwärmevorlauf Förderstrom o. G.	–	200
Fernwärmerücklauf Temperatur	$T_{FW, RL}$	50 °C
Fernwärmevorlauf Temperatur	$T_{FW, VL}$	112 °C
Holzgas-BHKW Wirkungsgrad th.	$\eta_{th, Holz}$	0,40
Holzgas-BHKW Wirkungsgrad el.	$\eta_{el, Holz}$	0,30
Holzgas-BHKW Mindestlaufzeit	$MLZ$	24 h
Holzgas-BHKW el. Leistung o. G.	$P_{Holz,BHKW,Ober}$	540
Holzgas-BHKW el. Leistung u. G.	$P_{Holz,BHKW,Unter}$	90
Erdgas-BHKW Wirkungsgrad th.h	$\eta_{th,BHKW}$	0,44

Eingangsparameter	Symbol	Wert
Erdgas-BHKW Wirkungsgrad el.h	$\eta_{el,BHKW}$	0,41
Erdgas -BHKW el. Leistung o. G.	$P_{BHKW,Ober}$	1200
Erdgas -BHKW el. Leistung u. G.	$P_{BHKW,Unter}$	120
PtH-Modul Wirkungsgrad th.	$\eta_{th,PtH}$	1
PtH-Modul el. Leistung o. G.	$P_{PtH,Ober}$	1200
PtH-Modul el. Leistung u. G.	$P_{PtH,Unter}$	12
Biomethan-Heizkessel Wirkungsgrad th.	$\eta_{th,Kessel}$	0,96
Pflanzenöl-Heizkessel Wirkungsgrad th.	$\eta_{th,Kessel}$	0,93
HT-Speicher Wärmekapazität o. G.	$SOCHTS,Ober$	10.000
HT-Speicher el. Input-Leistung o. G.	$P_{HTS,Charge,Ober}$	7.000
HT-Speicher el. Output-Leistung o. G.	$P_{HTS,Discharge,Ober}$	7.000
HT-Speicher Verluste	–	0,002
HT-Speicher Wirkungsgrad th.	$\eta_{th}$	0,70
HT-Speicher Wirkungsgrad el.	$\eta_{el}$	0,25

Für die Berechnung der Annuitäten wird ein Zinsfaktor von 2,5 % und ein Betrachtungszeitraum von 15 Jahren sowie die in der Tabelle 4.2 aufgeführten Preisänderungsfaktoren eingesetzt. Der Annuitätsfaktor und die preisdynamischen Barwerte werden in der Abhängigkeit von den eingegebenen Daten berechnet.

Tabelle 4.2: Annuitätsberechnung

Eingangsparameter	Symbol	Wert	Python-Bezeichnung
Zins	$q$	2,5 %	q
Betrachtungszeitraum	$T$	15 a	observe_period
Preisänderungsfaktor für Kapitalkosten	$r_K$	3 %	r_capex
Preisänderungsfaktor für Betriebskosten	$r_B$	2 %	r_opex
Preisänderungsfaktor für Instandsetzung, Inspektion und Wartung	$r_{In,W}$	3 %	r_service
Preisänderungsfaktor für Verbrauchskosten Bedienungskosten	$r_V$	2 %	r_consume
	–	40 €/h	service_costs

Die erzeugerspezifischen Parameter für die Berechnung der Annuitäten sind in Tabelle 4.3 dargestellt. Die spezifischen Kapitalkosten, Kostenfunktionen und die absoluten Kosten für manchen Bestandteile des Wärmeversorgungssystems sind Erfahrungswerte und stammen aus der internen Datenbank der Averdung Ingenieure und Berater GmbH. Die Angaben zur Lebensdauer, Instandsetzung, Wartung und Inspektion sowie zum Wartungsaufwand im ersten Betriebsjahr werden der VDI Richtlinie 2067 entnommen [24]. Alle Parameter außer der Kostenfunktionen sind ebenfalls im Python-Script `input_data.py` hinterlegt. Die Kostenfunktionen sind direkt im Hauptoptimierungsalgorithmus im Python-Script `opti.py` hinterlegt.



Tabelle 4.3: Erzeugerspezifische Parameter für die Berechnung der Annuitäten

Erzeugerkomponenten	Spezifische Kapitalkosten	Lebensdauer	Instandsetzung, Inspektion, Wartung	Wartungsaufwand im ersten Betriebsjahr
	$K$	$T_N$	$f_{Inst} + f_W + f_{InsP}$	$A_{BI}$
Wärmepumpe Aggregat	$\left( \frac{1.019,1}{Q_{WP}^{0,098}} \right) \text{ €/kW}$	20 a	2,5 %	5h/a
Rückkühlwerk	375 €/kW	20 a	3,5 %	—
Erdsonden	55 €/m	50 a	3,0 %	—
Schluckbrunnen	237.075 €/Brunnen	20 a	5,0 %	—
Entnahmebrunnen	$(206.765,9 + 795,4 \cdot \dot{V}) \text{ €/Brunnen}$	30 a	5,0 %	—
Solarkollektor	600 €/m <sup>2</sup>	20 a	1,5 %	5h/a
Holzvergaser System	$(500.647,1 + 529,4 \cdot P_{el}) \text{ €}$	20 a	0,035 €/kW <sub>hel</sub>	—
BHKW	$\left( \frac{11.843}{P_{el}^{0,402}} \right) \text{ €/kW}$	15 a	8,0 %	100h/a
PtH-Modul	150 €/kW	15 a	2,0 %	—
Spitzenlastkessel	$\left( \frac{31.567}{Q_{SL}^{0,86}} \right) \text{ €/kW}$	20 a	4,0 %	20h/a
Wärmespeicher	$\left( \frac{2.499,3}{V_{WS}^{0,262}} \right) \text{ €/m}^3$	20 a	2,0 %	—
Hochtemperaturspeicher	60 €/kW <sub>h</sub>	20 a	1,5 %	—
Fernwärme Anschluss	5 €/kW	20 a	3,0 %	—
Gasnetz Anschluss	30 €/kW	40 a	-	—
Stromnetz Anschluss	Fix: 2000 – 700.000 €	20 a	-	—
Nahwärmenetz	Fix: 2.095.091 €	30 a	1 %	—
WÜST	Fix: 196.868 €	20 a	3 %	—
Energiezentrale	Fix: 1.840.000 €	50 a	2 %	—
MSR-System	Fix: 350.000 €	20 a	3 %	—

Die Brennstoffkosten sind in der Tabelle 4.4 zusammengefasst. Alle in dieser Arbeit aufgeführten Preise sind netto-Preise.

Tabelle 4.4: Energieträger Eingangsparmeter

Energieträger	Symbol	Wert	Python-Bezeichnung
Holzpellets	$k_{Holz}$	0,046 €/kWh	wood_price
Erdgas	$k_{Erdgas}$	0,07 €/kWh	gas_price
Biomethan	$k_{Biomethan}$	0,08 €/kWh	bio_methane_price
Pflanzenöl	$k_{Biol}$	0,15 €/kWh	bio_oil_price
Wärmepumpenstrom	$k_{WP\ Strom}$	0,19 €/kWh	hp_el_price
Strom	$k_{Strom}$	0,22 €/kWh	el_price
Fernwärme	$k_{FW}$	0,051 €/kWh	dh_price

In Tabelle 4.5 sind die für die Berücksichtigung der Förderungen relevanten Kenndaten aufgeführt. Für jeden Wärmeerzeuger werden die Baunebenkosten in Höhe von 35 % von Investitionskosten berücksichtigt. Es werden drei Zusatzfaktoren berechnet. Der Zusatzfaktor der BEW-Betriebsförderung wird mit den Stromverbrauchskosten der Wärmepumpen multipliziert, um den zu verbleibenden zahlenden Beitrag zu ermitteln. Es wird aus einer Betriebsförderung über den ganzen Betrachtungszeitraum ausgegangen. Der Zusatzfaktor für EE-Anlagen berücksichtigt die Förderung für die Investitions- und Baunebenkosten der erneuerbaren Anlagen und wird im Optimierungsalgorithmus mit den ermittelten Investitionskosten der erneuerbaren förderfähigen Anlagen multipliziert. Ist die Anlage nicht erneuerbar oder wird sie nach einer anderen Förderung vergütet, werden bei dieser Anlage nur die Baunebenkosten mithilfe des Zusatzfaktors der Nebenbaukosten berücksichtigt. Die Berechnung der genannten Zusatzfaktoren ist den Formeln 4.32, 4.33 und 4.34 zu entnehmen.

$$z_{VK,WP} = 1 - BEW - Frderung \quad (4.32)$$

$$z_{NK,EE} = (1 - Investitionsfrderung) * (1 + Baunebenkostenanteil) \quad (4.33)$$

$$z_{NK} = (1 + Baunebenkostenanteil) \quad (4.34)$$

Tabelle 4.5: Förderprogramm Eingansparameter

Eingangsparameter	Symbol	Wert	Python-Bezeichnung
Mindestanteil der Wärme aus Erneuerbaren Wärmeerzeuger	–	0,75	renewable_minimum_term
Max. Anteil der Wärme aus Biomasse	–	0,25	biomass_maximum_term
Max. Anteil der Wärme aus fossilbefeuerten Wärmeerzeuger	–	0,10	fossil_maximum_term
Fernwärme erneuerbarer Anteil	–	0,25	dh_renewable_quota
Fernwärme fossiler Anteil	–	0,15	dh_fossil_quota
iKWK-Zuschlag	$Z_{iKWK}$	0,1157	ikwk_surcharge
Max. Vollbenutzungsstunden	$VBH_{Max}$	3000	chp_VBH
EEG-Zuschlag	$Z_{EEG}$	0,1702	eeg_surcharge
Betriebsförderung der Wärmepumpen	–	0,9	hp_subsidy_quota
Investitionsförderung	–	0,40	invest_subsidy
Baunebenkostenanteil	–	0,35	additional_costs
Zusatzfaktor der BEW-Betriebsförderung	$z_{VK,WP}$	0,1	hp_subsidy
Zusatzfaktor für EE-Anlagen	$z_{NK,EE}$	0,81	AD_EE
Zusatzfaktor der Baunebenkosten	$z_{NK}$	1,35	AD

### 4.2.3 Zielfunktion und Nebenbedingungen

In diesem Unterkapitel werden die Zielfunktion sowie die Nebenbedingungen in Form von Gleichungen und Ungleichungen mathematisch ausgedrückt. Zudem wird die programmiertechnische Umsetzung dieser Funktionen erläutert.

#### Zielfunktion

Die Zielfunktion stellt die Summe der Annuitäten aller in der Optimierung hinterlegten Wärmeerzeuger dar.

$$Z(ersch) = \sum_{ersch=1}^n A_{N,ersch} \quad (4.35)$$

Die Nebenbedingungen können in globale und erzeugerspezifische Nebenbedingungen aufgeteilt werden. Die globalen Nebenbedingungen beziehen sich auf die erzeugte Gesamtwärmemenge. Zu den globalen Nebenbedingungen zählt die Deckung des Wärmebedarfs zu jedem Zeitpunkt sowie die in Kapitel 2.1 aufgeführten Anforderungen des Förderprogramms, die einen Mindestanteil von erneuerbaren Energien und Abwärme an der gesamten Wärmemenge von 75 % sowie maximale Anteile der Wärme aus Biomasse und fossilen Erzeugung von 25 % und 10 % vorgeben.

#### Globale Nebenbedingungen

Die gesamterzeugte Wärmeleistung der Energiezentrale in jedem Zeitschritt lässt sich aus der Summe der Wärmeleistungen der einzelnen Erzeuger in jedem Simulationsschritt berechnen:

$$\dot{Q}_{Total}(ersch, t) = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_{ersch,i}(t) \quad (4.36)$$

Im Förderprogramm werden Wärmepumpen, Solarthermieanlage, Holzgas-BHKW, Pflanzenöl-Heizkessel und Hochtemperaturspeicher als erneuerbare Wärmeerzeuger bezeichnet. Zu den biomassebefeuerten Anlagen zählen Holzgas-BHKW und Pflanzenöl-Heizkessel. Das Erdgas-BHKW und der Biomethan-Kessel werden im Rahmen des Förderprogramms als fossilbasierte Wärmeerzeuger eingeordnet. Es wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2025 im Hamburger Fernwärmenetz erneuerbare Wärmeanteile von Mindestens 25 % erreicht werden und die fossile Erzeugung maximal 15 % ausmacht. Der restliche Wärmeanteil wird als durch KWK-Anlagen produziert angenommen. Die Mindestbedingung des erneuerbaren Wärmeanteils kann in Form einer Ungleichung ausgedrückt werden. Die Summe der mit den erneuerbaren Wärmeerzeugern über ein Jahr produzierten Wärmemenge muss größer gleich der Summe der über ein Jahr gesamterzeugten Wärmemenge multipliziert mit 0,75 sein.

$$\sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{WP,GW}(t) + \dot{Q}_{WP,Geo}(t) + \dot{Q}_{WP,Luft}(t) + \dot{Q}_{Solar}(t) + \dot{Q}_{Holz,BHKW}(t) + \dot{Q}_{Oil,Kessel}(t) + \dot{Q}_{HT}(t) + 0,25 \cdot \dot{Q}_{FW}(t) \geq 0,75 \cdot \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{Total}(t) \quad (4.37)$$

Auf die gleiche Weise können die Maximalbedingungen für den Anteil der erzeugten Wärme aus Biomasse und den ungekoppelten fossilen Anteil erstellt werden.

$$\sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{Holz,BHKW}(t) + \dot{Q}_{Oil,Kessel}(t) \leq 0,25 \cdot \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{Total}(t) \quad (4.38)$$

$$\sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{BHKW}(t) + \dot{Q}_{Gas,Kessel}(t) + 0,15 \cdot \dot{Q}_{FW}(t) \leq 0,10 \cdot \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{Total}(t) \quad (4.39)$$

Da in diesem Optimierungsmodell auch eine lokale Sektorenkopplungsoptimierung durchgeführt werden muss, wird bei der Abbildung der Nebenbedingung der Wärmebedarfsdeckung die Variable für die Differenz des Speicherfüllstands  $\Delta SOC(t)$  integriert. Wird zu einem Zeitpunkt mehr Wärme  $\dot{Q}_{Total}(t)$  erzeugt als Wärme  $\dot{Q}_{Bedarf}(t-1)$  verbraucht werden kann, wird der Speicher beladen und  $\Delta SOC(t)$  weist somit einen positiven Wert auf. Wird aufgrund der Wetterbedingungen oder ungünstiger Strompreise weniger Wärme erzeugt als benötigt, wird die fehlende Wärmemenge vom Speicher bereitgestellt, was ein negatives Vorzeichen für  $\Delta SOC(t)$  mit sich bringt.

$$\dot{Q}_{Total}(t) = \dot{Q}_{Bedarf}(t-1) - \Delta SOC(t) \quad (4.40)$$

### Wärmespeicher

Für den Beginn der Optimierung wird ein Initialwert für den Speicherfüllstand  $SOC(t_0)$  in Höhe von 50 % der gesamten Wärmespeicherkapazität hinterlegt. Hierbei ist das Speichervolumen  $V_{opt,Sp}$  der zu optimierende Parameter und wird mit der Dichte  $\rho$ , der spezifischen Wärmekapazität  $c_p$  und der Temperaturdifferenz zwischen der Vorlauf- und Rücklaufemperatur  $\Delta T$  multipliziert.

$$SOC(t_0) = 0,5 \cdot V_{opt,Sp} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (4.41)$$

Der Speicherfüllstand des aktuellen Zeitschritts kann durch die Differenz zwischen dem Speicherfüllstand des vorherigen Zeitschritts  $SOC(t-1)$  und der Differenz des Speicherfüllstands des aktuellen Zeitschritts  $\Delta SOC(t)$  ermittelt werden. Es werden thermische Verluste über die Speicherwand in Höhe von 0,5 % für jeden Simulationsschritt von einer Stunde angenommen.

$$SOC(t) = 0,995 \cdot (SOC(t-1) - \Delta SOC(t)) \quad (4.42)$$

Durch die Ungleichung 4.43 wird sichergestellt, dass der Speicherfüllstand in jedem Zeitschritt kleiner gleich der eigesetzten optimalen Speicherkapazität ist.

$$SOC(t) \leq V_{opt,Sp} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (4.43)$$

Die Investitionskosten werden in Abhängigkeit vom optimalen Speichervolumen in der nicht-linearen Kostenfunktion ermittelt, die mithilfe des Pyomo-Moduls `Piecewise` stückweise linearisiert und ge-

löst wird. Das `Piecewise` Modul erfordert einen Input in Form einer nicht-linearen Kostenfunktion, die Datensätze der Knickpunkte der Kostenfunktion sowie zwei Argumente, die im Fall des Speichers die Investitionskosten des Speichers  $A_{0,Sp}$  und das optimale Speichervolumen  $V_{opt,Sp}$  sind.

$$A_{0,Sp} = 2.499,3 \cdot V_{opt,Sp}^{0,738} \quad (4.44)$$

Mit der Gleichung 4.45 lässt sich die Gesamtannuität des Speichers  $A_{N,Sp}$  ermitteln. Für den Speicher werden die Baunebenkosten in Höhe von 35 % und die Investitionsförderung von 40 % in Form eines Zusatzfaktors berücksichtigt. Die Investitionskosten  $A_{0,Sp}$  werden mit den vorher berechneten spezifischen Annuitäten  $a_{K,Sp}$  und  $a_{B,Sp}$  und dem Zusatzfaktor  $z_{NK,EE}$  multipliziert.

$$A_{N,Sp} = A_{0,Sp} \cdot (a_{K,Sp} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,Sp}) \quad (4.45)$$

### Solarthermieanlage

Die optimale Wärmeleistung der Solarthermieanlage  $\dot{Q}_{Solar}(t)$  in jedem Zeitschritt lässt sich als Produkt der optimalen Kollektorfläche  $A_{Solar}$  und der entsprechenden spezifischen Wärmeleistung des aktuellen Zeitschritts  $\dot{q}_{Solar}(t-1)$  errechnen.

$$\dot{Q}_{Solar}(t) = A_{Solar} \cdot \dot{q}_{Solar}(t-1) \quad (4.46)$$

Da die spezifischen Investitionskosten der Solarthermieanlage  $K_{Solar}$  sich auf 1 m<sup>2</sup> der Kollektorfläche beziehen, wird der Investitionsbetrag durch das Produkt aus der optimalen Kollektorfläche  $A_{Solar}$  mit den spezifischen Kosten ermittelt.

$$A_{0,Solar} = A_{Solar} \cdot K_{Solar} \quad (4.47)$$

Bei der Nutzung der Solarthermieanlage fallen keine Verbrauchskosten an und die Stromverbrauchskosten für die Hilfsenergie werden nur am Ende berücksichtigt. Daher werden bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Solarthermieanlage lediglich die Annuitäten der kapital- und betriebsgebundenen Kosten berücksichtigt. Die Gesamtannuität der Solarthermieanlage  $A_{N,Solar}$  ergibt sich als Produkt aus dem Investitionsbetrag  $A_{0,Solar}$ , den spezifischen Annuitäten  $a_{K,Solar}$  und  $a_{B,Solar}$  und dem Zusatzfaktor  $z_{NK,EE}$  für die Baunebenkosten und Förderung der erneuerbaren Energien.

$$A_{N,Solar} = A_{0,Solar} \cdot (a_{K,Solar} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,Solar}) \quad (4.48)$$

### Luft-Wärmepumpe

Mit der Gleichung 4.49 lässt sich die optimale Wärmeleistung der Luft-Wärmepumpe in jedem Zeitschritt durch das Multiplizieren der zu optimierenden Variable der Rückkühlwerkeanzahl mit der zu

diesem Zeitpunkt entsprechenden spezifischen Wärmeleistung der Luft-Wärmepumpe ermitteln.

$$\dot{Q}_{WP,Luft}(t) \leq n \cdot \dot{q}_{WP,Luft}(t-1) \quad (4.49)$$

Da die Leistungszahl der Luft-Wärmepumpe ebenfalls von der Temperatur abhängig ist, wird die elektrische Leistung der Luft-Wärmepumpe in jedem Zeitschritt  $P_{WP,Luft}(t)$  als Quotient der Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP,Luft}(t)$  und der für diesen Zeitschritt ermittelten Leistungszahl  $\varepsilon_{Luft}$  berechnet.

$$P_{WP,Luft}(t) = \frac{\dot{Q}_{WP,Luft}(t)}{\varepsilon_{Luft}(t-1)} \quad (4.50)$$

Für die Berechnung der Investitionskosten des Wärmepumpenaggregats muss die Nennleistung der Luft-Wärmepumpe  $\dot{Q}_{WP,Luft,Nenn}$  ermittelt werden. Da die Wärmeleistung der Luft-Wärmepumpe in jedem Zeitschritt bei unterschiedlichen Lufttemperaturen unterschiedliche Werte annimmt, wird zunächst aus der Zeitreihe der spezifischen Wärmeleistung eine maximale spezifische Leistung  $\dot{q}_{WP,Luft,Max}$  ermittelt und dann mit der Entscheidungsvariable der Rückkühlwerkeanzahl  $n$  multipliziert.

$$\dot{Q}_{WP,Luft,Nenn} = n \cdot \dot{q}_{WP,Luft,Max} \quad (4.51)$$

Die ermittelte Nennleistung  $\dot{Q}_{WP,Luft,Nenn}$  wird für die Berechnung der Investitionskosten des Wärmepumpenaggregats  $A_{0,WP,Luft}$  in der nicht-linearen Kostenfunktion eingesetzt. Analog zum Vorgehen beim Wärmespeicher wird diese Kostenfunktion mithilfe des Pyomo-Moduls `Piecewise` stückweise linearisiert und gelöst.

$$A_{0,WP,Luft} = 1.019, 1 \cdot \dot{Q}_{WP,Luft,Nenn}^{0,902} \quad (4.52)$$

Die spezifischen Investitionskosten  $A_{0,RK}$  der Rückkühlwerke  $K_{RK}$  beziehen sich auf 1 kW der Wärmeleistung und werden mit der Nennleistung der Rückkühlwerke multipliziert, um den Investitionsbeitrag der Rückkühlwerke zu ermitteln. Die Nennleistung der Rückkühlwerke wird als Produkt der optimalen Rückkühlwerkeanzahl  $n$  und der maximalen spezifischen Wärmeleistung der Rückkühlwerke  $\dot{q}_{U,Luft,Max}$  errechnet.

$$A_{0,RK} = n \cdot \dot{q}_{U,Luft,Max} \cdot K_{RK} \quad (4.53)$$

Die jährlichen Stromverbrauchskosten der Luft-Wärmepumpe  $A_{V1,WP,Luft}$  lassen sich als Produkt der über das Jahr insgesamt verbrauchten elektrischen Energie  $\sum_{t=1}^{8760} P_{WP,Luft}(t)$  und des spezifischen Wärmepumpenstrompreises  $k_{WP,Strom}$  ermitteln.

$$A_{V1,WP,Luft} = \sum_{t=1}^{8760} P_{WP,Luft}(t) \cdot k_{WP,Strom} \quad (4.54)$$

Mit der Gleichung 4.52 lässt sich die Gesamtannuität der Luft-Wärmepumpe  $A_{N,WP,Luft}$  ermitteln. Die Investitionsbeträge des Wärmepumpenaggregats  $A_{0,WP,Luft}$  und der Rückkühlwerke  $A_{0,RK}$  werden mit den entsprechenden spezifischen Annuitäten  $a_{K,WP}$ ,  $a_{B,WP}$  und  $a_{K,RK}$ ,  $a_{RK}$  und mit dem Zusatzfaktor  $z_{NK,EE}$ , der die Baunebenkosten in Höhe von 35 % und die Investitionsförderung von 40 %

berücksichtigt, multipliziert. Zu den Annuitäten der kapitalgebundenen und betriebsgebundenen Kosten wird die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten addiert, die durch das Multiplizieren der jährlichen Stromverbrauchskosten  $A_{V1,WP,Luft}$  mit der spezifischen Annuität für die Abbildung der Änderung der Verbrauchskosten  $a_V$  und dem Faktor der Betriebsförderung von Wärmepumpen  $z_{VK,WP}$  ermittelt wird.

$$A_{N,WP,Luft} = A_{0,WP,Luft} \cdot (a_{K,WP} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,WP}) + A_{0,RK} \cdot (a_{K,RK} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,RK}) + A_{V1,WP,Luft} \cdot a_V \cdot z_{VK,WP} \quad (4.55)$$

### Geothermie-Sole-Wärmepumpe

Die jährliche Betriebszeit der Geothermie-Sole-Wärmepumpe ist auf 2.400 Stunden begrenzt. Daher werden neben einer binären Hilfsvariable die Nebenbedingungen der Big-M-Methode zur Abbildung des Betriebszustands der Geothermie-Sole-Wärmepumpe eingeführt. Die Wärmeleistung der Geothermie-Sole-Wärmepumpe kann mit der Ungleichung 4.56 für jeden Zeitschritt berechnet werden. Die Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP,Geo}(t)$  ist kleiner gleich der maximal verfügbaren Fläche des Erdsondenfeldes  $A_{Geo,Max}$  multipliziert mit der spezifischen Wärmeleistung  $\dot{q}_{WP,Geo}$  und der binären Hilfsvariable  $y_{Geo}(t)$ . Dabei stellt das Produkt aus  $A_{Geo,Max}$  und  $\dot{q}_{WP,Geo}$  eine obere Grenze bzw. den Big-M-Wert für die Wärmeleistung dar.

$$\dot{Q}_{WP,Geo}(t) \leq A_{Geo,Max} \cdot \dot{q}_{WP,Geo} \cdot y_{Geo}(t) \quad (4.56)$$

Die binäre Hilfsvariable  $y_{Geo}(t) = 0$  erfordert eine Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP,Geo}(t) = 0$ . Wenn die binäre Hilfsvariable  $y_{Geo}(t) = 1$  ist, kann die Wärmeleistung sowohl einen beliebigen Wert unterhalb der oberen Grenze annehmen ( $0 \leq \dot{Q}_{WP,Geo}(t) \leq BigM$ ) als auch  $\dot{Q}_{WP,Geo}(t) = 0$  sein. Damit die Wärmeleistung bei  $y_{Geo}(t) = 1$  einen positiven Wert annimmt, wird die Ungleichung 4.57 eingeführt. Die Wärmeleistung der Geothermie-Sole-Wärmepumpe ist größer gleich der unteren Grenze der Fläche  $A_{Geo,Unter}$  multipliziert mit der spezifischen Wärmeleistung  $\dot{q}_{WP,Geo}$  und der binären Hilfsvariable  $y_{Geo}(t)$ . Die Größe der unteren Grenze der Fläche hat keinen Einfluss auf die technischen Eigenschaften der Geothermie-Sole-Wärmepumpe und wird lediglich eingeführt, um die Betriebsnebenbedingungen abbilden zu können. Daher wird  $A_{Geo,Unter} = 1$  eingesetzt.

$$\dot{Q}_{WP,Geo}(t) \geq A_{Geo,Unter} \cdot \dot{q}_{WP,Geo} \cdot y_{Geo}(t) \quad (4.57)$$

Mit der Ungleichung 4.58 wird die Nebenbedingung der maximalen Betriebszeit der Geothermie-Sole-Wärmepumpe ausgedrückt. Die Summe der binären Hilfsvariablen  $\sum_{t=1}^{8760} y_{Geo}(t)$  über die gesamte Laufzeit muss kleiner gleich 2400 sein.

$$\sum_{t=1}^{8760} y_{Geo}(t) \leq 2400 \quad (4.58)$$



Für die Ermittlung der optimalen Fläche des Erdsondenfelds wird die Ungleichung 4.59 eingeführt, wobei die Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP,Geo}(t)$  der Geothermie-Sole-Wärmepumpe kleiner gleich dem Produkt aus der optimalen Fläche des Erdsondenfelds  $A_{Geo}$  und der spezifischen Wärmeleistung  $\dot{q}_{WP,Geo}$  sein muss. Dieses Produkt stellt die Nennwärmeleistung der Geothermie-Sole-Wärmepumpe  $\dot{Q}_{WP,Geo,Nenn}$  dar.

$$\dot{Q}_{WP,Geo}(t) \leq A_{Geo} \cdot \dot{q}_{WP,Geo} \quad (4.59)$$

Die Gleichung 4.60 gibt die Variable der Nennleistung  $\dot{Q}_{WP,Geo,Nenn}$  zurück, die in der weiteren Berechnung der Investitionskosten eingesetzt wird.

$$\dot{Q}_{WP,Geo,Nenn} = A_{Geo} \cdot \dot{q}_{WP,Geo} \quad (4.60)$$

Mit der Annahme, dass die Leistungszahl sowohl in Voll- als auch in Teillast konstant ist, wird die elektrische Leistung der Geothermie-Sole-Wärmepumpe in jedem Zeitschritt  $P_{WP,Geo}(t)$  als Quotient der Wärmeleistung  $\dot{Q}_{WP,Geo}(t)$  und der konstanten Leistungszahl  $\varepsilon_\eta$  berechnet.

$$P_{WP,Geo}(t) = \frac{\dot{Q}_{WP,Geo}(t)}{\varepsilon_\eta} \quad (4.61)$$

Für die Erdsonden werden die spezifischen Kosten bezogen auf 1 m Länge der Erdsonde vorgegeben. Der Investitionsbetrag für die Erdsonden  $A_{0,ES}$  lässt sich in Gleichung 4.62 berechnen. Die durch die Minimierung der Gesamtkosten ermittelte optimale Fläche des Erdsondenfeldes  $A_{Geo}$  wird mit den spezifischen Kosten der Erdsonden  $K_{ES}$  und der Länge der einzelnen Erdsonde  $L$  multipliziert und durch den quadrierten Mindestabstand  $d^2$  geteilt.

$$A_{0,ES} = A_{Geo} \cdot \frac{K_{ES} \cdot L}{d^2} \quad (4.62)$$

Der Investitionsbetrag  $A_{0,WP,Geo}$ , die Stromverbrauchskosten  $A_{V1,WP,Geo}$  sowie die Gesamtannuität  $A_{N,WP,Geo}$  der Geothermie-Sole-Wärmepumpe lassen sich analog zur Luft- und Grundwasser-Wärmepumpe ermitteln. Die entsprechenden Berechnungen sind in Gleichungen 4.63, 4.64 und 4.65 aufgeführt.

$$A_{0,WP,Geo} = 1.019, 1 \cdot \dot{Q}_{WP,Geo,Nenn}^{0,902} \quad (4.63)$$

$$A_{V1,WP,Geo} = \sum_{t=1}^{8760} P_{WP,Geo}(t) \cdot k_{WP,Strom} \quad (4.64)$$

$$A_{N,WP,Geo} = A_{0,WP,Geo} \cdot (a_{K,WP} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,WP}) + A_{0,ES} \cdot (a_{K,ES} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,ES}) + A_{V1,WP,Geo} \cdot a_V \cdot z_{VK,WP} \quad (4.65)$$

### Grundwasser-Wärmepumpe

Die verfügbare Wärmeleistung der Grundwasser-Wärmepumpe ist im Jahresverlauf konstant. Die Gründe dafür sind die Annahme einer konstanten Temperatur der Umweltquelle und die Annahme, dass das Grundwasser durchgängig mit dem zugrunde gelegten Volumenstrom gefördert werden kann. Um einen Teillastbetrieb und das Ausschalten der Grundwasser-Wärmepumpe in der Optimierung abbilden zu können, wird die Ungleichung 4.66 eingesetzt. Demnach ist die Wärmeleistung der Grundwasser-Wärmepumpe in jedem Zeitschritt  $\dot{Q}_{WP,GW}(t)$  kleiner gleich dem optimalen Fördervolumenstrom des Grundwassers  $\dot{V}_{GW}$  multipliziert mit der spezifischen Wärmeleistung  $\dot{q}_{WP,GW}$  der Grundwasser-Wärmepumpe. Das Produkt von  $\dot{V}_{GW}$  und  $\dot{q}_{WP,GW}$  entspricht dabei der Nennleistung der Grundwasser-Wärmepumpe.

$$\dot{Q}_{WP,GW}(t) \leq \dot{V}_{GW} \cdot \dot{q}_{WP,GW} \quad (4.66)$$

Die Gleichung 4.67 gibt die Variable der Nennleistung zurück, die zur weiteren Berechnung der Investitionskosten des Wärmepumpenaggregats eingesetzt wird.

$$\dot{Q}_{WP,GW,Nenn}(t) = \dot{V}_{GW} \cdot \dot{q}_{WP,GW} \quad (4.67)$$

Analog zum Vorgehen bei der Geothermie-Sole-Wärmepumpe wird hier eine konstante Leistungszahl sowohl in Volllast als auch Teillast angenommen. So wird die zeitabhängige elektrische Leistung der Grundwasser-Wärmepumpe  $P_{WP,GW}(t)$  als Quotient der Wärmeleistung in jedem Zeitschritt  $\dot{Q}_{WP,GW}(t)$  und der konstanten Leistungszahl  $\varepsilon_\eta$  berechnet.

$$P_{WP,GW}(t) = \frac{\dot{Q}_{WP,GW}(t)}{\varepsilon_\eta} \quad (4.68)$$

Die Funktionen für die Berechnung der Investitionskosten der Entnahme- und Schluckbrunnen sind unstetig, deswegen werden eine binäre Hilfsvariable und eine Nebenbedingung nach der Big-M-Methode eingeführt. Für die Abbildung der Tatsache, ob die Grundwasser-Wärmepumpe im Gesamtwärme-konzept vorkommt, wird die Nebenbedingung realisiert, bei der der optimale Fördervolumenstrom  $\dot{V}_{GW}$  kleiner gleich dem Produkt aus dem maximal erlaubten Fördervolumenstrom  $\dot{V}_{GW,Max}$  und der binären Hilfsvariable  $y_{GW,K}$  sein muss. Ist die Grundwasser-Wärmepumpe im Wärmeerzeugungskonzept vorhanden, ist der optimale Fördervolumenstrom des Grundwassers positiv und erfordert somit die binäre Hilfsvariable  $y_{GW,K} = 1$ .

$$\dot{V}_{GW} \leq \dot{V}_{GW,Max} \cdot y_{GW,K} \quad (4.69)$$

Mit der Gleichung 4.70 und 4.71 lassen sich die Investitionskosten für die Bohrung und Einrichtung der Entnahme und Schluckbrunnen ermitteln. Der Investitionsbetrag der Entnahmebrunnen  $A_{0,EB}$  ergibt sich aus dem Produkt aus der Anzahl der Entnahmebrunnen  $n_{EB}$ , den spezifischen Kosten  $K_{EB}$  und der binären Hilfsvariable  $y_{GW,K}$ . Bei der Berechnung der Investitionskosten der Schluckbrunnen werden der optimale Fördervolumenstrom  $\dot{V}_{GW,Nenn}$  und die binäre Hilfsvariable  $y_{GW,K}$  in der unstetigen Kostenfunktion eingesetzt, die mit der Anzahl der Schluckbrunnen multipliziert wird. Ist  $y_{GW,K} = 0$ , werden

die Investitionsbeträge auch zu Null.

$$A_{0,EB} = n_{EB} \cdot K_{EB} \cdot y_{GW,K} \quad (4.70)$$

$$A_{0,SB} = n_{SB} \cdot \left( 795,4 \cdot \dot{V}_{GW} + 206.765,9 \cdot y_{GW,K} \right) \quad (4.71)$$

Der Investitionsbetrag  $A_{0,WP,GW}$ , die Stromverbrauchskosten  $A_{V1,WP,GW}$  sowie die Gesamtannuität  $A_{N,WP,GW}$  der Grundwasser-Wärmepumpe lassen sich analog zu den Luft- und Geothermie-Sole-Wärmepumpen mit den Gleichungen 4.72, 4.73 und 4.74 ermitteln.

$$A_{0,WP,GW} = 1.019,1 \cdot \dot{Q}_{WP,GW,Nenn}^{0,902} \quad (4.72)$$

$$A_{V1,WP,GW} = \sum_{t=1}^{8760} P_{WP,GW}(t) \cdot k_{Strom} \quad (4.73)$$

$$\begin{aligned} A_{N,WP,GW} = & A_{0,WP,GW} \cdot (a_{K,WP} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,WP}) + A_{0,SB} \cdot (a_{K,SB} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,SB}) + \\ & + A_{0,EB} \cdot (a_{K,EB} \cdot z_{NK,EE} + a_{B,EB}) + A_{V1,WP,GW} \cdot a_V \cdot z_{VK,WP} \quad (4.74) \end{aligned}$$

### Holzgas-BHKW

Die Mindestlaufzeit des Holzgas-BHKW darf 24 Stunden nicht unterschreiten. Deswegen wird für das Holzgas-BHKW analog zur Geothermie-Sole-Wärmepumpe die binäre Hilfsvariable für die Abbildung des Betriebszustands eingeführt. Das Holzgas-BHKW unterliegt keinen Beschränkungen, jedoch kommen Holzgas-Anlagen nur in bestimmten Leistungsgrößen auf dem Markt vor. Basierend auf den auf dem Markt vorhandenen Holzgas-Anlagen wird eine obere Grenze der elektrischen Leistung des Holzgas-BHKW in Höhe von 540 kW und eine untere Grenze in Höhe von 90 kW angenommen. Aus den Nebenbedingungen in Ungleichungen 4.75 und 4.76 folgt, dass, wenn das Holzgas-BHKW eingeschaltet ist, die binäre Hilfsvariable  $y_{Holz}(t) = 1$  ist und sich die elektrische Leistung des Holzgas-BHKW im Leistungsbereich von 90 kW bis 540 kW befindet.

$$P_{Holz,BHKW}(t) \leq P_{Holz,BHKW,Ober} \cdot y_{Holz}(t) \quad (4.75)$$

$$P_{Holz,BHKW}(t) \geq P_{Holz,BHKW,Untere} \cdot y_{Holz}(t) \quad (4.76)$$

Mit der Ungleichung 4.77 lässt sich die Nebenbedingung der Mindestlaufzeit des Holzgas-BHKW von 24 Stunden realisieren[39].

$$\sum_{t=1}^{t+MLZ} y_{Holz}(t) \geq MLZ \cdot (y_{Holz}(t) - y_{Holz}(t-1)) \quad (4.77)$$

Mit den Gleichungen 4.78 und 4.79 lassen sich die Wärmeleistung  $\dot{Q}_{Holz,BHKW}(t)$  und die Brennstoffleistung des Holzgas-BHKW  $\dot{Q}_{B,HolzBHKW}(t)$  in jedem Zeitschritt durch den Einsatz der optimalen elektrischen Leistung  $P_{Holz,BHKW}(t)$  sowie der elektrischen und thermischen Wirkungsgrade  $\eta_{el,Holz}$  und  $\eta_{th,Holz}$  berechnen.

$$\dot{Q}_{Holz,BHKW}(t) = P_{Holz,BHKW}(t) \cdot \frac{\eta_{th,Holz}}{\eta_{el,Holz}} \quad (4.78)$$

$$\dot{Q}_{B,HolzBHKW}(t) = \frac{P_{Holz,BHKW}(t)}{\eta_{el,Holz}} \quad (4.79)$$

Für die Berechnung der Investitionskosten des Holzgas-BHKW wird zunächst die Nennleistung mithilfe der Ungleichung 4.80 ermittelt.

$$P_{Holz,BHKW,Nenn} \geq P_{Holz,BHKW}(t) \quad (4.80)$$

Da die Kostenfunktion für die Berechnung der Investitionskosten des Holzgas-BHKW eine unstetige Funktion ist, wird eine weitere binäre Hilfsvariable eingeführt. Kommt das Holzgas-BHKW im Wärmeerzeugungskonzept vor, ist die elektrische Nennleistung des Holzgas-BHKW  $P_{Holz,BHKW,Nenn}$  positiv und erfordert somit die binäre Hilfsvariable  $y_{Holz,K} = 1$ .

$$P_{Holz,BHKW,Nenn} \leq P_{Holz,BHKW,Ober} \cdot y_{Holz,K} \quad (4.81)$$

Mit der Gleichung 4.82 berechnet sich der Investitionsbetrag des Holzgas-BHKW.

$$A_{0,Holz,BHKW} = 529,4 \cdot P_{Holz,BHKW,Max} + 500.647,1 \cdot y_{Holz,K} \quad (4.82)$$

Die jährlichen Verbrauchskosten des Holzgas-BHKW  $A_{V1,Holz,BHKW}$  ergeben sich als Produkt aus der über das Jahr gesamt verbrauchten Brennstoffenergie  $\sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{B,Holz,BHKW}(t)$  und dem spezifischen Preis für die Holzpellets  $k_{Holz}$ .

$$A_{V1,Holz,BHKW} = \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{B,Holz,BHKW}(t) \cdot k_{Holz} \quad (4.83)$$

Der Stromerlös des Holzgas-BHKW  $A_{E1,Holz,BHKW}$  ergibt sich aus dem Produkt der über das Jahr gesamt erzeugten und ins Stromnetz eingespeisten Strommenge  $\sum_{t=1}^{8760} P_{Holz,BHKW}(t)$  und dem EEG-Zuschlag  $Z_{EEG}$ .

$$A_{E1,Holz,BHKW} = \sum_{t=1}^{8760} P_{Holz,BHKW}(t) \cdot Z_{EEG} \quad (4.84)$$

Mit der Gleichung 4.85 lässt sich die Gesamtannuität des Holzgas-BHKW  $A_{N,Holz,BHKW}$  als die Summe der Annuitäten der Kapital- und Verbrauchskosten sowie der jährlichen Kosten für den Wartungsaufwand abzüglich der Annuität der erzielten Stromerlöse ermitteln. Der Investitionsbetrag  $A_{0,Holz,BHKW}$  wird mit den spezifischen Annuitäten  $a_{K,Holz}$ ,  $a_{B,Holz}$  und dem Zusatzfaktor der Baunebenkosten  $z_{NK}$

multipliziert. Die Verbrauchskosten  $A_{V1,Holz,BHKW}$  sowie der jährliche Stromerlös  $A_{E1,Holz,BHKW}$  werden mit entsprechenden spezifischen Annuitäten  $a_V$  und  $a_E$  multipliziert. Zusätzlich werden auch die jährlichen Kosten für den Wartungsaufwand als Produkt aus der über das Jahr gesamt erzeugten Strommenge  $\sum_{t=1}^{8760} P_{Holz,BHKW}(t)$  und den spezifischen Wartungskosten  $k_{Holz,Service}$  berechnet.

$$A_{N,Holz,BHKW} = A_{0,Holz,BHKW} \cdot (a_{K,Holz} \cdot z_{NK} + a_{B,Holz}) + \sum_{t=1}^{8760} P_{Holz,BHKW}(t) \cdot k_{Holz,Service} + A_{V1,Holz,BHKW} \cdot a_V - A_{E1,Holz,BHKW} \cdot a_E \quad (4.85)$$

### Erdgas-BHKW

Analog zur Modellierung des Holzgas-BHKW werden für das Erdgas-BHKW eine binäre Hilfsvariable  $y_{BHKW}(t)$  sowie die obere und untere Grenze für die Abbildung des Betriebszustand eingeführt. Die binäre Hilfsvariable sorgt ebenfalls für die Realisierung des strommarktdienlichen Betriebs des Erdgas-BHKW. Durch die Minimierung der Gesamtkosten und die lokale Sektorenkopplungsoptimierung wird ein möglichst lukrativer Fahrplan für das Erdgas-BHKW erstellt.

$$P_{BHKW}(t) \leq P_{BHKW,Ober} \cdot y_{BHKW}(t) \quad (4.86)$$

$$P_{BHKW}(t) \geq P_{BHKW,Untere} \cdot y_{BHKW}(t) \quad (4.87)$$

Mit den Gleichungen 4.88 und 4.89 lassen sich die Wärmeleistung  $\dot{Q}_{BHKW}(t)$  und die Brennstoffleistung des Erdgas-BHKW  $\dot{Q}_{B,BHKW}(t)$  in jedem Zeitschritt durch den Einsatz der optimalen elektrischen Leistung  $P_{Holz,BHKW}(t)$  sowie der elektrischen und thermischen Wirkungsgrade  $\eta_{el,BHKW}$  und  $\eta_{th,BHKW}$  berechnen.

$$\dot{Q}_{BHKW}(t) = P_{BHKW}(t) \cdot \frac{\eta_{th,BHKW}}{\eta_{el,BHKW}} \quad (4.88)$$

$$\dot{Q}_{B,BHKW}(t) = \frac{P_{BHKW}(t)}{\eta_{el,BHKW}} \quad (4.89)$$

Für die Berechnung der Investitionskosten des Erdgas-BHKW und die Berücksichtigung der Nebenbedingung der maximalen Volllastbenutzungsstunden wird zunächst die Nennleistung mithilfe der Ungleichung 4.90 ermittelt.

$$P_{BHKW,Nenn} \geq P_{BHKW}(t) \quad (4.90)$$

Die Ungleichung 4.91 stellt die Nebenbedingung für die Begrenzung der Volllastbenutzungsstunden auf 3000 VBH. Die über das gesamte Jahr erzeugte Strommenge  $\sum_{t=1}^{8760} P_{Holz,BHKW}(t)$  muss kleiner gleich dem Produkt aus der elektrischen Nennleistung  $P_{BHKW,Nenn}$  und den maximalen Vollbenutzungsstunden  $VBH_{Max}$  sein.

$$\sum_{t=1}^{8760} P_{BHKW}(t) \leq P_{BHKW,Nenn} \cdot VBH_{Max} \quad (4.91)$$

Die Investitionskosten  $A_{0,BHKW}$  des Erdgas-BHKW werden in Abhängigkeit von der elektrischen Nennleistung  $P_{BHKW,Nenn}$  in der nicht-linearen Kostenfunktion ermittelt, die mithilfe des Pyomo-Moduls `Piecewise` stückweise linearisiert und gelöst wird.

$$A_{0,BHKW} = 11.843 \cdot P_{BHKW,Nenn}^{0,598} \quad (4.92)$$

Die jährlichen Verbrauchskosten des Erdgas-BHKW  $A_{V1,BHKW}$  lassen sich als Produkt aus der über das Jahr insgesamt verbrauchten Brennstoffenergie  $\sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{B,BHKW}(t)$  und dem spezifischen Preis des Erdgases  $k_{Erdgas}$  ermitteln.

$$A_{V1,BHKW} = \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{B,BHKW}(t) \cdot k_{Erdgas} \quad (4.93)$$

Für die Berechnung des Stromerlöses des Erdgas-BHKW  $A_{E1,BHKW}$  wird die elektrische Leistung in jedem Zeitschritt  $P_{BHKW}(t)$  mit dem iKWK-Zuschlag  $Z_{iKWK}$  und dem Preis der Day-Ahead-Auktion des aktuellen Zeitschritts  $k_{DayAhead}(t-1)$  multipliziert.

$$A_{E1,BHKW} = \sum_{t=1}^{8760} P_{BHKW}(t) \cdot (Z_{iKWK} + k_{DayAhead}(t-1)) \quad (4.94)$$

Mit der Gleichung 4.95 lässt sich die Gesamtannuität des Erdgas-BHKW  $A_{N,BHKW}$  als die Summe der Annuitäten der kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten abzüglich des Stromerlöses berechnen. Der Investitionsbeitrag  $A_{0,BHKW}$  wird mit den spezifischen Annuitäten  $a_{K,BHKW}$ ,  $a_{B,BHKW}$  und dem Zusatzfaktor der Baunebenkosten  $z_{NK}$  multipliziert. Die Verbrauchskosten  $A_{V1,BHKW}$  werden mit der spezifischen Annuität der Verbrauchskosten  $a_V$  multipliziert. Für den Stromerlös wird keine spezifische Annuität berücksichtigt, da der Erlös mit den prognostizierten stündlichen Strommarktpreisen berechnet wird.

$$A_{N,BHKW} = A_{0,BHKW} \cdot (a_{K,BHKW} \cdot z_{NK} + a_{B,BHKW}) + A_{V1,BHKW} \cdot a_V - A_{E1,BHKW} \quad (4.95)$$

### PtH-Modul

Das PtH-Modul ist Teil des iKWK-Systems und wird auch wie das Erdgas-BHKW nach dem Strompreissignal betrieben. Für die Abbildung des strommarktdienlichen Betriebs wird die Nebenbedingung eingeführt, dass wenn das Erdgas-BHKW aufgrund der niedrigen Strompreise außer Betrieb ist, das PtH-Modul kostengünstig den Strom verbrauchen und in Wärme umwandeln kann. Befindet sich das Erdgas-BHKW außer Betrieb, ist die binäre Variable  $y_{BHKW} = 0$ , die mit der Nebenbedingung in Ungleichung 4.96 das Einschalten vom PtH-Modul ermöglicht. Aber wenn das Erdgas-BHKW ausgeschaltet ist, muss das PtH-Modul nicht unbedingt eingeschaltet werden.

$$P_{PtH}(t) \leq P_{PtH,Ober} \cdot (1 - y_{BHKW}(t)) \quad (4.96)$$

Die Nennleistung des PtH-Moduls ergibt sich aus Gleichung 4.97.

$$P_{PtH,Nenn} \geq P_{PtH}(t) \quad (4.97)$$

Da in dieser Arbeit die Förderung für ein iKWK-System betrachtet wird, muss es vorausgesetzt, dass wenn im finalen Wärmeerzeugungskonzept das Erdgas-BHKW vorkommt, das PtH-Modul auch unbedingt vorhanden sein muss. Dafür wird die binäre Hilfsvariable und vier Nennbedingungen. Ist entweder Erdgas-BHKW oder das PtH-Modul im Wärmeerzeugerkonzept vorhanden, besitzt die Nennleistung der vorhandenen Anlage einen positiven Wert, der zwischen der oberen und unteren Grenze liegt. Dies erfordert die binäre Variable  $y_{iKWK} = 1$  zu sein, die seinerseits das Vorhanden der zweiten Anlage im Wärmeerzeugerkonzept erfordert.

$$P_{BHKW,Nenn} \leq P_{BHKW,Ober} \cdot y_{iKWK} \quad (4.98)$$

$$P_{BHKW,Nenn} \geq P_{BHKW,Unte} \cdot y_{iKWK} \quad (4.99)$$

$$P_{PtH,Nenn} \leq P_{PtH,Ober} \cdot y_{iKWK} \quad (4.100)$$

$$P_{PtH,Nenn} \geq P_{PtH,Unte} \cdot y_{iKWK} \quad (4.101)$$

Die Wärmeleistung des PtH-Moduls in jedem Zeitschritt  $\dot{Q}_{PtH}(t)$  lässt sich aus dem Produkt von der elektrischen Leistung  $P_{PtH}(t)$  und dem Wirkungsgrad  $\eta_{th,PtH}$  in Formel 4.102 ermitteln.

$$\dot{Q}_{PtH}(t) = P_{PtH}(t) \cdot \eta_{th,PtH} \quad (4.102)$$

Die Investitionskosten des PtH-Moduls  $A_{0,PtH}$  lassen sich durch das Multiplizieren der Nennleistung  $P_{PtH,Nenn}$  mit den spezifischen Investitionskosten  $K_{PtH}$  ermitteln.

$$A_{0,PtH} = P_{PtH,Nenn} \cdot K_{PtH} \quad (4.103)$$

Durch Einbindung der Zeitreihe der Strompreise der Day-Ahead-Auktion kann hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ein lukrativer Fahrplan des PtH-Moduls erstellt werden. Die Stromverbrauchskosten in jedem Zeitschritt berechnen sich als Produkt von der elektrischen Leistung des PtH-Moduls  $P_{PtH}(t)$  im aktuellen Zeitschritt und dem Strompreis der Day-Ahead-Auktion dieses Zeitpunkts  $k_{DayAhead}(t-1)$ .

$$A_{V1,PtH} = \sum_{t=1}^{8760} P_{PtH}(t) \cdot k_{DayAhead}(t-1) \quad (4.104)$$

Mit der Gleichung 4.105 lässt sich die Gesamtannuität des PtH-Moduls  $A_{N,PtH}$  als die Summe der Annuitäten der kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten unter Berücksichtigung der Baunebenkosten ermitteln.

$$A_{N,PtH} = A_{0,PtH} \cdot (a_{K,PtH} \cdot z_{NK} + a_{B,PtH}) + A_{V1,PtH} \cdot a_V \quad (4.105)$$

### Fernwärme Vorlaufnutzung

Mit der Gleichung 4.106 lässt sich die vom Fernwärmevorlauf bezogene Wärmeleistung  $\dot{Q}_{FW,VL}(t)$  als Produkt aus dem optimalen Volumenstrom des Fernwärmevorlaufs  $\dot{V}_{FW,VL}(t)$  und der dem Vorlauf entsprechenden spezifischen Wärmeleistung  $\dot{q}_{FW,VL}$  errechnen.

$$\dot{Q}_{FW,VL}(t) = \dot{V}_{FW,VL}(t) \cdot \dot{q}_{FW,VL} \quad (4.106)$$

Zur Berechnung der Anschlusskosten an das Fernwärmenetz und des Leistungspreises für die Nutzung des Fernwärmevorlaufs wird der maximale Volumenstrom des Fernwärmevorlaufs  $\dot{V}_{FW,VL,Nenn}$  ermittelt.

$$\dot{V}_{FW,VL,Nenn} \geq \dot{V}_{FW,VL}(t) \quad (4.107)$$

Die Anschlusskosten an das Fernwärmenetz lassen sich nach Formel 4.108 ermitteln.

$$A_{0,FW,Netz,VL} = \dot{V}_{FW,VL,Nenn}(t) \cdot K_{FW,Netz} \quad (4.108)$$

Der Leistungspreis wird durch Multiplikation des maximalen Volumenstroms des Fernwärmevorlaufs  $\dot{V}_{FW,VL,Nenn}$  mit dem spezifischen Leistungspreis  $K_{FW,VL}$  berechnet.

$$A_{0,FW,VL} = \dot{V}_{FW,VL,Nenn}(t) \cdot K_{FW,VL} \quad (4.109)$$

Der Arbeitspreis der Nutzung des Fernwärmevorlaufs  $A_{V1,FW,VL}$  lässt sich als Produkt der über das gesamte Jahr bezogenen Wärmemenge des Fernwärmevorlaufs  $\sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{FW,VL}(t)$  und des spezifischen Arbeitspreises  $k_{FW}$  ermitteln.

$$A_{V1,FW,VL} = \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{FW,VL}(t) \cdot k_{FW} \quad (4.110)$$

Die jährlichen Kosten für die Nutzung des Fernwärmevorlaufs  $A_{N,FW,VL}$  werden durch das Summieren der berechneten Leistungs- und Arbeitspreise  $A_{0,FW,VL}$  und  $A_{V1,FW,VL}$  sowie der Anschlusskosten an das Fernwärmenetz unter Berücksichtigung der spezifischen Annuitäten  $a_{K,FW,Netz} \cdot z_{NK} + a_{B,FW,Netz}$  und Baunebenkosten ermittelt.

$$A_{N,FW,VL} = A_{0,FW,VL} + A_{V1,FW,VL} + A_{0,FW,Netz,VL} \cdot (a_{K,FW,Netz} \cdot z_{NK} + a_{B,FW,Netz}) \quad (4.111)$$

### Fernwärme Rücklaufnutzung

Zur Abbildung der Gleichzeitigkeitsbedingung für die Nutzung des Fernwärmerücklaufs wird die binäre Hilfsvariable eingeführt, die mit dem optimalen Volumenstrom des Rücklaufs in der Gleichung 4.112 in Form der Big-M-Nebenbedingung verknüpft wird. Der optimale Volumenstrom  $\dot{V}_{FW,RL}(t)$  in jedem Zeitschritt muss kleiner gleich dem Produkt aus dem maximal möglichen Volumenstrom  $\dot{V}_{FW,RL,Max}$ , der spezifischen Wärmeleistung des Fernwärmerücklaufs  $\dot{q}_{FW,RL}$  und der binären Hilfsvariable  $y_{FW,RL}(t)$



sein.

$$\dot{V}_{FW,RL}(t) \leq \dot{V}_{FW,RL,Max} \cdot \dot{q}_{FW,RL} \cdot y_{FW,RL}(t) \quad (4.112)$$

Die Gleichzeitigkeitsbedingung wird in der Gleichung 4.113 ausgedrückt. Die binäre Zustandsvariable der Nutzung des Fernwärmerücklaufs muss kleiner gleich der Summe der Zustandsvariablen des Holzgas-BHKW und des Erdgas-BHKW sein. Befindet sich eine der Anlagen mit höherem Temperaturniveau im Betrieb, kann der Fernwärmerücklauf bezogen werden, ohne dass der Rücklaufbezug unbedingt erfordert wird. Bei positiven Werten der Variablen  $y_{Holz}(t)$  und  $y_{BHKW}(t)$  kann die Zustandsvariable der Fernwärmernutzung somit sowohl  $y_{FW,RL}(t) = 1$  als auch  $y_{FW,RL}(t) = 0$  sein.

$$y_{FW,RL}(t) \leq y_{Holz}(t) + y_{BHKW}(t) \quad (4.113)$$

Die vom Fernwärmerücklauf bezogene Wärmeleistung in jedem Zeitschritt  $\dot{Q}_{FW,RL}(t)$  kann als Produkt vom optimalen Volumenstrom des Fernwärmerücklaufs  $\dot{V}_{FW,RL}(t)$  und der spezifischen Wärmeleistung  $\dot{q}_{FW,RL}$  errechnet werden.

$$\dot{Q}_{FW,RL}(t) = \dot{V}_{FW,RL}(t) \cdot \dot{q}_{FW,RL} \quad (4.114)$$

Der maximale Volumenstrom des Fernwärmerücklaufs  $\dot{V}_{FW,RL,Nenn}$ , die Anschlusskosten an das Fernwärmenetz  $A_{0,FW,Netz,RL}$ , der Leistungs- und Arbeitspreis  $A_{0,FW,RL}$ ,  $A_{V1,FW,RL}$  sowie die jährliche Gesamtkosten für die Nutzung des Fernwärmerücklaufs  $A_{N,FW,RL}$  lassen sich analog zum Fernwärmeverlauf in den folgenden Gleichungen berechnen:

$$\dot{V}_{FW,RL,Nenn} \geq \dot{V}_{FW,RL}(t) \quad (4.115)$$

$$A_{0,FW,Netz,RL} = \dot{V}_{FW,RL,Nenn}(t) \cdot K_{FW,Netz} \quad (4.116)$$

$$A_{0,FW,RL} = \dot{V}_{FW,RL,Nenn}(t) \cdot K_{FW,RL} \quad (4.117)$$

$$A_{V1,FW,RL} = \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{FW,RL}(t) \cdot k_{FW} \quad (4.118)$$

$$A_{N,FW,RL} = A_{0,FW,RL} + A_{V1,FW,RL} + A_{0,FW,Netz,RL} \cdot (a_{K,FW,Netz} \cdot z_{NK} + a_{B,FW,Netz}) \quad (4.119)$$

### Kesselanlagen

Für alle hinterlegten Heizkessel-Anlagen liegt im Grunde der gleiche Berechnungsvorgang, der hier stellvertretend für alle Anlagentypen erläutert wird. Die Optimierung setzt voraus, dass die Heizkessel-Anlage zur Deckung der Spitzenlasten dienen soll. Deswegen ist die Wärmeleistung der Heizkessel-Anlage für jeden Zeitschritt frei wählbar und muss sich unter Einhaltung der Nebenbedingungen 4.38 und 4.39 durch die Nebenbedingung 4.2 an den Wärmebedarf anpassen. Da die Wärmeleistung der Heizkessel-Anlage zeitlich variiert, wird mit der Gleichung 4.120 die Nennleistung der Anlage  $\dot{Q}_{Kessel,Nenn}$  ermittelt.

$$\dot{Q}_{Kessel,Nenn} \geq \dot{Q}_{Kessel}(t) \quad (4.120)$$

Analog zu den anderen Wärmeerzeugern wird für die Heizkessel-Anlage ein konstanter Wirkungsgrad angenommen. Mithilfe des Wirkungsgrads  $\eta_{th,Kessel}$  wird die Brennstoffleistung in jedem Zeitschritt  $\dot{Q}_{B, Kessel}(t)$  in Gleichung 4.121 berechnet.

$$\dot{Q}_{B, Kessel}(t) = \frac{\dot{Q}_{Kessel}(t)}{\eta_{th,Kessel}} \quad (4.121)$$

Die ermittelte Wärmeleistung wird in der nicht-linearen Kostenfunktion für die Berechnung der Investitionskosten der Heizkessel-Anlage eingesetzt. Die Kostenfunktion wird analog zu den Kostenfunktionen des Speichers, der Wärmepumpe und des BHKW mithilfe des Pyomo-Moduls `Piecewise` stückweise linearisiert und gelöst.

$$A_{0,Kessel} = 31.567 \cdot \dot{Q}_{Kessel,Nenn}^{0,14} \quad (4.122)$$

Die jährlichen Verbrauchskosten der Heizkessel-Anlage  $A_{V1,Kessel}$  lassen sich als Produkt aus der über das Jahr insgesamt verbrauchten Brennstoffenergie  $\sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{B, Kessel}(t)$  und dem entsprechenden spezifischen Brennstoffpreis für Biomethan  $k_{BioMethan}$  bzw. Pflanzenöl  $k_{BioOil}$  ermitteln.

$$A_{V1,Kessel} = \sum_{t=1}^{8760} \dot{Q}_{B, Kessel}(t) \cdot k_{BioMethan} \quad (4.123)$$

Mit der Gleichung 4.124 lässt sich die Gesamtannuität der Heizkessel-Anlage  $A_{N,Kessel}$  als die Summe der Annuitäten der kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten berechnen. Der Investitionsbetrag  $A_{0,Kessel}$  wird mit den spezifischen Annuitäten  $a_{K,Kessel}$ ,  $a_{B,Kessel}$  und dem Zusatzfaktor  $z_{NK}$  der Baunebenkosten multipliziert. Die Verbrauchskosten  $A_{V1,Kessel}$  werden mit der spezifischen Annuität der Verbrauchskosten  $a_V$  multipliziert.

$$A_{N,Kessel} = A_{0,Kessel} \cdot (a_{K,Kessel} \cdot z_{NK} + a_{B,Kessel}) + A_{V1,Kessel} \cdot a_V \quad (4.124)$$

### Hochtemperaturspeicher

Für die Abbildung des Speicherfüllstands des Hochtemperaturspeichers wird die Nebenbedingung des Bilanzraums in Formel 4.125 eingeführt. Die im Hochtemperaturspeicher vorhandene Wärme des aktuellen Zeitschritts  $SOC_{HTS}(t)$  setzt sich aus der Bilanz zwischen der Wärmekapazität des vorherigen Zeitschritts  $SOC_{HTS}(t-1)$ , der Beladungsleistung  $P_{HTS,Charge}(t)$  und der Ausspeiseleistung  $P_{HTS,Discharge}(t)$  zusammen. Es werden thermische Verluste über die Speicherwand in Höhe von 0,2 % für jeden Zeitschritt angenommen.

$$SOC_{HTS}(t) = 0,998 \cdot (SOC_{HTS}(t-1) + P_{HTS,Charge}(t) - P_{HTS,Discharge}(t)) \quad (4.125)$$

Durch die Einführung der binären Hilfsvariable  $y_{HTS}$  und der Nebenbedingungen 4.127 und 4.127 wird der strommarktdienliche Betrieb des Hochtemperaturspeichers realisiert, bei dem analog zum iKWK-

System der Strom zu niedrigen Strompreisen bezogen und zu hohen Strompreisen produziert wird.

$$P_{HTS,Charge}(t) \leq P_{HTS,Charge,Ober} \cdot y_{HTS}(t) \quad (4.126)$$

$$P_{HTS,Discharge}(t) \leq P_{HTS,Discharge,Ober} \cdot (1 - y_{HTS}(t)) \quad (4.127)$$

Die ausgespeiste Wärmeleistung  $\dot{Q}_{HTS}$  und die rückverstromte elektrische Leistung  $P_{HTS}$  werden in Gleichungen 4.128 und 4.129 als Produkt aus der Ausspeiseleistung  $P_{HTS,Discharge}$  und den entsprechenden Wirkungsgraden  $\eta_{th}$  oder  $\eta_{el}$  berechnet.

$$\dot{Q}_{HTS}(t) = P_{HTS,Discharge} \cdot \eta_{th} \quad (4.128)$$

$$P_{HTS}(t) = P_{HTS,Discharge} \cdot \eta_{el} \quad (4.129)$$

Für die Reduzierung der Rechenzeit wird die obere Grenze für den Speicherfüllstand des Hochtemperaturspeichers eingeführt. Mit der Ungleichung 4.130 wird gewährleistet, dass der Speicherfüllstand des Hochtemperaturspeichers die eingegeben obere Grenze nicht überschreitet.

$$SOC_{HTS}(t) \leq SOC_{HTSOber} \quad (4.130)$$

Mit der Ungleichung 4.131 wird die maximale Wärmekapazität des Hochtemperaturspeichers für die Berechnung der Investitionskosten ermittelt.

$$SOC_{HTS,Max} \geq \frac{SOC_{HTS}(t)}{0,998} \quad (4.131)$$

Der Investitionsbetrag des Hochtemperaturspeichers wird als Produkt aus der maximalen Wärmekapazität und die spezifischen Investitionskosten ermittelt.

$$A_{0,HTS} = SOC_{HTS,Max} \cdot K_{HTS,Storage} \quad (4.132)$$

Die Verbrauchskosten des Hochtemperaturspeichers werden durch Multiplizieren der über das Jahr insgesamt verbrauchten Strommenge  $\sum_{t=1}^{8760} P_{HTS,Charge}(t)$  mit dem Strompreis der Day-Ahead-Auktion des aktuellen Zeitschritts  $k_{DayAhead}(t - 1)$  berechnet.

$$A_{V1,HTS} = \sum_{t=1}^{8760} P_{HTS,Charge}(t) \cdot k_{DayAhead}(t - 1) \quad (4.133)$$

Auf gleiche Weise wird der Stromerlös des Hochtemperaturspeichers berechnet, indem die über das Jahr insgesamt produzierte Strommenge  $\sum_{t=1}^{8760} P_{HTS}(t)$  mit dem Strompreis der Day-Ahead-Auktion des aktuellen Zeitschritts  $k_{DayAhead}(t - 1)$  multipliziert wird. Da die Verbrauchskosten und der Stromerlös des Hochtemperaturspeichers in die Berechnung der Gesamtwärmekosten einfließen, wird durch die Minimierung der Gesamtwärmekosten und lokale Sektorkopplungsoptimierung ein lukrativer strom-

marktdienlicher Fahrplan des Hochtemperaturspeichers erstellt.

$$A_{E1,HTS} = \sum_{t=1}^{8760} P_{HTS}(t) \cdot k_{DayAhead}(t-1) \quad (4.134)$$

Mit der Gleichung 4.135 lässt sich die Gesamtannuität des Hochtemperaturspeichers  $A_{N,HTS}$  als die Summe der Annuitäten der kapital- und betriebsgebundenen Kosten sowie der Verbrauchskosten abzüglich des Stromerlöses berechnen. Der Investitionsbeitrag  $A_{0,HTS}$  wird mit den spezifischen Annuitäten ( $a_{K,HTS}$ ,  $a_{K,HTS}$  und dem Zusatzfaktor  $z_{NK,EE}$  multipliziert. Für die Verbrauchskosten und den Stromerlös werden keine spezifischen Annuitäten berücksichtigt, da die Verbrauchskosten und der Erlös mit den prognostizierten stündlichen Strommarktpreisen berechnet werden.

$$A_{N,HTS} = A_{0,HTS} \cdot (a_{K,HTS} \cdot z_{NK,EE} + a_{K,HTS}) + A_{V1,HTS} - A_{E1,HTS} \quad (4.135)$$



## 5 Ergebnisse der Optimierung

In Rahmen dieser Arbeit werden zwei Simulationsszenarien untersucht. Im ersten Simulationsszenario soll das optimale Wärmeerzeugerkonzept für die KEBAP-Energiezentrale aus elf möglichen Wärmeerzeugern ermittelt werden. Das erzeugte Wärmeerzeugerkonzept dient als Peer-Review zum Wärmeerzeugerkonzept, das im Rahmen der von Averdung Ingenieure durchgeführten Machbarkeitsstudie erstellt wurde. Im zweiten Simulationsszenario soll das optimale Wärmeerzeugerkonzept für die KEBAP-Energiezentrale aus zwölf möglichen Wärmeerzeugern inklusive der hochinnovativen Technologie des Hochtemperaturspeichers ermittelt werden. So soll untersucht werden, wie der Hochtemperaturspeicher die Wirtschaftlichkeit des ganzen Systems beeinflusst. Die Rechenzeit für die Szenarien ist von der angewendeten Hardware abhängig. Für die Durchführung der Simulationen wurde Hardware mit dem Prozessor Intel i7-9700K mit 8 Kernen und einer Taktfrequenz von 3,6 GHz verwendet. Als Arbeitsspeicher stehen 32 GB DDR3 zur Verfügung. Die Arbeitsspeichergröße ist jedoch für die Lösung des entwickelten Optimierungsmodells nicht ausreichend. Aufgrund der großen Anzahl an ganzzahligen Entscheidungsvariablen kann die Größe der temporären Datei des aktuellen Entscheidungsbaums die Arbeitsspeichergröße überschreiten. Um Fehler in der Arbeit vom Solver aufgrund des mangelnden dynamischen Speichers zu vermeiden, werden vor der Durchführung der Simulationen die vier Tuning-Parameter `emphasis`, `memory`, `workmem`, `mip strategy file` und `workdir` für den Solver eingeführt. Diese Parameter sorgen dafür, dass das vom Optimierungsmodell genutzte Arbeitsspeichervolumen unter einem bestimmten Wert liegt. Aufgrund der sehr langen Rechenzeiten des Modells wurde ein Kompromiss getroffen und die in Kapitel 3.5 beschriebene relative Abweichung höher gesetzt. So wird der Tuning-Parameter der relativen Abweichung `mip tolerances mipgap` für die Simulationsszenarien auf 0,1 gesetzt, was einer Abweichung zwischen nicht-ganzzahliger und ganzzahliger Lösung von 10 % entspricht. Die Schrittweite der Simulation ist durch Input-Zeitreihen bestimmt und beträgt eine Stunde. Für jedes Simulationsszenario wird der optimale Fahrplan der Wärmeerzeuger für ein Jahr ermittelt, dies entspricht 8760 Simulationsschritten.

Die Simulationsergebnisse werden im folgenden Kapitel 5.1 dargestellt, die in Kapitel 6 kritisch nachgefragt werden. In Kapitel 5.2 werden die in der Optimierung ermittelte Gesamtannuitäten mit den weiteren Kosten, die für die Vereinfachung des Modells nicht in der Optimierung berücksichtigt wurden, zusammengeführt. In Kapitel 5.3 wird manuell eine optimale Redundanz für die KEBAP Energiezentrale ermittelt.

## 5.1 Darstellung der Ergebnisse

### Szenario 1

Das im ersten Simulationsszenario ermittelte Wärmeerzeugerkonzept besteht aus Luft-Wärmepumpe, Grundwasser-Wärmepumpe, Holzgas-BHKW, Biomethan-Heizkessel und einem Wärmespeicher mit einem Volumen von  $20 \text{ m}^3$ . Das Wärmeerzeugerkonzept sieht auch die Rücklaufnutzung der Fernwärme vor. Im erstellten Wärmeerzeugerkonzept wird das Potenzial der hydrothermalen Wärmenutzung komplett ausgeschöpft. Der Förderstrom des Grundwassers beträgt somit  $100 \text{ m}^3/\text{h}$ . Die Wärmeleistung der Rückkühlwerke beträgt ca.  $80 \text{ kW}$ , was einer nicht-ganzzahligen Anzahl der Rückkühlwerke von 0,39 entspricht. Der maximale Fördervolumenstrom des Fernwärmerücklaufs beträgt  $26,88 \text{ m}^3/\text{h}$ . Die ausgewählten Wärmeerzeuger besitzen folgende Nennleistungen:

- Luft-Wärmepumpe –  $100 \text{ kW}_{th}$
- Grundwasser-Wärmepumpe –  $719,33 \text{ kW}_{th}$
- Holzgas-BHKW –  $628,92 \text{ kW}_{th}$  und  $471,69 \text{ kW}_{el}$
- Fernwärme Rücklaufnutzung –  $616,44 \text{ kW}_{th}$
- Biomethan-Heizkessel –  $1500 \text{ kW}_{th}$

Der erzeugte optimale Fahrplan der ausgewählten Wärmeerzeuger ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

Die Grundwasser-Wärmepumpe befindet sich ganzjährig im Betrieb und deckt ungefähr 60 % des jährlichen Wärmebedarfs. Die Luft-Wärmepumpe unterstützt geringfügig die Grundwasser-Wärmepumpe in den Zeiten, wenn die Außenlufttemperatur oberhalb ihres Bivalenzpunkts liegt. Der sommerliche Wärmebedarf wird ausschließlich von den Wärmepumpen-Technologien gedeckt. In Wintermonaten und Übergangszeiten kommt auch das Holzgas-BHKW zum Einsatz. Überschreitet der Wärmebedarf  $1300 \text{ kW}_{th}$ , wird zusätzlich zur von Wärmepumpen und Holzgas-BHKW produzierten Wärme die Wärme aus dem Fernwärmerücklauf bezogen. Die Rücklaufnutzung der Fernwärme findet nur statt, wenn das Holzgas-BHKW sich auch im Betrieb befindet. Die Gleichzeitigkeitsbedingung der Rücklaufnutzung der Fernwärme ist somit berücksichtigt. Die weitere Betriebsbedingung der Mindestlaufzeit des Holzgas-BHKW wird ebenfalls in der Optimierung eingehalten. Der Biomethan-Heizkessel wird ausschließlich zur Deckung der Spitzenlasten eingesetzt.

Die Zusammensetzung der über das Jahr erzeugten Wärme ist in Abbildungen 5.2 und 5.3 dargestellt. Der von der Grundwasser-Wärmepumpe erzeugte Wärmeanteil beträgt ca. 60 %. Die Luft-Wärmepumpe liefert nur 5 % der Gesamtwärmemenge. Mit dem Holzgas-BHKW wird 25 % der gesamten Wärme erzeugt. Der Anteil der vom Fernwärmerücklauf bezogenen Wärme beträgt ca. 7 %. Die vom Biomethan-Heizkessel produzierte Wärme macht ca. 3 % an die Gesamtwärme. Die erzeugte Wärme ist zu 91 % erneuerbar. Der Wärmeanteil aus Biomasse beträgt dabei 25 %. Da im aktuellen Förderprogramm die Wärmeerzeugung mit dem Biomethan-Heizkessel als fossil befeuerte Wärmeerzeugung gilt, beträgt der fossile Anteil ca. 4 % der Gesamtwärme. Durch die Nutzung des Fernwärmerücklaufs ergibt sich

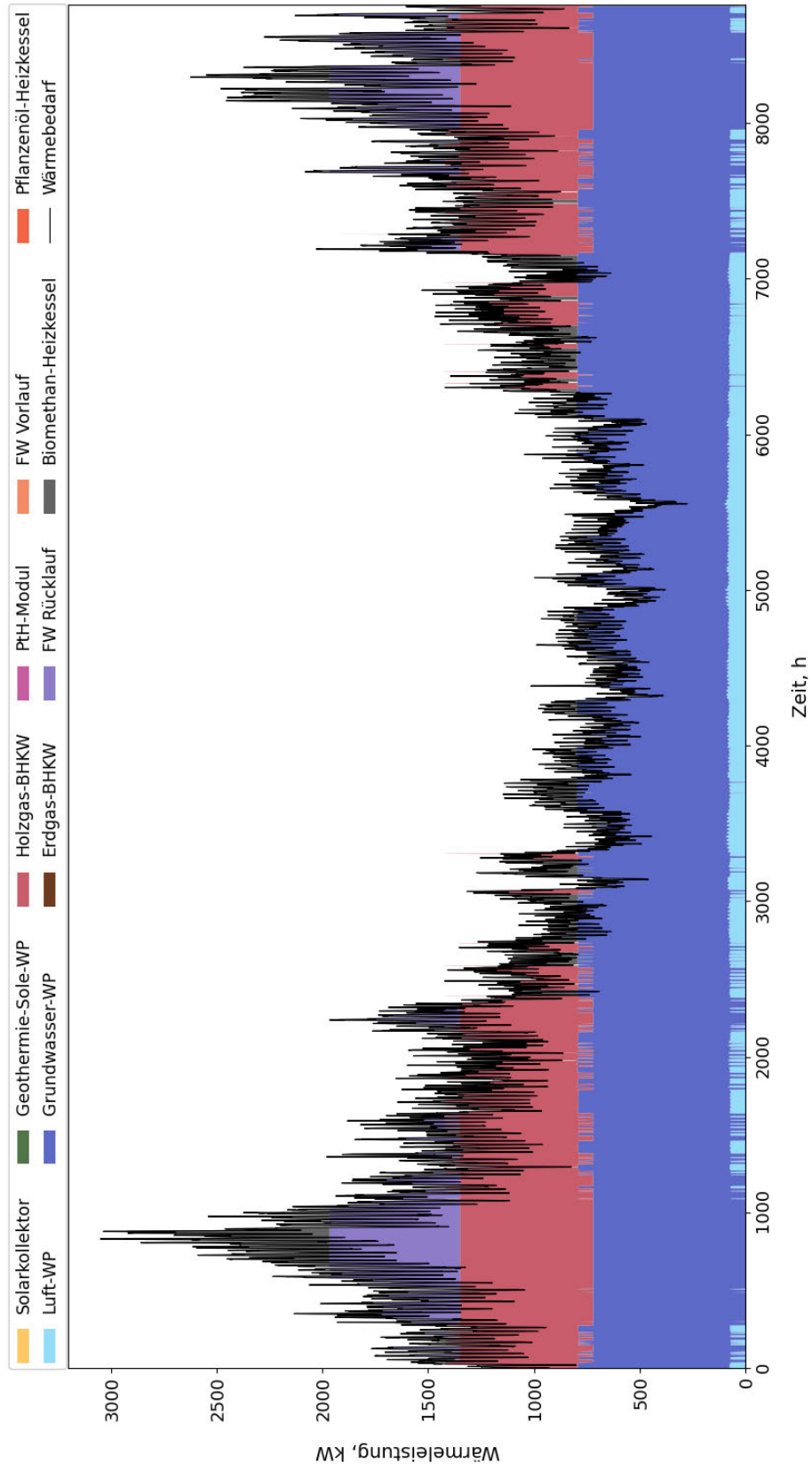


Abbildung 5.1: Szenario 1: Der erzeugte Fahrplan der Wärmeerzeuger



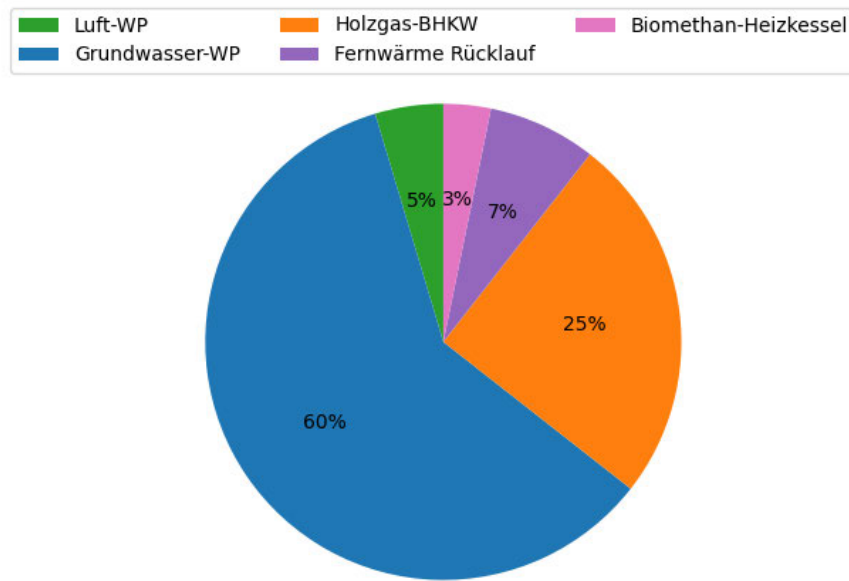


Abbildung 5.2: Szenario 1: Wärmeanteile der Wärmeerzeuger

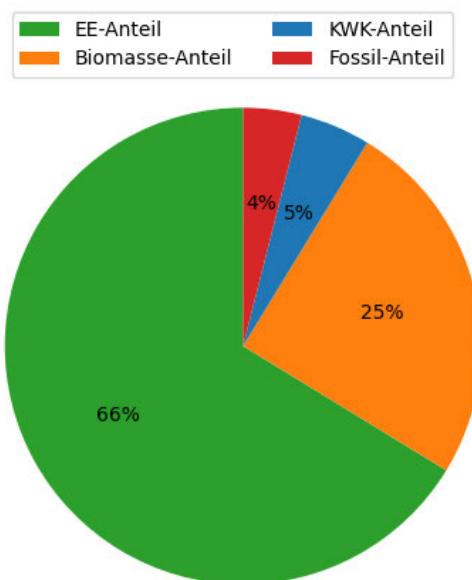


Abbildung 5.3: Szenario 1: Wärmeanteile der eingesetzten Energieträger

ein KWK-Anteil, der 5 % an die gesamt erzeugte Wärmemenge ausmacht. Die Jahreszahlen der Luft-Wärmepumpe und der Grundwasser-Wärmepumpe betragen 3,86 bzw. 2,86. Im ersten Szenario sind somit alle Anforderungen der Förderprogramme erfüllt.

In Tabelle 5.1 sind die gerundeten Werte der Annuitäten der ausgewählten Wärmeerzeuger aufgeführt. Die in der Optimierung ermittelten Gesamtkosten betragen ca. 394.508 €/a. Bei der Berechnung der Annuitäten der kapitalgebundenen Kosten werden bei allen Erzeugern die Baunebenkosten in Höhe von 35 % vom Investitionsbetrag berücksichtigt. Für die Wärmepumpen-Technologien und den Wärmespeicher wurde die Investitionsförderung von 40 % eingesetzt. Der vom Holzgas-BHKW erzeugte Strom wird nach EEG vergütet.

Tabelle 5.1: Szenario 1: Annuitäten der ausgewählten Wärmeerzeuger

Wärmeerzeuger	$A_{N,K}$	$A_{N,B}$	$A_{N,V}$	$A_{N,E}$	Gesamtannuität €/a
Luft-WP	3.513	1.984	2.602	-	11.020
Rückkühlwerke	1.631	1.290		-	
Grundwasser-WP	20.717	11.704	45.458	-	192.089
Entnahmebrunnen	24.528	35.020		-	
Schluckbrunnen	25.665	28.998		-	
Holzgas-BHKW	67.693	65.720	328.923	365.105	97.231
Fernwärme Rücklauf	12	11.904	37.593	-	49.509
Biomethan-Heizkessel	7.928	4.300	30.640	-	42.867
Wärmespeicher	1.234	558	-	-	1.792
Gesamt	152.919	161.477	445.216	365.105	394.508

Da die potenziellen Abnehmer der Energiezentrale des KEBAP derzeit mit Fernwärme der Wärme Hamburg versorgt werden, werden die ökologischen Kenndaten der Wärme Hamburg als Benchmark für das in der Optimierung erzeugte Wärmeerzeugerkonzept genutzt. Damit die ökologischen Parameter des in der Optimierung erzeugten Wärmeerzeugerkonzepts mit den Werten der Wärme Hamburg verglichen werden können, erfolgt die ökologische Bewertung analog zur Wärme Hamburg auch nach der AGFW-Arbeitsblattreihe FW 309. Für die ökologische Bewertung des Fernwärmerücklaufs werden ökologische Kenndaten der Wärme Hamburg genutzt. In Tabelle 5.2 ist die ökologische Bewertung des erstellten Wärmeerzeugerkonzepts im Vergleich zur Versorgung durch Wärme Hamburg aufgeführt.

Tabelle 5.2: Szenario 1: Ökologische Bewertung

Ökologische Bewertung	KEBAP-Energiezentrale	Wärme Hamburg
PEF	0,05	0,36
Spez. CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	0 g/kWh <sub>th</sub>	124 g/kWh <sub>th</sub>

### Szenario 2

Im zweiten Simulationsszenario kommen in der optimierten Erzeugerkonstellation die Luft-Wärmepumpe, die Geothermie-Sole-Wärmepumpe, das Holzgas-BHKW sowie der Hochtemperaturspeicher zum Einsatz. Für das erstellte Wärmeerzeugerkonzept wird ebenfalls das optimale Wärmespeichervolumen ermittelt, das  $181 \text{ m}^3$  beträgt. Die elektrische Anschlussleistung sowie die maximale Wärmekapazität des Hochtemperaturspeichers betragen  $5076 \text{ kW}_{el}$  bzw.  $5076 \text{ kWh}$ . Die optimale Fläche des Erdsondenfeldes beträgt  $681 \text{ m}^2$ . Die Wärmeleistung der Rückkühlwerke beträgt ca.  $803 \text{ kW}$ , was der nicht-ganzzahligen Anzahl der Rückkühlwerke von  $3,89$  entspricht. Die in der Potenzialanalyse definierten Beschränkungen sind eingehalten. Die ausgewählten Wärmeerzeuger besitzen folgende Nennleistungen:

- Luft-Wärmepumpe –  $1000 \text{ kW}_{th}$
- Geothermie-Sole-Wärmepumpe –  $100 \text{ kW}_{th}$
- Holzgas-BHKW –  $720 \text{ kW}_{th}$  und  $540 \text{ kW}_{el}$
- Hochtemperaturspeicher –  $3.553 \text{ kW}_{th}$  und  $1269 \text{ kW}_{el}$

In Abbildung 5.4 ist der optimale Fahrplan der Wärmeerzeuger dargestellt. In den Zeiten, in denen die Lufttemperatur oberhalb der Bivalenztemperatur der Luft-Wärmepumpe liegt, kommt die Luft-Wärmepumpe zum Einsatz. Der sommerliche Wärmebedarf wird somit größtenteils durch die Luft-Wärmepumpe gedeckt. In Wintermonaten und Übergangszeiten, wenn die Luft-Wärmepumpe außer Betrieb ist, wird das Holzgas-BHKW eingeschaltet, das geringfügig von der Geothermie-Sole-Wärmepumpe bei der Wärmelieferung unterstützt wird. Die technischen Betriebsbedingungen der beschränkten Betriebszeit der Geothermie-Sole-Wärmepumpe und der Mindestlaufzeit des Holzgas-BHKW werden dabei eingehalten. Der Hochtemperaturspeicher trägt zur Deckung der Spitzenlasten bei. In Abbildung 5.5 ist der Beladungsvorgang des Hochtemperaturspeichers über den Strombörsenpreis und den Wärmebedarf abgebildet. In manchen Zeiten, wie z.B. zwischen den Zeitschritten 2.000 und 4.000, zeigt sich deutlich, dass der Hochtemperaturspeicher zu Zeiten niedriger Strombörsenpreisen beladen wird. Es ist auch zu erkennen, dass bei hohen Wärmelasten der Hochtemperaturspeicher teilweise nicht strommarktdienlich betrieben wird. Der Grund dafür ist, dass der Betrieb des Hochtemperaturspeichers für die bessere Integration ins Wärmesystem maximal flexibel gestaltet wurde. In erster Linie muss eine sichere Wärmeversorgung gewährleistet werden und daher besitzt die lokale Sektorenkopplungsoptimierung in diesem Fall die höchste Priorität.

Die Zusammensetzung der über das Jahr erzeugten Wärme ist in Abbildungen 5.6 und 5.7 dargestellt. Der von der Luft-Wärmepumpe erzeugte Wärmeanteil beträgt  $42,7 \%$ . Die Geothermie-Sole-Wärmepumpe liefert nur  $2,4 \%$  der Gesamtwärmemenge. Mit dem Holzgas-BHKW wird  $25 \%$  der gesamten Wärme erzeugt. Der Hochtemperaturspeicher stellt  $29,9 \%$  der Gesamtwärmemenge bereit. Die erzeugte Wärme ist zu  $100 \%$  erneuerbar. Der Wärmeanteil aus Biomasse beträgt  $25 \%$ . Die Jahreszahlen der Luft-Wärmepumpe und der Geothermie-Sole-Wärmepumpe betragen  $3,86$  bzw.  $2,77$ . Somit sind alle Anforderungen der Förderprogramme erfüllt.

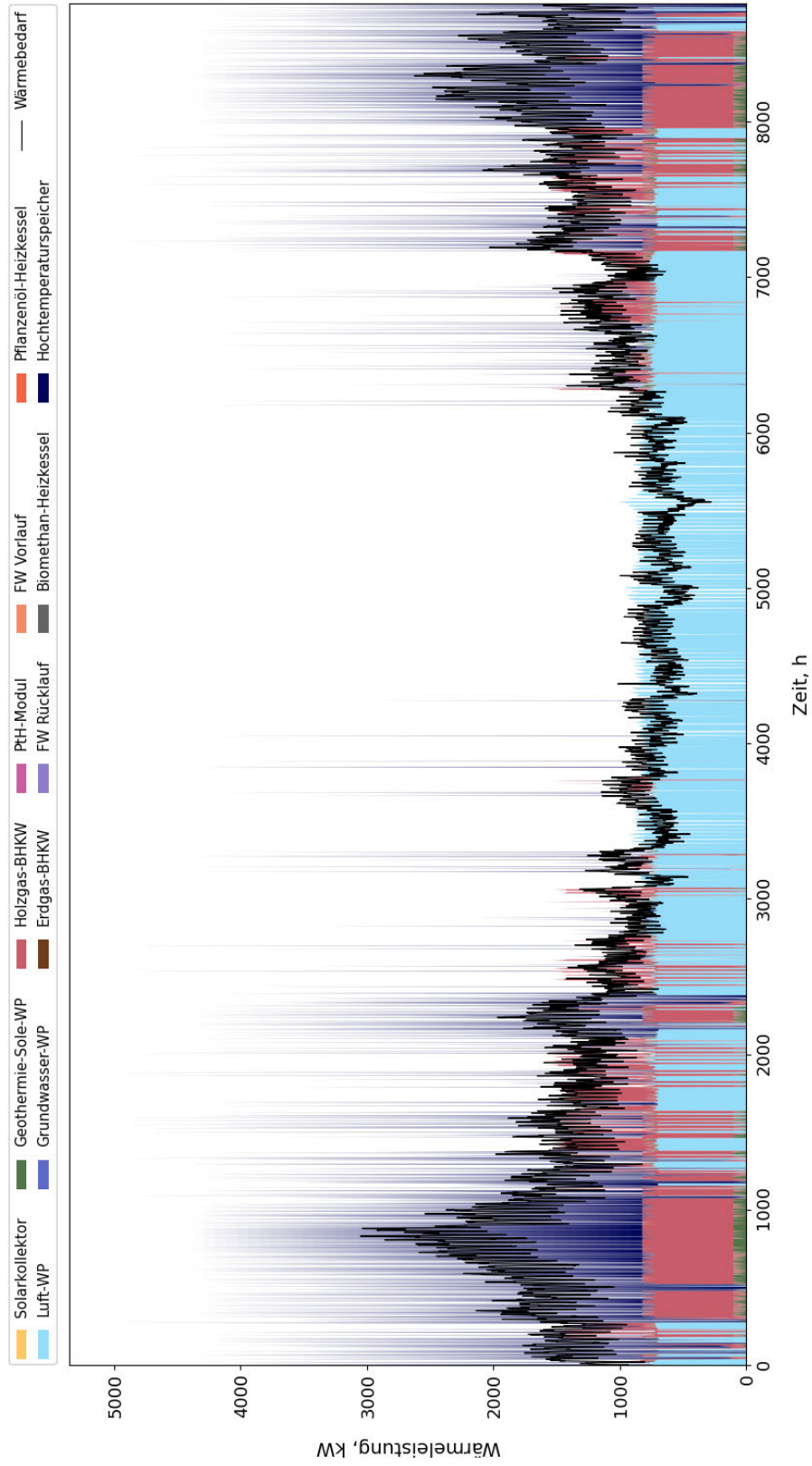


Abbildung 5.4: Szenario 2: Der erzeugte Fahrplan der Wärmeerzeuger

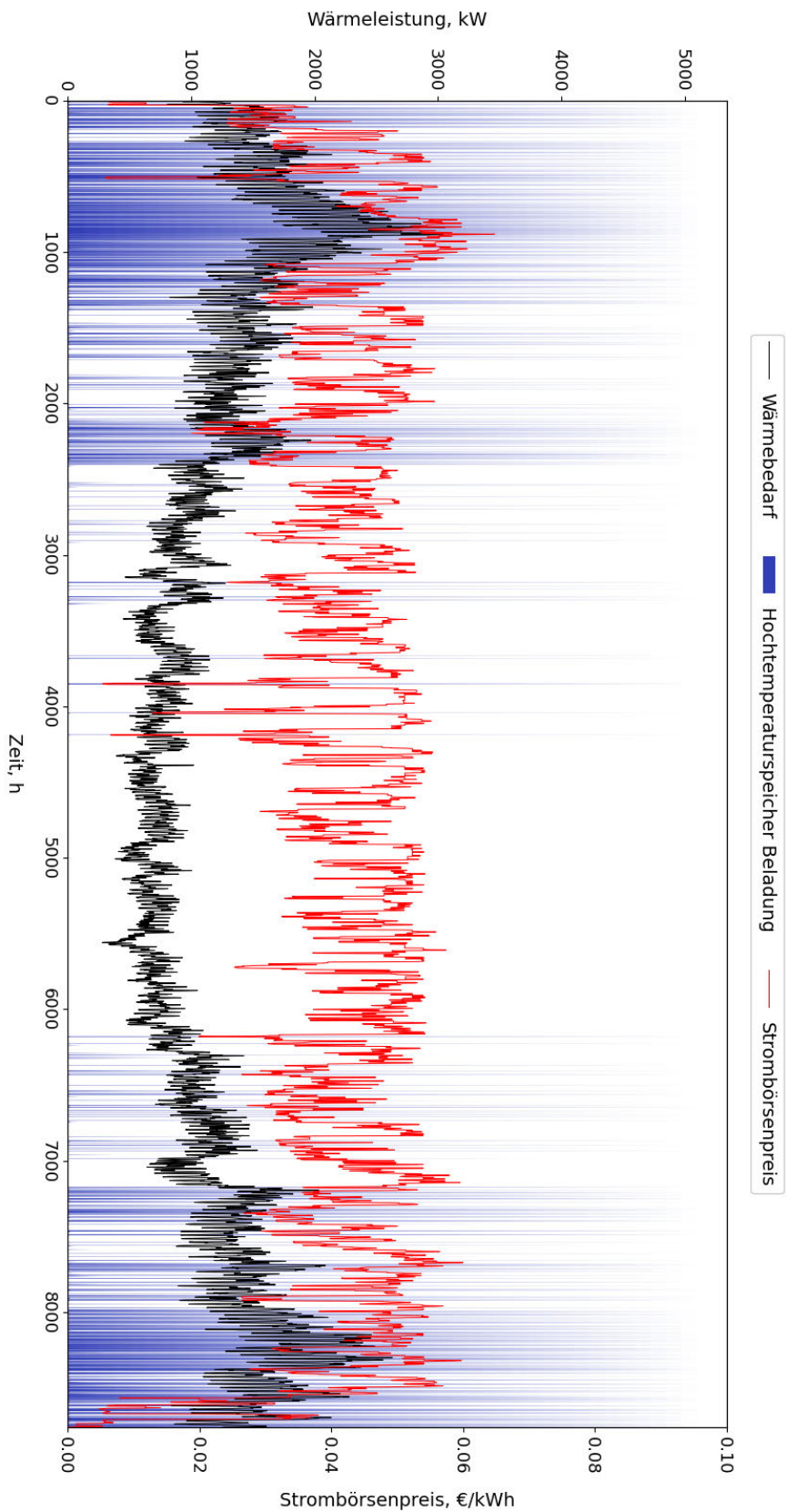


Abbildung 5.5: Szenario 2: Beladungsvorgang des Hochtemperaturspeichers in Anhängigkeit vom Wärmebedarf und Strombörsenpreis

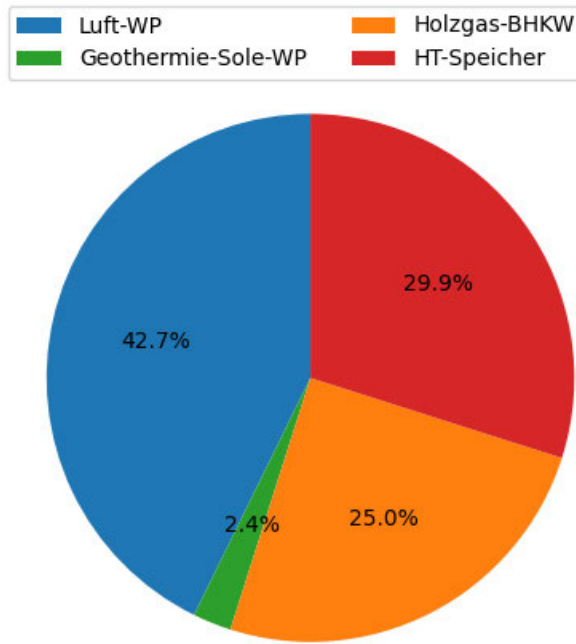


Abbildung 5.6: Szenario 2: Wärmeanteile der Wärmeerzeuger

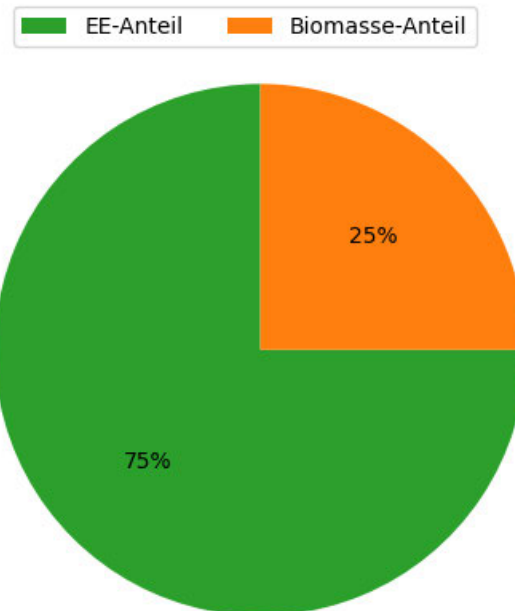


Abbildung 5.7: Szenario 2: Wärmeanteile der eingesetzten Energieträger

In Tabelle 5.3 sind die Annuitäten der ausgewählten Wärmeerzeuger aufgeführt. Die in der Optimierung ermittelten Gesamtkosten betragen ca. 365.563 €/a.

Tabelle 5.3: Szenario 2: Annuitäten der ausgewählten Wärmeerzeuger

Wärmeerzeuger	$A_{N,K}$	$A_{N,B}$	$A_{N,V}$	$A_{N,E}$	Gesamtannuität €/a
Luft-WP	28.031	15.836	24.333	-	97.402
Rückkühlwerke	16.306	12.896		-	
Geothermie-WP	3.512	1.984	1.880	-	14.714
Erdsonden	3.518	3.819		-	
Holzgas-BHKW	70.955	66.526	332.956	369.581	100.855
HT-Speicher	16.485	5.588	164.532	43.119	143.485
Wärmespeicher	6.271	2.834	-	-	9.106
Gesamt	145.079	92.768	523.701	412.700	365.563

Für das Szenario mit dem Hochtemperaturspeicher ergeben sich ein Primärenergiefaktor von 0,29 und ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Faktor in Höhe von 67 g/kWh<sub>th</sub>. Da der Hochtemperaturspeicher ein Großstromverbraucher ist, weist dieses Szenario höhere ökologische Kennwerte als das erste Szenario. Aber auch in diesem Szenario ist die KEBAP-Energiezentrale attraktiver hinsichtlich Ökologie als Wärme Hamburg.

Tabelle 5.4: Szenario 2: Ökologische Bewertung

Ökologische Bewertung	KEBAP-Energiezentrale	Wärme Hamburg
PEF	0,29	0,36
Spez. CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	67 g/kWh <sub>th</sub>	124 g/kWh <sub>th</sub>

## 5.2 Kostenzusammenführung

Für die Vereinfachung des Optimierungsalgorithmus wurden die fixen Kosten der Energiezentrale sowie die Kosten für den Anschluss an das Gas- und Stromnetz in der Optimierung nicht berücksichtigt. Diese Kosten werden in diesem Unterkapitel berechnet und auf die in der Optimierung ermittelten jährlichen Kosten aufgeschlagen. Zum Schluss wird der spezifische Wärmegehaltungspreis der KEBAP-Energiezentrale für die durchgeführten Simulationsszenarien berechnet.

Analog zu den Annuitäten der ausgewählten Wärmeerzeuger werden die Annuitäten für das Nahwärmenetz, die Wärmeübergabestationen, die Errichtung der Energiezentrale sowie das Mess-, Steuerungs- und Regelungssystem (MSR) ermittelt. Für diese Komponenten werden ebenfalls die zusätzliche Baunebenkosten sowie die Investitionsförderung in Höhe von 40 % berücksichtigt. Für die KEBAP Energiezentrale müssen auch die jährlichen Kosten für die Verwaltung und das Personal sowie die Querfinanzierung des Kulturteils berücksichtigt werden. Dies Kosten werden mit insgesamt 148.000 € abgeschätzt. Es werden ebenfalls die in der Optimierung vernachlässigten Betriebskosten für den Wartungsaufwand im ersten Jahr für die ausgewählten Wärmeerzeuger in der Kalkulation berücksichtigt.

Für die Berechnung der Annuitäten der Anschlusskosten an das Gasnetz wird zunächst die Gesamtan-

schlussleistung als Summe der maximalen Brennstoffleistungen des Erdgas-BHKW und des Biomethan-Heizkessels aus den Optimierungsergebnissen aufgerufen. Danach werden die Anschlusskosten als Produkt aus der Gesamtanschlussleistung und den spezifischen Anschlusskosten ermittelt. Analog zu anderen Komponenten der Energiezentrale werden für den Gasnetzanschluss die Annuitäten berechnet. Beim Beziehen des Erdgases oder Biomethans vom Gasnetz müssen noch die Gasnetzentgelte in Form von Leistungs- und Arbeitspreis bezahlt werden. Der zu bezahlende Arbeitspreis ist von der Jahresbrennstoffenergiemenge abhängig. Der Leistungspreis hängt von der maximalen Leistung ab. Die Leistungs- und Grundpreise werden nach dem Preisblatt von Gasnetz Hamburg berechnet. Die aktuellen Gasnetzentgelte können dem Anhang entnommen werden.

Für die Berechnung der Annuitäten der Anschlusskosten an das Stromnetz wird zunächst die elektrische Gesamtanschlussleistung als Summe der elektrischen Leistungen der Wärmepumpen-Technologien, KWK-Anlagen, PtH-Anlage und des Hochtemperaturspeichers ermittelt. Die Höhe der Anschlusskosten hängt sehr stark davon ab, ob die Energiezentrale an das Niederspannungsnetz oder das Mittelspannungsnetz angeschlossen wird. Ist die gesamte elektrische Anschlussleistung der Energiezentrale kleiner als  $540 \text{ kW}_{el}$ , wird davon ausgegangen, dass die Energiezentrale an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden kann. Solch ein Anschluss an die Niederspannungsebene entspricht dem doppelten Hausanschluss und wird in dieser Arbeit mit Kosten von 2.000 € abgeschätzt. Ist die gesamte elektrische Anschlussleistung der Energiezentrale größer als  $540 \text{ kW}_{el}$ , wird ein Mittelspannungsanschluss erforderlich. Der Mittelspannungsanschluss erfordert die Errichtung einer eigener Netzstation, deren Kosten sich auf ca. 100.000 € belaufen. Die Kosten für die Baumaßnahmen hängen von der Größe der Anschlussleistung ab. Für die Kalkulation der Anschlusskosten an das Mittelspannungsnetz werden in dieser Arbeit pauschale Anschlusskosten in Höhe von 500.000 € inklusive der Netzstation angenommen. Die Netznutzungsentgelte in Form von Leistungs- und Arbeitspreis werden für das Stromnetz nicht betrachtet, da diese in den angenommenen Strompreisen bereits enthalten sind.[18]

Da in der Optimierung die Betriebskosten für die Umwälzpumpen nicht berücksichtigt wurden, wird der Pumpenstrombedarf des jeweiligen Wärmeerzeugers mit einem Prozent der von diesem Erzeuger produzierten Wärmemenge abgeschätzt. Die Betriebskosten für Umwälzpumpen im Nahwärmenetz werden auf gleiche Weise mit Bezug auf die in der Energiezentrale gesamt erzeugte Wärmemenge berechnet. Da für die Grundwassernutzung tiefe Brunnen gebohrt werden müssen, sollte der Aufwand der Pumpe für die Förderung des Grundwassers nicht unterschätzt werden. Deswegen werden die Betriebskosten der Grundwasser-Wärmepumpe noch separat betrachtet. Der Aufwand der Unterwasserpumpe ist vom Fördervolumenstrom des Grundwassers abhängig und wird nach Formel 5.1 berechnet [51].

$$P_{UWP} = 0.2571 \cdot \dot{V}_{GW} + 4.2857 \quad (5.1)$$

Anschließend werden die Betriebskosten der Umwälzpumpen durch das Multiplizieren des gesamten Pumpenaufwands mit dem Strompreis ermittelt. Für die Berechnung der Betriebskosten für die Pumpen der Wärmepumpen-Technologien wird ebenfalls die BEW-Förderung in Höhe von 90 % eingesetzt.



**Szenario 1**

Die Gesamtkosten für den Wartungsaufwand im ersten Jahr für das erste Szenario betragen 1.371 €/a. Die abgeschätzten jährlichen Pumpenbetriebskosten belaufen sich auf ca. 35.506 €/a. Der Biomethan-Heizkessel wird an das Gasnetz angeschlossen. Die Brennstoffleistung des Biomethan-Heizkessels beträgt ca. 1563 kW. Die Annuität der Anschlusskosten an das Gasnetz beträgt somit ca. 1.743 €/a. Die Anschlussleistung größer als 1500 kW entspricht der dritten Zone des Preisblattes des Gasnetzes Hamburg, der Leistungspreis beträgt daher 22.844 €/a. Da der Biomethan-Heizkessel nur zur Deckung der Spitzenlasten dient und selten eingeschaltet wird, beträgt der Arbeitspreis 845 €/a. Die gesamte Anschlussleistung an das Stromnetz beträgt ca. 743 kW<sub>el</sub> und somit wird ein Anschluss an das Mittelspannungsebene erfordert. Alle Kosten sind in Tabelle 5.5 aufgeführt. Der Wärmegestehungspreis für das erste Szenario beträgt 0,095 €/kWh<sub>th</sub>.

Tabelle 5.5: Szenario 1: Gesamtwärmekosten und der Wärmegestehungspreis

Komponente des Wärmeversorgungssystems	Annuitäten in €/a
Ausgewählte Wärmeerzeuger (Optimierung)	394.508
Wartungsaufwand im ersten Jahr	1.371
Gasnetz Anschluss, Leistungs- und Arbeitspreis	25.432
Stromnetz Anschluss	27.064
Jährliche Pumpenbetriebskosten	35.506
Nahwärmenetz	164.657
WÜST	17.880
Energiezentrale	107.207
MSR-System	31.788
Sonstige	148.000
<b>Gesamtkosten</b>	<b>953.414</b>
Wärmegestehungspreis	0,095 €/kWh <sub>th</sub>

Die Aufteilung der Gesamtkosten des Erzeugerkonzepts des ersten Szenarios ist im Diagramm in Abbildung 5.8 dargestellt. Die für die Optimierung relevanten Kostenpositionen, Kosten für den Wartungsaufwand, Pumpenbetrieb sowie Anschluss an das Gas- und Stromnetz, machen in der Summe ca. 10 % der Gesamtkosten aus. Die Integration der Berechnungen dieser Kosten in den Optimierungsalgorithmus könnte zur Ermittlung der niedrigeren Gesamtkosten beitragen. Die Änderung der optimalen Kosten wird aber vermutlich unbedeutend für das gesamte System.

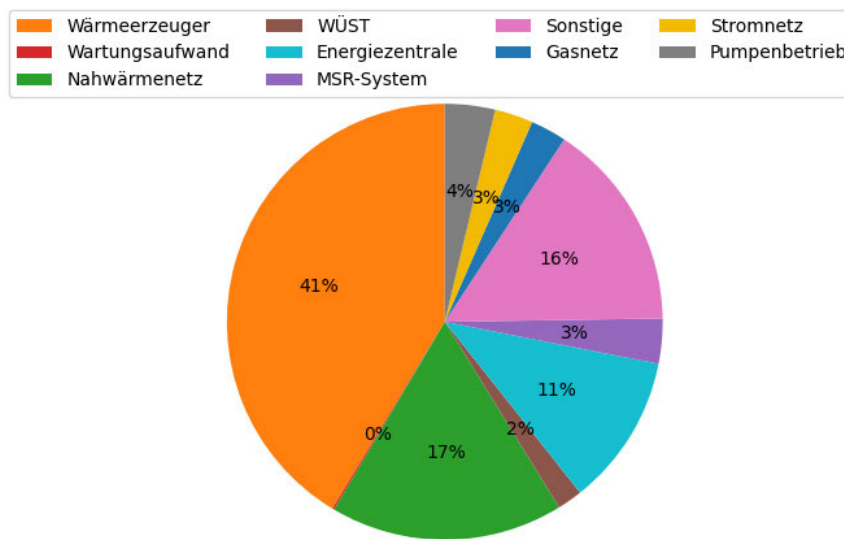


Abbildung 5.8: Szenario 1: Anteile der einzelnen Kostenträger

### Szenario 2

Die Gesamtkosten für den Wartungsaufwand im ersten Jahr für das zweite Szenario betragen 457 €/a. Die abgeschätzten jährlichen Pumpenbetriebskosten belaufen sich auf ca. 36.400 €/a. Da im Wärmeerzeugerkonzept keine fossil befeuerten Anlagen vorkommen, fallen die Kosten für den Anschluss und die Nutzung des Gasnetzes weg. Die gesamte Anschlussleistung an das Stromnetz beträgt ca. 5,9 MW<sub>el</sub> und somit wird ein Anschluss an das Mittelspannungsebene erfordert. Da sowohl für das erste als auch zweite Szenario die gleiche Abnehmerstruktur berücksichtigt wird, sind die jährlichen Kosten für die Bau des Nahwärmenetzes, WÜST, Energiezentrale und ähnliche Einrichtungen für die beiden Szenarien gleich. Alle Kosten sind in Tabelle 5.6 aufgeführt. Der Wärmegestehungspreis für das zweite Szenario beträgt 0,089 €/kWh<sub>th</sub>.

Tabelle 5.6: Szenario 2: Gesamtwärmekosten und der Wärmegestehungspreis

Komponente des Wärmeversorgungssystems	Annuitäten in €/a
Ausgewählte Wärmeerzeuger (Optimierung)	365.563
Wartungsaufwand im ersten Jahr	457
Gasnetz Anschluss, Leistungs- und Arbeitspreis	0
Stromnetz Anschluss	27.064
Jährliche Pumpenbetriebskosten	36.379
Nahwärmenetz	164.657
WÜST	17.880
Energiezentrale	107.207
MSR-System	31.788
Sonstige	148.000
<b>Gesamtkosten</b>	<b>898.995</b>
Wärmegestehungspreis	0,089 €/kWh <sub>th</sub>

Die Aufteilung der Gesamtkosten ist im Diagramm in Abbildung 5.9 dargestellt.

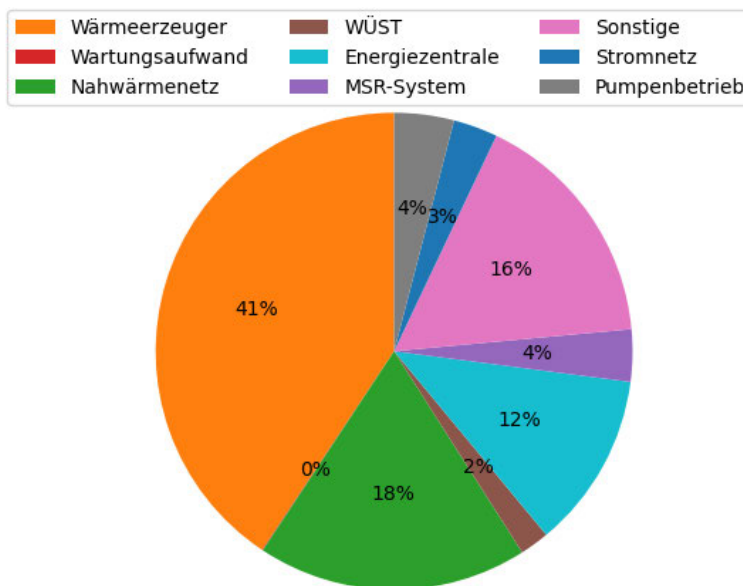


Abbildung 5.9: Szenario 2: Anteile der einzelnen Kostenträger

### 5.3 Redundanz der Energiezentrale

Die Redundanz der Energiezentrale dient zur Absicherung des Wärmeversorgungsbaus im Fall des Ausfalls einer oder mehrerer Komponenten des Gesamtsystems. Es gibt mehrere Optionen für die Auslegung der Redundanz. Für Energiesysteme kann die Redundanz nach der (n+1) oder (n-1) Regel ausgelegt werden. (n+1)-Redundanz bedeutet, dass das Gesamtsystem aus n funktionierenden Einheiten, die zu einem Zeitpunkt aktiv sind, und einer passiven Standby-Redundanz besteht. Beim Ausfall einer aktiven Einheit, übernimmt die Standby-Redundanz ihre Funktion. Bei der (n-1)-Redundanz gibt es im Vergleich zur (n+1) keine redundante Einheit. Bei (n+1) können alle vorhandene Komponente im Normalbetrieb voll ausgelastet sein und die redundante Einheit bleibt unbelastet. Bei (n-1) werden die Komponenten im Regelbetrieb geringer ausgelastet, sodass diese im Fall des Ausfalls einer Einheit ausreichend redundante Kapazität bereitstellen können. Wärmeversorgungssysteme beruhen hinsichtlich der Ausfallsicherheit am häufigsten auf dem (n-1)-Prinzip. Dabei werden die Heizkessel-Anlagen gleichzeitig zur Deckung der Spitzenlasten sowie zur Absicherung des Gesamtsystems eingesetzt. Die Anlage, die die Rolle einer Redundanz übernimmt, muss eine thermische Leistung nicht kleiner als der maximal mögliche Wärmebedarf aufweisen. Die maximale Wärmeleistung des extrapolierten Wärmebedarfs beträgt ca. 3050 kWth. Da der Wärmebedarf sich von Jahr zu Jahr unterscheiden kann, wird für die KEBAP Energiezentrale eine Redundanz mit einer Leistungsgröße von 3.400 kWth zugrunde gelegt. Für das erste Szenario werden zwei Varianten der Absicherung durch Redundanz untersucht und die kostengünstigste Variante ermit-

telt. Als erste Variante wird der bereits vorhandene Biomethan-Heizkessel auf eine Leistung von 3.400 kW<sub>th</sub> erweitert und dessen Annuität sowie die Kosten für den Anschluss und Nutzung des Gasnetzes erneut berechnet. Für die zweite Variante wird ein weiterer Pflanzenöl-Heizkessel mit der thermischen Leistung von 3.400 kW<sub>th</sub> eingeführt, der als eine Standby-Redundanz nach (n+1)-Regel dienen wird. In Tabelle 5.7 sind die Kosten der Komponenten der Tabelle 5.5 aufgeführt, die im Fall der Einführung der Redundanz als sensibel angesehen werden können. Bei der ersten Variante vergrößern sich die in der Optimierung ermittelten jährlichen Kosten geringfügig von 394.508 auf 395.992 €/a. Die Kosten für den Wartungsaufwand bleiben gleich. Da die Nennleistung des Biomethan-Heizkessels deutlich vergrößert wird, vergrößern sich auch fast doppelt die Kosten für den Anschluss und Nutzung des Gasnetzes. Da in der zweiten Variante ein zusätzlicher Pflanzenöl-Heizkessel eingeführt wird, vergrößern sich die Gesamtannuitäten der ausgewählten Erzeuger und deren Kosten für den Wartungsaufwand. Da als Brennstoff das Pflanzenöl verwendet wird, bleiben die Kosten für den Anschluss und Nutzung des Gasnetzes unverändert. Durch die Einführung der Redundanz nach dem (n-1)-Prinzip erhöht sich der Wärmegestehungspreis um 0,3 Ct/kW<sub>th</sub> und beträgt somit 0,098 €/kW<sub>th</sub>. Bei der Auslegung der Redundanz nach dem (n+1)-Prinzip beträgt der Wärmegestehungspreis 0,097 €/kW<sub>th</sub>. Der Unterschied zwischen den Auslegungsoptionen hinsichtlich der Kosten ist sehr gering. Da es in der Berechnung der zweiten Variante keinen Pflanzenöltank für die Zwischenspeicherung sowie die Belieferungskosten des Brennstoffes berücksichtigt werden, kann es behauptet werden, dass der Wärmegestehungspreis der zweiten Variante dem Wärmegestehungspreis der ersten Variante ähnelt. Daher wird ein Wärmegestehungspreis von 0,098 €/kW<sub>th</sub> als finales Ergebnis betrachtet.

Tabelle 5.7: Kostenvergleich bei verschiedenen Redundanz-Optionen

Komponente des Wärmeversorgungssystems	Keine Redundanz Annuitäten in €/a	(n-1)-Redundanz Annuitäten in €/a	(n+1)-Redundanz Annuitäten in €/a
Ausgewählte Wärmeerzeuger (Optimierung)	394.508	395.992	408.220
Wartungsaufwand der ausgewählten Wärmeerzeuger im ersten Jahr	1.371	1.371	2.285
Gasnetz Anschluss, Leistungs- und Arbeitspreis	25.432	50.737	25.432
Gesamtkosten	953.414	980.203	968.039
Wärmegestehungspreis	0,095 €/kW <sub>th</sub>	0,098 €/kW <sub>th</sub>	0,097 €/kW <sub>th</sub>



## 6 Diskussion der Ergebnisse

Der Wärmegestehungspreis des ersten Szenarios beträgt  $0,098 \text{ €/kW}_{th}$ , während die Wärmeerzeugerkombination des zweiten Szenarios einen Wärmegestehungspreis in Höhe von  $0,089 \text{ €/kW}_{th}$  aufweist. Die Integration des Hochtemperaturspeichers hat somit einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der KEBAP-Energiezentrale. Zudem hat die Einführung des Hochtemperaturspeichers die ursprüngliche Wärmeerzeugerkombination des ersten Szenarios geändert. Die Grundwasser-Wärmepumpe wird durch die Luft-Wärmepumpe ersetzt. Die Luft-Wärmepumpe unterliegt in der Optimierung der Betriebsbeschränkung und wird in den Zeiten betrieben, wenn die Außenlufttemperatur oberhalb der in der Optimierung vorgegebenen Bivalenztemperatur liegt. Da den niedrigen Außenlufttemperaturen hoher Wärmebedarf entspricht, ist die Divergenz zwischen dem Wärmeangebot einer Luft-Wärmepumpe und dem Wärmebedarf stark ausgeprägt. Aus diesem Grund wird die Luft-Wärmepumpe maßgeblich für die Deckung des sommerlichen Wärmebedarfs eingesetzt. Um die Überdimensionierung der Wärmepumpe zu vermeiden, ähnelt ihre Leistungsgröße dem durchschnittlichen sommerlichen Wärmebedarf. Ist die Luft-Wärmepumpe im Wärmeerzeugungskonzept vorhanden, müssen die weiteren Wärmeerzeugertypen so ausgelegt werden, da diese ohne Unterstützung der Luft-Wärmepumpe an besonders kalten Tagen den Wärmebedarf decken können. So kommt der Hochtemperaturspeicher mit dem Holzgas-BHKW in Wintermonaten zum Einsatz.

Im ersten Szenario wird das Potenzial der Grundwasser-Wärmepumpe komplett ausgeschöpft, die Grundwasser-Wärmepumpe ist somit ganzes Jahr im Betrieb und deckt mehr als Hälfte des jährlichen Wärmebedarfs. Der Grund dafür könnte sein, dass die Errichtung der Infrastruktur für die Nutzung des Grundwassers aufgrund des Bunkerstandorts sehr kostenintensiv ist und die Grundwasser-Wärmepumpe wird somit zu einer der teuersten Wärmeerzeugungstechnologien. Auch unter Berücksichtigung der Förderungen ist die Grundwasser-Wärmepumpe immer noch viel teurer als die anderen Wärmepumpentechnologien. Damit sich die Grundwasser-Wärmepumpe rentiert, wird ihre Kapazität völlig ausgeschöpft. Zur Deckung der mittleren und hohen Wärmelasten kommt im zweiten Szenario ebenfalls das Holzgas-BHKW zum Einsatz. Zusätzlich wird die Wärmeerzeugung im zweiten Szenario bei hohen Wärmelasten durch den Fernwärmerücklauf unterstützt. Der Biomethan-Heizkessel dient ausschließlich zur Deckung der Spitzenlasten. Die Funktion des Heizkessels und des Fernwärmerücklaufs übernimmt im zweiten Szenario der Hochtemperaturspeicher und dient zur Deckung des Winterwärmebedarfs. Da der Hochtemperaturspeicher als innovative erneuerbare Technologie gilt und förderfähig ist, sowie durch die strommarktdienliche Fahrweise kosteneffizient betrieben werden kann, kann der Hochtemperaturspeicher beliebig groß ohne Einschränkungen in der Optimierung ausgewählt werden. Deswegen ist die Anzahl der Wärmeerzeuger im zweiten Szenario kleiner als im ersten. Zurzeit sind die Sektorkopplung und die Gewährleistung einer sicheren Wärmeversorgung in der Optimierung vorrangig. Für den Fall,

dass dem strommarktdienlichen Betrieb des Hochtemperaturspeichers eine höhere Priorität zugewiesen werden soll, müssen klare Anforderungen im Optimierungsmodell festgelegt werden, die den Strombezug zu Zeiten hoher Strompreise und die Einspeisung bei niedrigen Preisen verbieten. Die Änderung der Betriebspriorität kann auch einen großen Einfluss auf die Wärmeerzeugerkonstellation haben. Außerdem kann für die Vermeidung des häufigen Taktens im Betrieb des Hochtemperaturspeichers eine Mindestbeladungszeit für die Anlage eingeführt werden. Zurzeit ist der Hochtemperaturspeicher für die Erreichung eines höheren Flexibilitätsgrads neben den anderen Wärmeerzeugern an den Wärmespeicher gekoppelt. Daher weist der Hochtemperaturspeicher ein Betriebsverhalten auf, das einem konventionellen Elektrodenheizkessel ähnelt. Um dies zu vermeiden und das eigene Wärmespeicherungspotenzial des Hochtemperaturspeichers besser ausnutzen zu können, könnte der Hochtemperatur-Speicher vom Wärmespeicher im System getrennt werden. Das optimal ermittelte Speichervolumen des zweiten Szenarios beträgt 181 m<sup>3</sup>, während die Speichergröße im ersten Szenario fast 10-fach kleiner. Der strommarktdienliche Betrieb der elektrischen Wärmeerzeuger ist ein häufiger Grund der großen Dimensionen des Wärmespeichers. Wird der Hochtemperaturspeicher vom Wärmespeicher getrennt, kann dies zur Minderung der Wärmespeichergröße führen.

Sowohl im ersten als auch im zweiten Szenario kommt eine zweite Wärmepumpen-Technologie in sehr kleinem Umfang zum Einsatz. Der Wärmeanteil der erneuerbaren Wärmeerzeugung liegt sowohl im ersten als auch im zweiten Szenario ohne Berücksichtigung der von diesen zusätzlichen Wärmepumpen-Technologien produzierten Wärme bereits oberhalb 75 %. So lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass diese kleinen Wärmepumpenaggregate keinen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung der Anforderung des erneuerbaren Mindestanteils leisten. Außerdem sind die spezifischen Kosten für ein Wärmepumpenaggregat der kleinen Leistungsgröße höher als für die großen Anlagen. Der Grund für dieses Phänomen könnte an der konfigurierten Einstellung der relativen Abweichung der Optimierungssoftware liegen. In der Realität werden solche kleinen Technologien in einem großen Wärmeerzeugungskonzept nicht umgesetzt. Die Nachschärfung der Rahmenbedingungen und die Einführung der zusätzlichen Restriktionen in Form von Mindestgrößen aller Anlagen könnte die Ermittlung von unrealistischen Wärmeerzeugerkonstellationen in Zukunft vorbeugen. Das in der Optimierung erzeugte Wärmekonzept kann als eine gute Basis für die weitere Untersuchung und Konkretisierung des ermittelten Konzepts dienen. So könnte sein, dass das ermittelte Konzept in der Realität nicht umsetzbar ist, da es viel mehrere Faktoren in der Planung der Konzepte einfließen als im Optimierungsmodell abgebildet sind. Die neuen Nebenbedingungen können aber jederzeit eingeführt werden und es kann eine Wärmeerzeugerkonstellation unter Berücksichtigung der neuen Restriktionen ermittelt werden.

Das im ersten Szenario ermittelte Wärmeerzeugerkonzept für die KEBAP-Energiezentrale liefert die gleiche Wärmeerzeugerkonstellation wie die vom Averdung Ingenieurbüro in Rahmen der Machbarkeitsstudie erstellte Erzeugungsvariante. Jedoch unterscheiden sich die Dimensionen einiger ausgewählten Wärmeerzeuger. Während der Durchführung einer detaillierten Untersuchung des erstellten Wärmerversorgungskonzepts in Rahmen der Machbarkeitsstudie haben sich zusätzliche Randbedingungen für die ausgewählten Erzeuger ergeben. So hat sich ergeben, dass die Grundwasser-Wärmepumpe sehr anspruchsvoll und wartungsintensiv ist sowie der Betrieb der Grundwasser-Wärmepumpe in Grundlast kann zu einem vorzeitigen Verschleiß der Brunnen führen, die erneut zu bohren sehr teuer werden kann.

---

Die Fachexperten empfehlen daher einen Wechselbetrieb für die Grundwasser-Wärmepumpe. So befindet sich die Grundwasser-Wärmepumpe in einem Wechselbetrieb mit der Luft-Wärmepumpe, die wie im zweiten Szenario dieser Arbeit größtenteils zur Deckung des sommerlichen Wärmebedarfs eingesetzt wird. Da das Averdung Ingenieurbüro mehrere Versorgungsvarianten untersucht hat, bevor eine Entscheidung für die aktuelle Basiserzeugungsvariante getroffen wurde und da die in dieser Arbeit die gleiche Wärmeerzeugerkombinationen ermittelt wurde, kann behauptet werden, dass das Optimierungsmodell eine gutes Ergebnis liefert. Die weitere Validierung des Optimierungsmodells kann durch die Anpassung der Eingansparameter und Verschärfung der Restriktionen erfolgt werden.





## 7 Fazit und Ausblick der Arbeit

Mithilfe in dieser Arbeit entwickelten Optimierungsmodells lassen sich die Wärmeerzeugerkonzepte ermitteln, die eine gute Grundlage für die weitere Konkretisierung und Untersuchungen der erzeugten Variante liefern. Durch die Einführung der zusätzlichen Nebenbedingungen und Nachschärfung der vorhandenen Restriktionen kann das Optimierungsmodell für einen bestimmten Fall angepasst werden und genauere Ergebnisse liefern. Bei der Erweiterung des Optimierungsmodells muss aber mit der Steigerung der Rechenzeit gerechnet werden.

Durch die Aufteilung des Optimierungsmodells in die kleinere Strukturkomponente soll das Optimierungsmodell eine gute Anwendbarkeit für die Erstellung der Konzepte für die anderen Projekten mit den gleichen potenziellen Wärmeerzeugern aufweisen. Dafür müssen nur die für das aktuelle Projekt gültige Parameter in entsprechenden Python-Script eingegeben werden. Es ist auch möglich einige Anlagen aus dem Optimierungsmodell wegnehmen, falls diese für einen bestimmten Projekt nicht verfügbar sind. Die im Optimierungsmodell hinterlegten Wärmeerzeuger können auch für die Abbildung der vom Prinzip verwandten Wärmeerzeuger genutzt werden. So lassen sich z.B. der im Optimierungsmodell hinterlegte Berechnungen der Nutzung des Fernwärmerücklaufs für die Abbildung der Nutzung industrieller Abwärme einsetzen. Außerdem verfügt das Optimierungsmodell über eine automatische Erstellung der graphischen Darstellung der in der Optimierung erzeugten Fahrweise. So können die Optimierungsergebnisse schnell angeschaut und beurteilt werden.

Der Genauigkeitsgrad der gelieferten Ergebnisse kann durch die Minderung der eingestellten relativen Abweichung erhöht werden als auch durch die Berücksichtigung der Parameter und Berechnungen, die bisher in der Optimierung vernachlässigt werden, aber einen gewissen Einfluss auf die Kosten und das Verhalten der Wärmeerzeuger haben. Es könnte auch die Ermittlung einer optimalen Bivalenztemperatur für die Luft-Wärmepumpe in der Optimierung integriert werden. Dafür werden aber zusätzliche Informationen, wie z.B. Aufwand des Abtaubetriebs der Rückkühlwerke bzw. Außenwärmeübertrager, benötigt. Die Wärmepumpen-Anlagen und KWK-Anlagen besitzen in Teillast eine bessere Leistungszahl bzw. einen besseren Wirkungsgrad. Durch die Berücksichtigung der variablen Leistungszahlen und Wirkungsgraden könnte theoretisch ein besserer optimaler Fahrplan der Wärmeerzeuger erstellt werden. Es können anstatt der von den Förderungsprogrammen vorgegebenen Nebenbedingungen auch andere Nebenbedingungen abgebildet werden, z.B. eine Begrenzung zum maximal zulässigen spezifischen CO<sub>2</sub>Emissionsfaktor oder PEF. Dafür muss jedoch eine robuste Bilanzierungsmethode angewendet werden, die einen belastbaren und auf die Zukunft anwendbaren Überblick zur Nachhaltigkeit des Systems liefert.



# Literaturverzeichnis

## Literatur

- [1] AG Energiebilanzen e.V. | *Anwendungsbilanzen*. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html> (besucht am 15. 10. 2021).
- [2] B. für Wirtschaft und Ausführungskontrolle. *Merkblatt für innovative KWK-Systeme*. Nov. 2018.
- [3] B. für Wirtschaft und Ausführungskontrolle. *Modellvorhaben Wärmenetze 4.0. Modul II: Antragstellung und Verwendungsnachweis*. 25. Dez. 2019.
- [4] BAFA - *Effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0)*. URL: [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html) (besucht am 15. 10. 2021).
- [5] M. A. Bagherian u. a. „Classification and Analysis of Optimization Techniques for Integrated Energy Systems Utilizing Renewable Energy Sources: A Review for CHP and CCHP Systems“. In: *Processes* 9.2 (12. Feb. 2021), S. 339. ISSN: 2227-9717. URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/9/2/339> (besucht am 18. 11. 2021).
- [6] J. Bonin. *Handbuch Wärmepumpen: Planung und Projektierung*. Unter Mitarb. von D. I. für Normung. 3., überarbeitete Auflage. Praxis. Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH, 2017. 293 S. ISBN: 978-3-410-26868-0.
- [7] Bundesnetzagentur - *Beendete Ausschreibungen / Statistiken*. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html) (besucht am 15. 10. 2021).
- [8] M. L. Bynum u. a. *Pyomo - optimization modeling in Python*. Third edition. Springer Optimization and it's applications volume 67. Cham, Switzerland: Springer, 2021. 225 S. ISBN: 978-3-030-68928-5 978-3-030-68927-8.
- [9] G. Cerbe u. a., Hrsg. *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung*. 8., vollständig überarbeitete Auflage. München: Hanser, 2017. 791 S. ISBN: 978-3-446-44965-7.
- [10] *Daten und Fakten*. Wärme Hamburg. URL: <https://waerme.hamburg/ueber-uns/unternehmensprofil/daten-und-fakten> (besucht am 25. 11. 2021).

- [11] J. Dipl.-Ing. Klima und B. für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. *Gutachten: Bestimmung des Primärenergiefaktors des "Fernwärmeversorgungssystem Hamburg" der Wärme Hamburg GmbH. Grundlage AGFW FW 309-1.* 8. Apr. 2020.
- [12] J. Dipl.-Ing. Klima und B. für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. *Gutachten: Bestimmung spezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des "Fernwärmeversorgungssystem Hamburg" der Wärme Hamburg GmbH. Grundlage AGFW FW 309-6.* 1. Sep. 2020.
- [13] B. f. W. u. Energie. *Deutsche Klimaschutzpolitik.* URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html> (besucht am 15. 10. 2021).
- [14] *Energiebunker | KEBAP.* URL: <https://kulturenergiebunker.de/energiebunker/> (besucht am 15. 10. 2021).
- [15] *Entwurf Förderrichtlinie.* Unter Mitarb. von B. für Wirtschaft und Energie. 18. Aug. 2021.
- [16] *FNR - Biogas: EEG 2021- Neuer Rahmen für Biogasanlagen.* URL: <https://biogas.fnr.de/rahmenbedingungen/eeg-2021> (besucht am 15. 10. 2021).
- [17] *Fachgespräch mit M.Sc. Philip Tillmann.*
- [18] *Fachtermin mit Stromnetz Hamburg.*
- [19] V. a. Februar 2021. *Wieso gibt es Regelenergie?* Denker & Wulf AG. 18. Feb. 2021. URL: <https://denkerwulf.de/wieso-gibt-es-regelenergie/> (besucht am 15. 10. 2021).
- [20] Q. Fernwärme, Hrsg. *Planungshandbuch Fernwärme.* Version 1.2. Ittigen: EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE. 223 S. ISBN: 978-3-908705-30-7.
- [21] N. Fisch u. a. *Wärmespeicher.* 4., erw. u. vollst. überarb. Aufl. BINE-Informationspaket. OCLC: 315385855. Berlin: Solarpraxis, 2005. 127 S. ISBN: 978-3-934595-54-5 978-3-410-17987-0.
- [22] *Flexibilität im Stromsystem: Was heißt das eigentlich?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/flexibilitaet-stromsystem> (besucht am 15. 10. 2021).
- [23] *Gasheizung: Preise & Kosten, kaufen & Förderung | Bosch.* Bosch Thermotechnik. URL: <https://www.bosch-thermotechnology.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/gasheizung/> (besucht am 30. 12. 2021).
- [24] V.-G. B. und Gebäudetechnik. *VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen und Kostenberechnung.*
- [25] *Glossar | Erneuerbare Energien, Strommärkte & Regelenergie.* 30. Juli 2010. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen> (besucht am 30. 12. 2021).
- [26] *IBM Docs.* 8. März 2021. URL: <https://prod.ibmdocs-production-dal-6099123ce774e592a519d7c33db8265e-0000.us-south.containers.appdomain.cloud/docs/de/icos/12.7.1.0?topic=problems-time-wasted-overly-tight-optimality-criteria> (besucht am 27. 12. 2021).
- [27] *Interne Datenbank. Averdung Ingenieure & Berater GmbH.*

- [28] A. Jank und BUKEA. *Hydrothermale Nutzung am Standort KEBAP*. E-mail. 29. Apr. 2020.
- [29] „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“. In: (), S. 92.
- [30] K. Knorr u. a. *NEW 4.0 AP 8: Gesamtsystemsimulation - Co-Simulation der lokalen Flexibilitäten*. Wissenschaftlicher Abschlussbericht. Forschungsprojekt NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende 4.0, 15. Juli 2021.
- [31] A. Koop und H. Mook. *Lineare Optimierung – eine anwendungsorientierte Einführung in Operations Research*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2018. ISBN: 978-3-662-56140-9 978-3-662-56141-6. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-56141-6> (besucht am 30. 12. 2021).
- [32] Kraftwerk. *Handbuch Brennwert-Blockheizkraftwerk MEPHISTO G16+ | G20+*. März 2014.
- [33] J. Krimmling. *Energieeffiziente Nahwärmesysteme: Grundwissen, Auslegung, Technik für Energieberater und Planer*. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verl, 2011. 210 S. ISBN: 978-3-8167-8342-8.
- [34] L. Krohn. *Masterthesis. Smart Heat Grid Hamburg: Entwicklung eines nachhaltigen Wärmeversorgungskonzeptes für ein Industrie- und Wohngebiet als Nukleus für einen späteren Fernwärmeanschluss*. 20. Juni 2019.
- [35] H. Kruse und R. Heidelck. *Heizen mit Wärmepumpen: ein Informationspaket*. Unter Mitarb. von B. Informationsdienst. 3., erw. und völlig überarb. Aufl. BINE - Informationsdienst Informationspaket. Köln: Verl. TÜV Rheinland, 2002. 110 S. ISBN: 978-3-8249-0641-3.
- [36] D.-N. Kältetechnik. *DIN EN 14825: Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern zur Raumbeheizung und -kühlung - Prüfung und Leistungsbemessung unter Teillastbedingungen und Berechnung der jahreszeitbedingten Leistungszahl*. Juli 2019.
- [37] L. Moosman und BUKEA. *Geothermische Nutzung im Projektgebiet Walter-Möller-Park*. E-mail. 19. Okt. 2020.
- [38] K. Ochsner. *Wärmepumpen in der Heizungstechnik: Praxishandbuch für Installateure und Planer*. 5., überarb. und erw. Aufl. Heidelberg Hamburg: Müller, 2009. 250 S. ISBN: 978-3-7880-7845-4.
- [39] *Optimal Power Flow — PyPSA 0.18.1 documentation*. URL: [https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/optimal\\_power\\_flow.html](https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/optimal_power_flow.html) (besucht am 07. 12. 2021).
- [40] D. R. Paschotta. *Brennwertkessel*. URL: <https://www.energie-lexikon.info/brennwertkessel.html> (besucht am 24. 11. 2021).
- [41] D. R. Paschotta. *Fernwärme*. URL: <https://www.energie-lexikon.info/fernwaerme.html> (besucht am 25. 11. 2021).
- [42] D. R. Paschotta. *Nahwärme*. URL: <https://www.energie-lexikon.info/nahwaerme.html> (besucht am 25. 11. 2021).

- [43] H. Pieper u. a. „Comparison of COP estimation methods for large-scale heat pumps used in energy planning“. In: *Energy* 205 (Aug. 2020), S. 117994. ISSN: 03605442. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544220311014> (besucht am 15. 10. 2021).
- [44] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz*. 10., aktualisierte und erweiterte Auflage. München: Hanser, 2019. 468 S. ISBN: 978-3-446-46113-0.
- [45] G. Schaumann und K. W. Schmitz, Hrsg. *Kraft-Wärme-Kopplung*. 4., vollständig bearbeitete und erweiterte Auflage. VDI-Buch. Heidelberg Berlin: Springer, 2010. 455 S. ISBN: 978-3-642-01425-3 978-3-642-01424-6.
- [46] Y. Schulze u. a. *FfE: Was ist Netzdienlichkeit?*
- [47] *Speicher für die wirtschaftliche Nutzung erneuerbarer Energie*. lumenion. 21. Jan. 2021. URL: <https://lumenion.com/backup-produkt-21-januar> (besucht am 26. 11. 2021).
- [48] I. Stober und K. Bucher. *Geothermie*. 2., [überarb. und aktualisierte] Aufl. Lehrbuch. Berlin Heidelberg: Springer Spektrum, 2014. 302 S. ISBN: 978-3-642-41762-7.
- [49] L. Suhl und T. Mellouli. *Optimierungssysteme: Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*. 3., korrigierte und aktualisierte Aufl. iii. Springer-Lehrbuch. Berlin Heidelberg: Springer Gabler, 2013. 306 S. ISBN: 978-3-642-38936-8.
- [50] *Support your local grid operator – Flexibilität aus dem Virtuellen Kraftwerk auf Verteilnetzebene*. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/enko-flexibilitat-virtuelles-kraftwerk-verteilnetz> (besucht am 30. 12. 2021).
- [51] *Telefonat mit Hr. Tewes. NBB Nord Bohr und Brunnenbau GmbH*. 17. Aug. 2021.
- [52] S. Tewes. *Angebot für die Wärmepumpenanlage Schombrugstraße*. E-mail. 22. Feb. 2021.
- [53] *Was ist der Energy-Only-Markt (EOM)? | Definition*. 5. Apr. 2018. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/energy-only-markt> (besucht am 15. 10. 2021).
- [54] *Was ist die Direktvermarktung von Strom? | Definition*. 19. Aug. 2011. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung> (besucht am 15. 10. 2021).
- [55] *Was sind Systemdienstleistungen?* 19. Aug. 2019. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen> (besucht am 15. 10. 2021).
- [56] B. B. der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Stellungnahme. Referenzentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen Gesetz (SteuVerG)*. 15. Jan. 2021. URL: [https://www.bdew.de/media/documents/20210115\\_Stn\\_SteuVerG.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20210115_Stn_SteuVerG.pdf).
- [57] *Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Startseite*. URL: [https://www.dwd.de/DE/Home/home\\_node.html](https://www.dwd.de/DE/Home/home_node.html) (besucht am 02. 01. 2022).
- [58] B. Weyres-Borchert, B.-R. Kasper und H. Drück. *Solare Wärme: Technik - Planung - Hausanlage*. BINE-Fachbuch. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verl, 2015. 168 S. ISBN: 978-3-8167-9149-2.

- [59] *Wie funktioniert Stahl als Energiespeicher?* Vattenfall. URL: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/blog/2018/november/wie-funktioniert-stahl-als-energiespeicher> (besucht am 26. 11. 2021).
- [60] *Wärme Hamburg*. In: *Wikipedia*. Page Version ID: 217174322. 11. Nov. 2021. URL: [https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=W%C3%A4rme\\_Hamburg&oldid=217174322](https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=W%C3%A4rme_Hamburg&oldid=217174322) (besucht am 25. 11. 2021).
- [61] *Üblicher Preis - Stromvergütung für eingespeisten KWK-Strom*. BHKW-Infozentrum. URL: [https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/ueblicher\\_preis\\_bhkw.html](https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/ueblicher_preis_bhkw.html) (besucht am 15. 10. 2021).





# A Digitaler Anhang

Tabelle A.1: Programmbestandteile

Python-Scrip	Beschreibung
<code>input_data.py</code>	Eingabe der Parameter und Importieren der Zeitreihen
<code>solar_radiation_tilt.py</code>	Umrechnung der Sonneinstrahlung auf geneigte Fläche
<code>classes_generators.py</code>	Berechnung der spezifischen Erzeugungparameter
<code>annuity.py</code>	Berechnung der spezifischen Annuitäten
<code>opti.py</code>	Optimierungsalgorithmus
<code>postprocess.py</code>	Kostenzusammenführung



## B Gasnetz Entgelte

Tabelle B.1: Gasnetz Leistungspreis

Art	maximale Leistung von KW	maximale Leistung bis kW	Sockelbetrag €/Jahr	durch Sockelbetrag abgegoltene Leistung kW	Arbeitspreis ct/kW/a
Zone 1	0	500	0,00	0	15,87
Zone 2	501	1.500	7.935,00	500	14,18
Zone 3	1.501	4.000	22.115,00	1.500	11,67
Zone 4	ab 4.001		51.290,00	4.000	6,40

Tabelle B.2: Gasnetz Arbeitspreis

Art	Jahresarbeit von kWh	Jahresarbeit bis kWh	Sockelbetrag €/Jahr	durch Sockelbetrag abgegoltene Arbeit kWh	Arbeitspreis ct/kWh
Zone 1	1	2.500.000	0,00	0	0,2520
Zone 2	2.500.001	6.000.000	6.300,00	2.500.000	0,1910
Zone 3	6.000.001	11.000.000	12.985,00	6.000.000	0,1470
Zone 4	ab 11.000.001		20.335,00	11.000.000	0,0480



## Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

### Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Kozlenko

Vorname: Olessya

dass ich die vorliegende Masterarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Optimierungsmodell für die Anlagenauslegung in der Energiezentrale des KEBAP als Grundlage für ein nachhaltiges Wärmeversorgungskonzept im Quartier

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

*- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -*

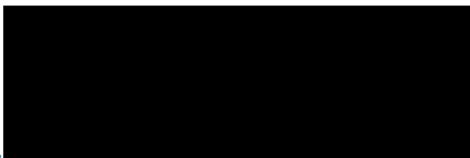
Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der Masterarbeit ist erfolgt durch:

Hamburg

Ort

01.01.2022

Datum

  
Unterschrift im Original