

Projektarbeit

**Entwicklung eines klimaneutralen  
Fernwärmenetz-Modells unter Einsatz von  
Open-Source-Optimierungssoftware mittels  
eines Datenharmonisierungsframeworks**

Leon Zickert

März 2023

**Projektarbeit****Entwicklung eines klimaneutralen  
Fernwärmenetz-Modells unter Einsatz von  
Open-Source-Optimierungssoftware mittels  
eines Datenharmonisierungsframeworks****Leon Zickert**

Matr.-Nr.: 51309

Erstprüfer: Dr.-Ing. Kristin Abel-Günther

Zweitprüfer: M. Sc. Mathias Ammon

Betreuer: M. Sc. Mathias Ammon

Hamburg, 27. März 2023

Ich erkläre hiermit, dass die vorliegende Projektarbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst wurde und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt worden sind. Wörtlich oder sinngemäß aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Alle Quellen, die dem World Wide Web entnommen oder in einer sonstigen digitalen Form verwendet wurden, sind der Arbeit beigelegt.

Diese Arbeit ist nach bestem Wissen erstellt worden. Für den Inhalt kann jedoch keine Gewähr übernommen werden.

Hamburg, 27. März 2023

(Leon Zickert)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Nomenklatur</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Aufbau und Ziel der Arbeit . . . . .	1
<b>2 Stand von Wissenschaft und Technik</b>	<b>3</b>
2.1 Testreferenzjahre . . . . .	3
2.2 Modellierung von Energiesystemen . . . . .	3
2.2.1 Expansion Problem . . . . .	3
2.2.2 Tessif . . . . .	4
2.2.3 Oemof . . . . .	5
2.2.4 PyPSA . . . . .	5
2.2.5 Calliope . . . . .	6
<b>3 Methodik</b>	<b>7</b>
3.1 Anforderungen an das Energiesystem . . . . .	7
3.2 Auswahl der Wärmeerzeugungstechnologien . . . . .	7
3.3 Modellentwicklung . . . . .	9
3.4 Modellierung der Systemkomponenten . . . . .	11
3.4.1 Berechnung der Investitionskosten . . . . .	11
3.4.2 Wärmebedarf . . . . .	11
3.4.3 Power to Heat . . . . .	13
3.4.4 Biologische Brennstoffe . . . . .	15
3.4.5 Solarthermie . . . . .	16
3.4.6 Wärmespeicher . . . . .	17
3.4.7 Müllverbrennung . . . . .	17
3.4.8 Übersicht über die Eingangswerte . . . . .	18
3.5 Sensitivitätsanalyse . . . . .	19
3.6 Szenario: Begrenztes Biomethan-Potenzial . . . . .	19
3.7 Durchführung der Optimierung . . . . .	19
<b>4 Auswertung</b>	<b>21</b>
4.1 Basisszenario . . . . .	21
4.2 Sensitivitätsanalyse . . . . .	24
4.2.1 -10 % Szenario . . . . .	24
4.2.2 -50 % Szenario . . . . .	26
4.2.3 +10 % Szenario . . . . .	30
4.2.4 +50 % Szenario . . . . .	32
4.3 Begrenztes Biomethan-Potenzial . . . . .	35

<b>5 Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>38</b>
<b>Literatur</b>	<b>40</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Beispieldarstellung eines Energiesystems als Graph . . . . .	4
2.2	Schematische Darstellung der grundsätzlichen Funktionsweise von Tessif . . . . .	5
3.1	Wärmeerzeugung für Wärmenetze nach Energieträgern in Deutschland 2021 . . . . .	7
3.2	Darstellung des modellierten Energiesystems als Graph . . . . .	10
3.3	Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge . . . . .	12
3.4	Wöchentlicher Verlauf der eingespeisten Wärmemenge . . . . .	12
3.5	Investitionskostenfunktion für Elektrodenheizkessel . . . . .	13
3.6	Jahresverlauf der verwendeten COP für Wärmepumpen . . . . .	15
3.7	Jahresverlauf der Wärme aus Solarthermie . . . . .	17
4.1	Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des Basisszenarios . . . . .	21
4.2	Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Basisszenarios . . . . .	23
4.3	Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Basisszenarios . . . . .	23
4.4	Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des -10 % Szenarios . . . . .	24
4.5	Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -10 % Szenarios . . . . .	25
4.6	Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -10 % Szenarios . . . . .	25
4.7	Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des -50 % Szenarios . . . . .	26
4.8	Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -50 % Szenarios . . . . .	27
4.9	Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -50 % Szenarios . . . . .	27
4.10	Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -50 % Szenarios (Optimierung mit PyPSA) . . . . .	28
4.11	Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des +10 % Szenarios . . . . .	30
4.12	Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +10 % Szenarios . . . . .	31
4.13	Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +10 % Szenarios . . . . .	31
4.14	Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des +50 % Szenarios . . . . .	32
4.15	Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +50 % Szenarios . . . . .	33

4.16	Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +50 %-Szenarios . . . . .	33
4.17	Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des Szenarios „Begrenzttes Biomethan-Potenzial“ . . . . .	35
4.18	Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Szenarios „Begrenzttes Biomethan-Potenzial“ . . . . .	36
4.19	Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Szenarios „Begrenzttes Biomethan-Potenzial“ . . . . .	37

# Tabellenverzeichnis

2.1	Übersicht in der Modellierung verwendeter Parameter . . . . .	4
3.1	Im Energiemodell verwendete Einheiten . . . . .	9
3.2	Übersicht über die Investitionskosten . . . . .	11
3.3	Eingangswerte in das Energiemodell . . . . .	18
3.4	Szenarien für die Sensitivitätsanalyse . . . . .	19
4.1	Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des Basisszenarios . . . . .	22
4.2	Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des -10 %-Szenarios . . . . .	24
4.3	Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des -50 %-Szenarios . . . . .	26
4.4	Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des +10 %-Szenarios . . . . .	30
4.5	Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des +50 %-Szenarios . . . . .	32
4.6	Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des Szenarios „Begrenzt Biomethan-Potenzial“ . . . . .	36

# Nomenklatur

Symbol	Definition	Einheit
--------	------------	---------

## Abkürzungen

COP	<i>coefficient of performance</i>	
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	
Oemof	Open Energy Modelling Framework	
P2H	Power-to-Heat	
PyPSA	Python for Power System Analysis	
Tessif	Transforming Energy Supply System (Modelling) Frameworks	

## Griechische Symbole

$\zeta$	Gütegrad	
$\eta_{\text{elektrisch}}$	elektrischer Wirkungsgrad	%
$\eta_{\text{thermisch}}$	thermischer Wirkungsgrad	%

## Lateinische Symbole

$A$	Annuität	$\frac{\text{€}}{\text{MWh a}}$
$I$	Investitionskosten	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
$i$	Zinssatz	%
$n$	Tilgungsdauer	a
$T_{\text{Netz}}$	Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes	K
$T_{\text{Quelle}}$	Temperatur der Wärmequelle	K

# 1 Einleitung

Im Klimaschutzplan 2050 ist das Ziel formuliert, eine deutliche Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen von 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu erreichen [1].

Die Erreichung dieses Ziels erfordert einen deutlichen Ausbau regenerativer Energieerzeugung. Im Jahr 2021 lag der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Primärenergiebedarf allerdings nur 15,7 % , obwohl der Anteil im Stromsektor bereits 41 % betrug [2].

Einen großen Anteil daran hat der Wärmesektor, welcher mit 58 % den Hauptanteil des deutschen Endenergieverbrauchs ausmacht [3].

Mit ca. 8 % deckt Fernwärme einen relevanten Teil des deutschen Wärmebedarfs [4]. Weiße Teile der Fernwärmeversorgung werden dabei durch die fossilen Energieträger Erdgas und Kohle gedeckt [5]. Somit muss auch eine Transformation der Fernwärmeversorgung erfolgen.

Die Modellierung und Optimierung von Energiesystemen hat dabei große Bedeutung für die Planung solcher Transformationsprozesse. Optimierungen können beispielsweise verwendet werden um eine wirtschaftlich optimale Lösung zu bestimmen, auf deren Basis Investitionsentscheidungen getroffen werden können.[6]

Es gibt viele verschiedene Tools für die Modellierung und Optimierung von Energiesystemen [7]. Diese bauen aber jeweils auf unterschiedlichen Eingabemethoden auf. Eine Verwendung von mehreren Tools für eine Validierung des erhaltenen Lösungsraums ist somit aufwendig.

Am Institut für Energietechnik der Technischen Universität Hamburg wurde mit Tessif ein Framework entwickelt, welches einen gemeinsamen Dateninput und Datenoutput für verschiedene Optimierungstools bietet [8]. Dies ermöglicht die einfache Verwendung der implementierten Softwares um für das gegebene Problem einen Lösungsraum zu erhalten.

## 1.1 Aufbau und Ziel der Arbeit

In dieser Arbeit soll unter Verwendung des Datenharmonisierungsframeworks Tessif ein Modell für die klimaneutrale Fernwärmeversorgung einer deutschen Großstadt entworfen werden.

In Kapitel 2 wird dazu zunächst eine Einführung in die Modellierung von Energiesystemen gegeben. Insbesondere werden die verwendeten Optimierungssoftwares kurz vorgestellt.

In Kapitel 3 werden die Anforderungen an das Energiesystem formuliert. Auf dieser Grundlage erfolgt dann die Auswahl der Wärmeerzeugungstechnologien und die Beschreibung der Modellierung. Zusätzlich zu dem grundlegenden Modell werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse noch weitere Szenarien für die Optimierung aufgeführt.

Daraufhin erfolgt in Kapitel 4 die Auswertung der Optimierungsergebnisse. Dabei werden die Ergebnisse der verschiedenen Softwares als Lösungsraum verwendet. Zusätzlich

wird aber auch auf eventuelle Unterschiede eingegangen.

Im abschließenden Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst. Außerdem wird ein Ausblick auf mögliche weitere Verbesserungsmöglichkeiten der vorgestellten Methodik gegeben.

## 2 Stand von Wissenschaft und Technik

### 2.1 Testreferenzjahre

Als Testreferenzjahre werden stündlich aufgelöste Datensätze meteorologischer Daten bezeichnet, die ausgewählt werden, um einen mittleren und für das jeweilige Jahr typischen Witterungsverlauf abzubilden.

Für Deutschland werden diese in örtlicher Auflösung von  $1\text{ km}^2$  durch den Deutschen Wetterdienst herausgegeben. Verwendet werden die Testreferenzjahre vor allem für die Simulation von Heiz- und raumluftechnischen Anlagen.[9]

Testreferenzjahre können z.B. als Grundlage für die Erstellung synthetischer Wärmelastgänge dienen [10].

### 2.2 Modellierung von Energiesystemen

Die Modellierung von Energiesystemen hat große Bedeutung für die Abschätzung von technischen und wirtschaftlichen Aspekten, sowie Emissionen, um daraus Handlungsentscheidungen ableiten zu können [6]. Dabei werden oftmals Vereinfachungen vorgenommen, um das Problem auf die wesentlichen Elemente zu reduzieren.

Es gibt eine Vielzahl verschiedener Softwares für die Modellierung und Optimierung von Energiesystemen. Diese unterscheiden sich in verschiedenen Punkten wie z.B. der Verfügbarkeit, der zeitlichen Auflösung und der Zielsetzung.[7]

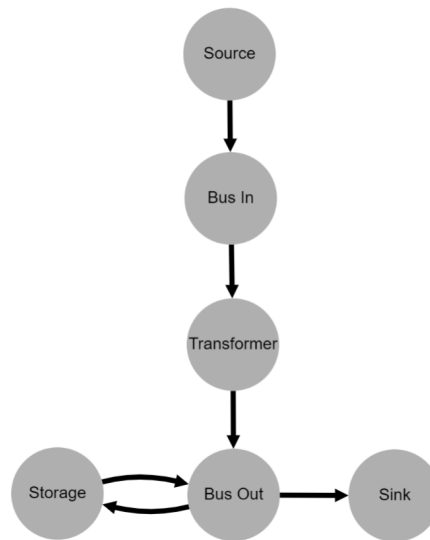
Um eine Nutzeroberfläche zu bieten, in welcher verschiedene „free and open source“ Modellierungssoftwares einfach verwendet werden können, wurde am Institut für Energietechnik an der Technischen Universität Hamburg Tessif entwickelt [8]. In dieser Arbeit werden durch Tessif PyPSA [11], Oemof [12] und Calliope [13] verwendet.

#### 2.2.1 Expansion Problem

Als Expansion Problem oder Generation Expansion Planning werden Problemstellungen bezeichnet, bei denen über eine Optimierung ermittelt wird, welche vorhandenen oder neuen Komponenten ausgebaut werden müssen um ein gesetztes Ziel zu erreichen. Dabei müssen technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen eingehalten werden.[14]

### 2.2.2 Tessif

In Tessif (Transforming Energy Supply System (Modelling) Frameworks) werden Energiesysteme als Graphen betrachtet, die aus Knoten bestehen, welche durch gerichtete Energieflüsse miteinander verbunden sind. Die Knoten repräsentieren dabei Komponenten eines Energiesystems, die durch bestimmte Parameter charakterisiert werden. In Abbildung 2.1 sind die in dieser Arbeit verwendeten Komponenten in einem Beispielgraphen verknüpft dargestellt.[15]



**Abbildung 2.1:** Beispieldarstellung eines Energiesystems als Graph

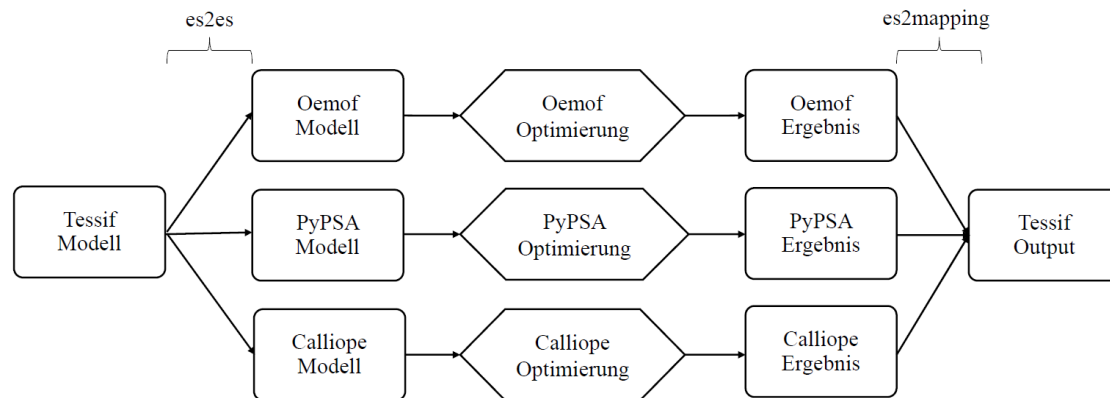
Die Energiezufuhr erfolgt in der Quelle (*Source*). Über ein Verteilernetz (*Bus*) gelangt sie zu einem Energiewandler (*Transformer*). Über ein weiteres Verteilernetz fließt die umgewandelte Energie entweder vorübergehend in einen Speicher (*Storage*) oder direkt zum Verbraucher (*Sink*). Die Komponenten können über verschiedene Parameter charakterisiert werden. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Parameter sind in Tabelle 2.1 aufgeführt.

**Tabelle 2.1:** Übersicht in der Modellierung verwendeter Parameter

Parameterbezeichnung	Beschreibung	Einheit
<i>flow rates</i>	installierte Leistung	MW
<i>flow cost</i>	Kosten des Energieflusses	$\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
<i>conversions</i>	Wirkungsgrad/COP	
<i>expansion cost</i>	Anlagen-/Investitionskosten	$\frac{\text{€}}{\text{MW}}$
<i>expansion limits</i>	Ausbaupotenzial	MW
<i>timeseries</i>	Last-/Einspeisungsverlauf	
<i>idle changes</i>	Standverluste (Speicher)	

Tessif ist ein Python-basiertes Framework für die Datenharmonisierung zum Zweck der Verwendung und des Vergleichs von verschiedenen „free and open source“ Energiesystem-Modellierungssoftwares. Das erstellte Modell kann durch Tessif in Modelle der unterstützten Tools umgewandelt werden, woraufhin diese optimiert werden können.

In Abbildung 2.2 wird dieser Ablauf schematisch dargestellt. Die Übersetzung des Tessif-Modells erfolgt über Funktionen aus dem Tessif-Unterordner *es2es* (energy system to energy system). Über das Tessif-Modul *simulate* wird für die jeweiligen Tools die Optimierung aufgerufen. Die Funktionen für die abschließende Aufbereitung der jeweiligen Optimierungsergebnisse befinden sich im Unterordner *es2mapping* (energy system to mapping). Insgesamt ergibt sich daraus eine vereinheitlichte Datenausgabe der Ergebnisse der Energiesystem-Optimierung.



**Abbildung 2.2:** Schematische Darstellung der grundsätzlichen Funktionsweise von Tessif (nach [15])

In dieser Arbeit sollen die in Kapitel 2.2.3-2.2.5 beschriebenen Software-Tools durch Tessif für die Optimierung verwendet werden, um einen Lösungsraum für das in Kapitel 3 erstellte Fernwärmenetz-Modell zu erhalten.

### 2.2.3 Oemof

Oemof (Open Energy Modelling Framework) umfasst mehrere Python Bibliotheken, die jeweils Aspekte der Modellierung und Optimierung von Energiesystemen abdecken [12]. In dieser Arbeit wird konkret das Paket Oemof.Solph verwendet, welches für die Modellierung von Energiesystemen im Rahmen linearer Optimierungsaufgaben vorgesehen ist. Es basiert ähnlich wie Tessif auf einer Graphenstruktur, wobei Komponenten als Knoten dargestellt werden, die über Energie- oder Ressourcenflüsse miteinander verknüpft sind. Das Modell wird in ein Modell des Optimierungspakets Pyomo umgewandelt und durch einen externen Solver optimiert.[16]

In dieser Arbeit wird die Oemof.Solph Version 0.4.4 verwendet.

### 2.2.4 PyPSA

PyPSA (Python for Power System Analysis) ist eine Open-Source-Software für die Simulation und Optimierung von Energiesystemen. Sie ist auf die Verwendung mit großen Systemen und langen Optimierungszeiträumen ausgelegt. Ein Fokus liegt dabei auf elektrischen Energiesystemen, aber auch die Modellierung anderer Sektoren ist möglich. PyPSA wandelt das erstellte Modell zur Optimierung in ein Pyomo-Modell um, welches durch einen externen Solver optimiert wird.[11]

In dieser Arbeit wird die PyPSA Version 0.19.3 verwendet.

### 2.2.5 Calliope

Calliope ist ein Open-Source-Framework für die Modellierung und Optimierung von Energiesystemen. Der Fokus liegt auf Flexibilität, sowie hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung. Calliope Modelle bestehen aus Textdateien in denen die Eigenschaften definiert sind.[13]

Im Rahmen von Tessif wird Calliope als weitere Schnittstelle für die lineare Optimierung durch Pyomo verwendet.[17]

In dieser Arbeit wird die Calliope Version 0.6.6 verwendet.

## 3 Methodik

### 3.1 Anforderungen an das Energiesystem

In diesem Abschnitt werden zunächst die Anforderungen formuliert, die das Energiesystem erfüllen soll, um anschließend darauf aufbauend die Auswahl und Modellierung der Systemkomponenten vornehmen zu können.

Das in dieser Arbeit erstellte Energiesystem entspricht keinem real existierenden, da nicht die Transformation eines konkreten Fernwärmenetzes untersucht werden soll. Deshalb erfolgt auch keine Modellierung einer aktuellen Wärme-Versorgungsstruktur. Stattdessen wird die Optimierung verwendet, um zu betrachten welche grundlegenden Kombination aus Wärmeerzeugungstechnologien realistisch in Frage käme, um den Fernwärmebedarf einer deutschen Großstadt ohne die Verwendung fossiler Energieträger zu decken.

Für die ausgewählten Wärme-Erzeugungstechnologien muss deshalb gelten, dass keine fossilen Energieträger wie Kohle oder Erdgas eingesetzt werden. Um belastbare Eingangsdaten verwenden zu können, werden zudem nur Technologien modelliert, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen.

Die Wärmeversorgungsinfrastruktur wird dabei als unverändert angenommen. Das gilt insbesondere für die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes.

Für standortabhängige Werte, wie Temperaturverläufe, werden in der Modellierung beispielhaft Daten für die Stadt Hamburg verwendet.

### 3.2 Auswahl der Wärmeerzeugungstechnologien

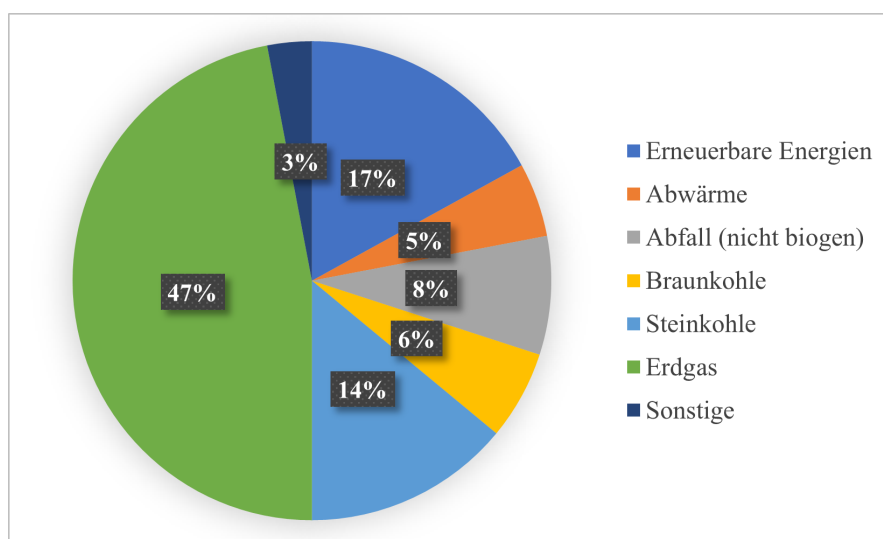


Abbildung 3.1: Wärmeerzeugung für Wärmenetze nach Energieträgern in Deutschland 2021 (eigene Darstellung nach [18])

Abbildung 3.1 zeigt, dass Erdgas mit 47 % und Kohle mit 20 % im Jahr 2021 noch den größten Anteil des deutschen Fernwärmebedarfs gedeckt haben. Der Anteil des Fernwärmebedarfs aus erneuerbaren Energien und Abwärmenutzung betrug dabei zusammen nur etwa 22 %. Im Stromsektor betrug der aktuelle Anteil erneuerbarer Einspeisung hingegen im Jahr 2021 etwa 42,4 % [19].

Sektorenkopplung über Power-to-Heat-Anlagen (im Folgenden als P2H-Anlagen bezeichnet) eröffnet damit die Möglichkeit den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor zu erhöhen. Für eine tatsächliche Klimaneutralität wäre es nötig, dass der Strom auch ohne Verwendung fossiler Energieträger produziert wurde. Für die folgende Modellierung wird dies als Annahme vorausgesetzt.

P2H-Anlagen können grundlegend in zwei Typen unterschieden werden. Die direkte Umwandlung über Elektrodenkessel erlaubt hohe Regelbarkeit und eröffnet damit die Möglichkeit Stromerzeugungsspitzen aus erneuerbarer Erzeugung zu nutzen. Großwärmepumpen ermöglichen hingegen einen effizienteren Betrieb bei höheren Investitionskosten.[20] Der Einsatz von Wärmepumpen ist aktuell in mehreren deutschen Fernwärmenetzen geplant [21]. Im Stockholmer Fernwärmenetz werden hingegen bereits seit den 1970er Jahren wesentliche Teile des Fernwärmebedarfs durch Meerwasser- und Abwasser-Wärmepumpen gedeckt [22]. Beide Typen P2H-Anlagen werden auch im modellierten Energiesystem implementiert.

Eine weitere wichtige Option der Einspeisung in Fernwärmenetze ist die Nutzung von vorhandenen Abwärmequellen. Wesentliche Abwärmequellen sind dabei vor allem industrielle und gewerbliche Abwärme. Da Abwärme intern nicht weiter verwendet werden kann, wird Abwärmenutzung üblicherweise als klimaneutral betrachtet. Da gerade das Potenzial industrieller Abwärme stark vom Standort abhängig ist und wegen der schlechten Verfügbarkeit von Daten, wird industrielle Abwärme in dieser Arbeit nicht betrachtet.[23]

Die Nutzung von Wärme aus Müllverbrennungsanlagen ist bereits weit verbreitet [5]. Fraglich ist dabei jedoch die Bilanzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen der Müllverbrennungsanlagen. So wird z.B. nach einigen Berechnungsmethoden nur der Anteil der Abwärme aus Verbrennung biogener Abfälle als klimaneutral betrachtet [24].

In dieser Arbeit wird hingegen die Einspeisung von Wärme aus Müllverbrennung als Abwärmenutzung betrachtet und damit als klimaneutral.

Auch Heizwerke und Heizkraftwerke in denen Verbrennungsprozesse stattfinden können mit alternativen Brennstoffen betrieben werden. Biologische Brennstoffe können zunächst grundlegend in feste und gasförmige Brennstoffe unterteilt werden. Als feste biologische Brennstoffe werden dabei z.B. Holz, Stroh oder Reststoffe verwendet. Als gasförmiger biologischer Brennstoff wird üblicherweise Biogas aus der Vergärung von Biomasse in Biogasanlagen verwendet.[25]

Da in dieser Arbeit die Fernwärmeversorgung einer Großstadt betrachtet wird, wird als gasförmiger Brennstoff im Folgenden stattdessen Biomethan verwendet. So kann das vorhandene Erdgasnetz als Versorgungsinfrastruktur verwendet werden. Biomethan entstammt dabei meist der Aufbereitung von Biogas, aber auch die Methanisierung von grünem Wasserstoff ist möglich.[26]

In der folgenden Modellierung werden sowohl für feste Biomasse, als auch für Biomethan jeweils reine Wärmeerzeugung in Heizwerken und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Heizkraftwerken betrachtet.

Auch die direkte Verwendung von grünem Wasserstoff in Fernwärmenetzen wird diskutiert. Insbesondere Zwecks Verwendung in sogenannten H<sub>2</sub>-Ready Gasturbinenanlagen, welche auch für einen zukünftigen Betrieb mit Wasserstoff geeignet sind [27].

Anlagen für die Verwendung von reinem Wasserstoff befinden sich aktuell aber noch in der Entwicklung und auch eine Versorgungsinfrastruktur für Wasserstoff ist bisher noch nicht umgesetzt.[28]

Somit gibt es keine ausreichende Datengrundlage um mit Wasserstoff betriebene Anlagen in dieser Arbeit zu verwenden.

Solarthermische Großanlagen bieten die Möglichkeit unabhängig von anderen Sektoren direkt erneuerbare Energien in der Wärmeversorgung zu verwenden. Dabei ist wie bei allen solaren Energieerzeugungen allerdings der Flächenbedarf zu betrachten. Insbesondere in Großstädten ist die Verfügbarkeit geeigneter Flächen begrenzt [29]. In der folgenden Modellierung wird deshalb eine begrenztes Ausbaupotenzial an Solarthermie vorgesehen.

Die Integration von Wärmespeichern ermöglicht einen flexibleren Betrieb der Wärmeerzeuger, wie z.B. P2H- und KWK-Anlagen. In Fernwärmenetzen ist der Einsatz von sensibler Speicherung in Wasserbehältern üblich [5]. Diese eignen sich vor allem für die Kurzzeitspeicherung.

Besonders für die Nutzung von Solarthermie sind saisonale Speicherkonzepte, wie Aquiferspeicher, bedeutend. Diese ermöglichen die im Sommer generierte solare Wärme im Winter zu nutzen. In Deutschland sind bisher jedoch kaum Aquiferspeicher umgesetzt. [30]

Da deren Nutzungspotenzial zusätzlich vom Standort abhängig ist, werden in diesem Modell nur Behälterspeicher betrachtet.

### 3.3 Modellentwicklung

Im Folgenden wird ein Expansion Problem entworfen, bei dem die Systemkomponenten mit grundlegenden Parametern angelegt werden. Dabei werden die einzelnen Technologien jeweils in einem Knoten zusammengefasst, welcher alle zugehörigen Anlagen repräsentiert. Ebenso werden im Wärmebedarf alle Verbraucher zusammengefasst.

Die zum Start installierte Leistung wird dabei jeweils zu null gesetzt. Durch die Simulation soll eine wirtschaftlich optimale Lösung für die Deckung des vorgegebenen Wärmelastverlaufs gefunden werden.

Die Optimierung erfolgt über den Zeitraum eines Jahres in stündlicher Auflösung. So können die Temperaturabhängigkeiten im Jahresverlauf abgebildet werden.

Für die Eingangswerte ins Energiemodell werden die in Abbildung 3.1 aufgeführten grundlegenden Einheiten verwendet.

**Tabelle 3.1:** Im Energiemodell verwendete Einheiten

Größe	Einheit
Leistung	MW
Energiemenge	MWh
Preis/Kosten	€

Die Systemgrenzen werden dabei so gewählt, dass das Wärmenetz, der Wärmeverbrauch und die einspeisenden Anlagen betrachtet werden. In Abbildung 3.2 ist eine Übersichts-

darstellung des Energiesystems abgebildet.

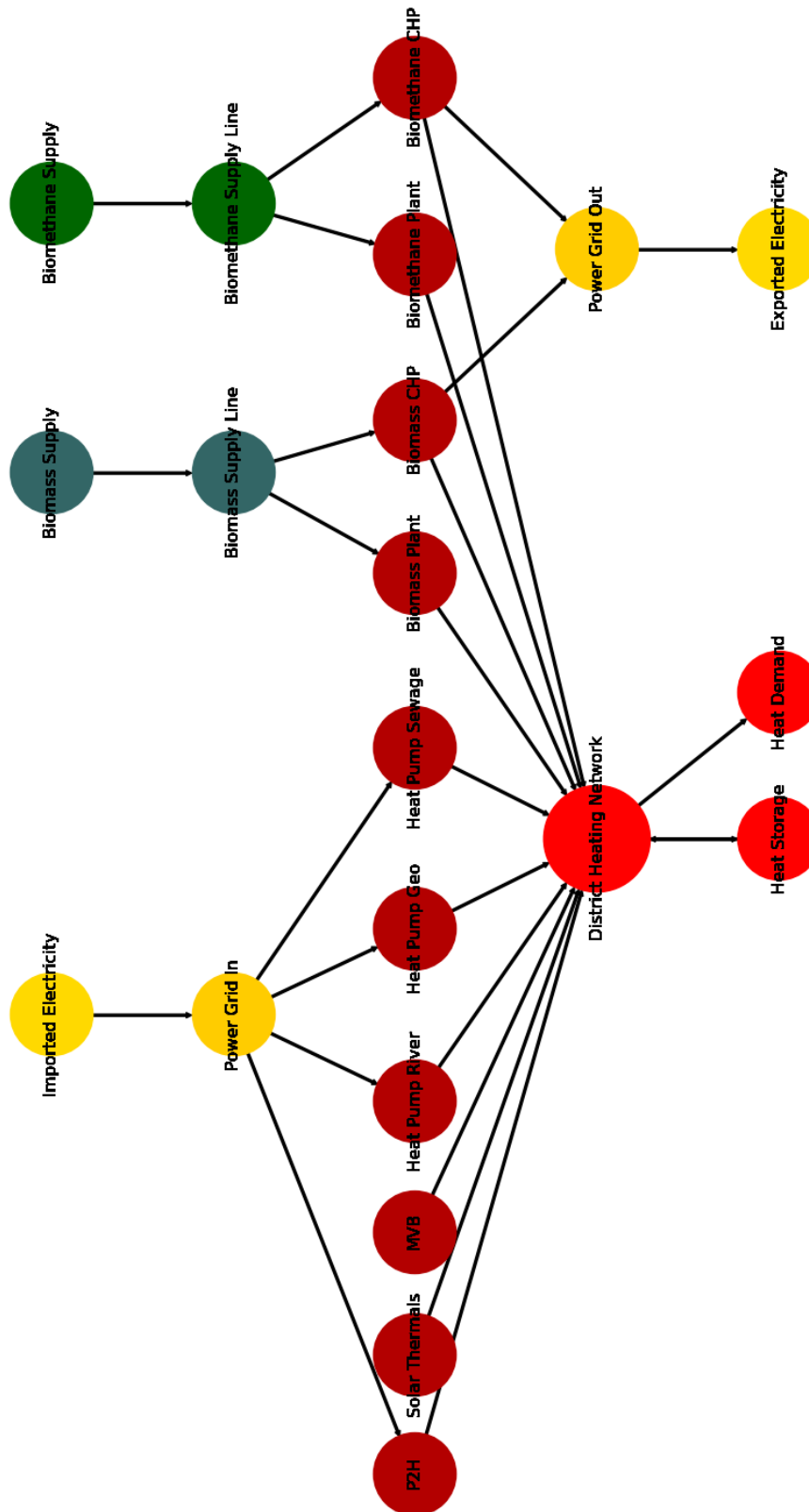


Abbildung 3.2: Darstellung des modellierten Energiesystems als Graph

## 3.4 Modellierung der Systemkomponenten

### 3.4.1 Berechnung der Investitionskosten

Da die Optimierung nur über den Zeitraum eines Jahres erfolgt, müssen die leistungsspezifischen Investitionskosten der Anlagen in jährliche Zahlungen umgerechnet werden. Dazu wird die Annuität  $A$  mit der Gleichung 3.1 (nach [31]) berechnet.

$$A = I \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (3.1)$$

Im Folgenden werden dabei für die Tilgungsdauer  $n$  20 Jahre angenommen und ein Zinssatz  $i$  von 3 % verwendet. Die Investitionskosten  $I$  werden in den Kapiteln zur Modellierung der jeweiligen Komponenten ausgewählt. In Tabelle 3.2 sind die so berechneten jährlichen Investitionskosten aufgeführt.

**Tabelle 3.2:** Übersicht über die Investitionskosten

Komponente	Investitionskosten	jährliche Kosten
Wärmepumpen	325.000 $\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	21.845 $\frac{\text{€}}{\text{MW a}}$
Elektroheizung	90.000 $\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	6049 $\frac{\text{€}}{\text{MW a}}$
Biomasse-HW	750.000 $\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	50.412 $\frac{\text{€}}{\text{MW a}}$
Biomasse-HKW	5.000.000 $\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	336.078 $\frac{\text{€}}{\text{MW a}}$
Biomethan-HW	100.000 $\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	6722 $\frac{\text{€}}{\text{MW a}}$
Biomethan-HKW	585.000 $\frac{\text{€}}{\text{MW}}$	39.321 $\frac{\text{€}}{\text{MW a}}$
Wärmespeicher	35.000 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	2353 $\frac{\text{€}}{\text{MWh a}}$

### 3.4.2 Wärmebedarf

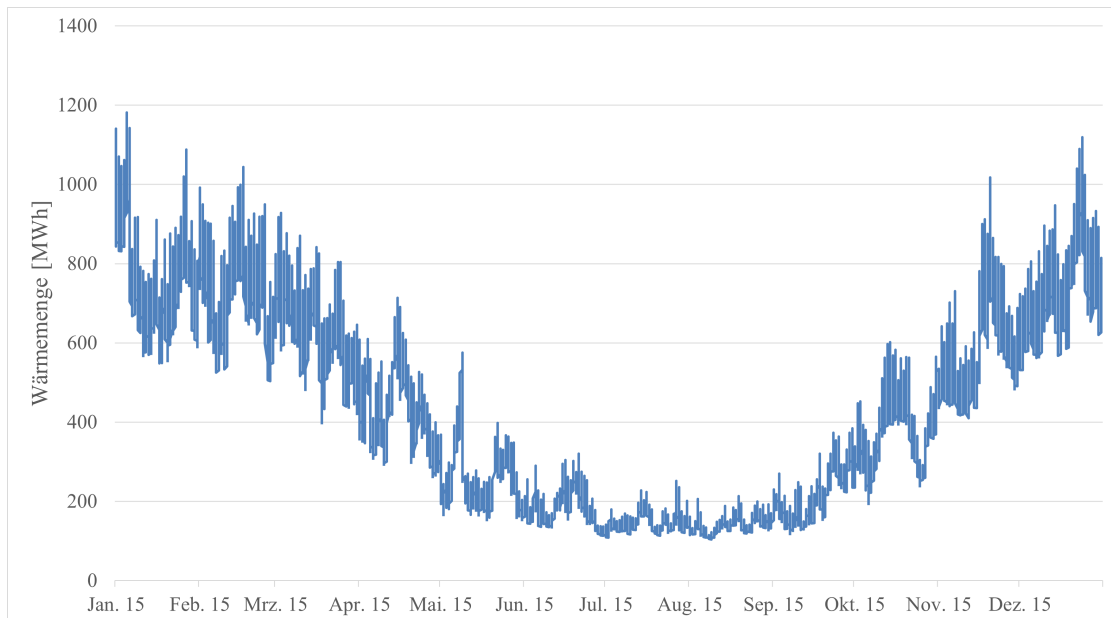
Der Wärmebedarf wird in dem Energiesystem als *sink*-Komponente angelegt und als *Heat Demand* bezeichnet. In dieser wird der Wärmelastverlauf über das gesamte Jahr als Zielgröße des Systems festgelegt.

Für den Wärmelastverlauf des Energiesystems dient ein modellierter Lastgang als Grundlage, welcher auf dem Temperaturverlauf des Testreferenzjahres 2015 für Hamburg basiert [32]. Der Lastgang ist stündlich aufgelöst und besteht somit aus 8760 Datenpunkten mit der jeweils zugehörigen Temperatur des Testreferenzjahres. Da der Lastgang in Form eines Lastfaktors gegeben ist, wird er mit einer Nennleistung skaliert, damit sich eine realistische Größenordnung ergibt.

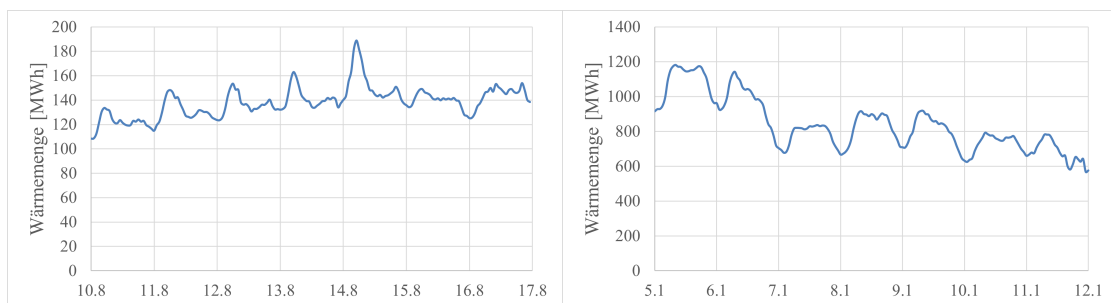
In Fernwärmenetzen treten zwischen Einspeisung und Verbrauch Verluste auf. Diese betragen im Jahr 2020 in deutschen Warmwassernetzen ca. 12 % [33]. Die in Fernwärmenetzen auftretenden Verluste können in *bus*-Komponenten nicht angegeben werden. Da die Struktur des Wärmenetzes nicht modelliert wird, können die Verluste durch die Verwendung der eingespeisten Wärmemenge, anstatt der abgegebenen Wärmemenge, als Referenz für die Nennleistung vereinfacht mit einbezogen werden. In diesem Fall wird die Nennleistung so gewählt, dass die gesamte Wärmemenge über das modellierte Jahr nah an der eingespeisten Wärmemenge in das Hamburger Warmwassernetz im Jahr 2020

liegt. Diese betrug 14.093 TJ und damit etwa 3.915.000 MWh [33]. Durch die Wahl einer Nennleistung von 1581 MW beträgt die gesamte Wärmemenge über das modellierte Jahr etwa 3.915.700 MWh und liegt somit nah an dem gewählten Referenzwert.

Der resultierende Lastverlauf ist in Abbildung 3.3 über das gesamte Jahr dargestellt und in Abbildung 3.4 über je eine ausgewählte Woche im Sommer und im Winter.



**Abbildung 3.3:** Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge



(a) Sommerwoche

(b) Winterwoche

**Abbildung 3.4:** Wöchentlicher Verlauf der eingespeisten Wärmemenge

Anhand von Abbildung 3.3 ist dabei gut der typische Jahresverlauf des Wärmebedarfs zu erkennen. Im dem Verlauf der Sommerwoche ist eine deutliche morgendliche Lastspitze zu erkennen, während die Last über den Tag im Winter gleichmäßiger verläuft. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass der Verlauf bei hohen Temperaturen stärker durch Warmwasserbedarf geprägt ist, welcher ungleichmäßiger verläuft als der Heizwärmebedarf.

### 3.4.3 Power to Heat

#### Stromquelle

Die im System als *Imported Electricity* bezeichnete *source*-Komponente wird für dieses System als beliebig groß angenommen. Da keine Simulation des Stromnetzes vorgenommen wird, wird in dieser Komponente nur ein fester Strompreis vorgegeben. Als Einkaufsstrompreis wird der Mittelwert des deutschen Day-Ahead Großhandelsstrompreises aus dem Jahr 2022 verwendet. Dieser betrug etwa  $235,45 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  [34].

Der Strom wird den P2H-Anlagen über die *bus*-Komponente *Power Line In* bereitgestellt.

#### Elektrodenheizkessel

Die direkte Wärmeerzeugung aus Strom über die Erhitzung von Wasser in Elektrodenheizkesseln wird im Modell in der *Transformer*-Komponente *P2H* angelegt. Nach Abbildung 3.5 liegen die Investitionskosten für Elektrodenheizkessel in Fernwärmenetzen im Bereich zwischen  $50$  und  $600 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ . Dabei sinken die Kosten deutlich mit der installierten Leistung der Anlage. Bei einer Anlagengröße von  $20 \text{ MW}$  können demnach etwa  $90 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$  bzw.  $90.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$  angenommen werden. Der Wirkungsgrad elektrischer Heizstäbe beträgt dabei ca.  $99\%$  [20].

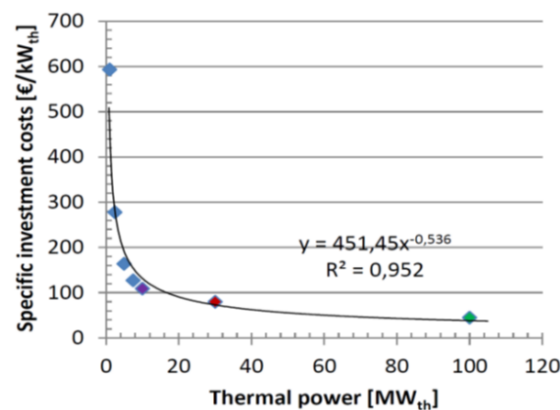


Abbildung 3.5: Investitionskostenfunktion für Elektrodenheizkessel [35]

#### Wärmepumpen

Die Großwärmepumpen werden im Energiesystem als *Transformer*-Komponenten angelegt. Wärmepumpen nutzen elektrische Energie um das Temperaturniveau eines Wärmestroms zu erhöhen. So ermöglichen sie die Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen, wie Umgebungswärme. Das Verhältnis von eingehender elektrischer Energie und der nutzbaren Wärmemenge wird über den *coefficient of performance* (COP) angegeben. Die allgemeine Formulierung des COP ist in Gleichung 3.2 aufgeführt.[36]

$$\text{COP} = \frac{T_{\text{Netz}}}{T_{\text{Netz}} - T_{\text{Quelle}}} \cdot \zeta \quad (3.2)$$

Wie Gleichung 3.2 zeigt ist der COP von Wärmepumpen wesentlich von den Temperaturverhältnissen abhängig. Da diese Abhängigkeit nicht direkt in Tessif umgesetzt werden kann, wurde stattdessen eine zeitabhängige COP-Kurve berechnet. Zur Berechnung des COP gibt es verschiedene Ansätze. In dieser Arbeit wird die empirisch ermittelte Gleichung 3.3 (nach [37]) für Industrierärmepumpen verwendet.

$$\text{COP} = 68,455 \cdot \Delta T \quad (3.3)$$

$$\text{mit } \Delta T = T_{\text{Netz}} - T_{\text{Quelle}} \quad (3.4)$$

Fernwärmenetze werden üblicherweise mit von der Außentemperatur abhängiger gleitender Vorlauftemperatur gefahren [38]. Deshalb wird die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes  $T_{\text{Netz}}$  in Abhängigkeit von der Außentemperatur gewählt. Dazu wurde für die Außentemperaturen des Testreferenzjahres 2015 [32] die zugehörige Vorlauftemperatur aus dem Graphen in den Technische Anschlussbedingungen für das Hamburger Fernwärmenetz abgelesen [39].

Als Wärmequelle kommt Außenluft für die Verwendung in Fernwärmenetzen nicht in Frage, da die erreichbaren Leistungen zu gering sind [40]. Die in diesem Fall betrachteten Wärmequellen für Großwärmepumpen sind Flusswasser, Abwasser und oberflächennahe Geothermie.

Im Energiesystem werden die Flusswasser-Wärmepumpen als *Heat Pump River*, die Abwasser-Wärmepumpen als *Heat Pump Sewage* und die Erdwärmepumpen als *Heat Pump Geo* bezeichnet.

Die Temperatur von Oberflächengewässern, wie Flüssen, sind im Jahresverlauf deutlichen Schwankungen unterworfen. In diesem Fall wird der Temperaturverlauf der Elbe bei Blankenese im Jahr 2015 aus der Hamburger Datenbank für Wassergüte verwendet [41]. Die Temperaturen sind dabei nur als Tageswerte gegeben. Näherungsweise wird deshalb von einer über den Tag konstanten Wassertemperatur ausgegangen. Die Schwankungen im Jahresverlauf können so trotzdem abgebildet werden.

Die Abwassertemperatur unterliegt im Jahresverlauf deutlich geringeren Schwankungen. Wegen mangelnder Datenbasis für Temperaturverläufe wird näherungsweise eine konstante Abwassertemperatur von  $14^\circ\text{C}$  angenommen.[42]

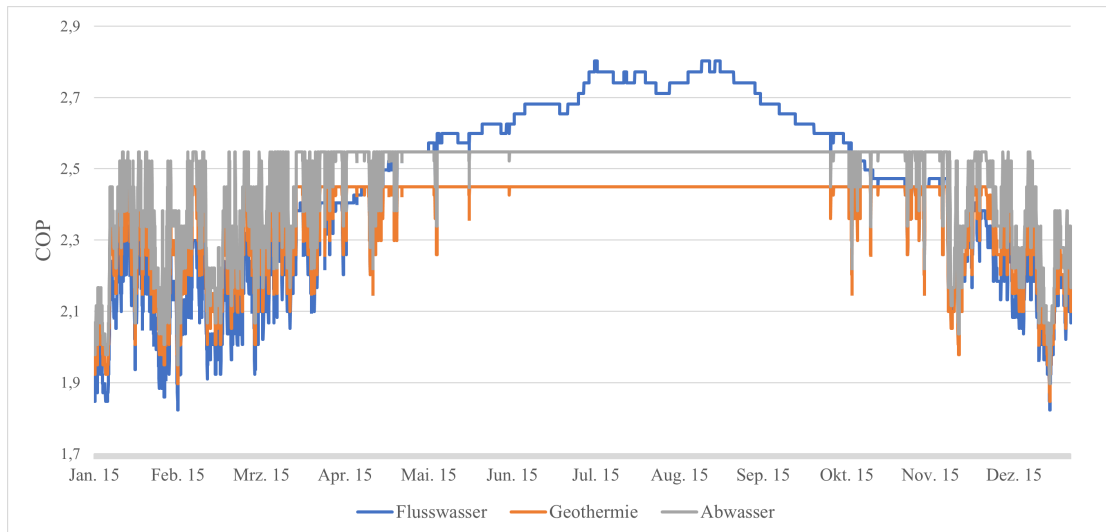
Geothermie kann grob in tiefe und oberflächennahe Geothermie eingeteilt werden. Oberflächennahe Geothermie meint dabei die Nutzung von Erdwärme in einer Tiefe von bis zu einigen 10 Metern, während tiefe geothermische Energienutzung die direkte Nutzung eines tiefliegenden Warmwasserreservoirs ist. Da die Möglichkeit tiefe Geothermie zu nutzen stark vom Standort abhängig ist, wird diese hier nicht weiter betrachtet.[43]

Für die oberflächennahe Geothermie wird eine konstante Bodentemperatur von  $10^\circ\text{C}$  angenommen.[44]

Die daraus resultierenden COP-Jahresverläufe für die Wärmepumpen sind in Abbildung 3.6 dargestellt.

Die Investitionskosten für Großwärmepumpen liegen bei etwa  $250\text{-}400 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$  [45]. Für das Energiesystem wurde jeweils der Mittelwert von  $325.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$  ausgewählt.

In [42] werden für die oberflächennahe Geothermie und die Abwasserwärmepumpen Potenziale für die Wärmemenge angegeben, die jährlich in das Hamburger Fernwärmenetz eingespeist werden könnte. Diese betragen etwa  $1\text{-}2 \text{ TWh}$  für Abwasserwärmepumpen und  $240 \text{ GWh}$  für die Geothermie. Für die Nutzung von Wärme aus Oberflächengewässern wird in dieser Arbeit ein Potenzial in der Größenordnung der Abwasserwärmepumpen angenommen, wobei im Folgenden jeweils mit  $1,5 \text{ TWh}$  der Mittelwert verwendet wird.



**Abbildung 3.6:** Jahresverlauf der verwendeten COP für Wärmepumpen

Die Umrechnung der Wärmemengen in eine maximale installierte Leistung erfolgt unter Annahme einer konstanten Leistung über das gesamte Jahr. Die so ermittelten Werte sind in Tabelle 3.3 aufgeführt.

### 3.4.4 Biologische Brennstoffe

#### Feste Biomasse

In der *source*-Komponente *Biomass Supply* wird der Brennstoffpreis für die feste Biomasse angegeben. Als fester biologischer Brennstoff im Referenzsystem wird Stroh angenommen. Nach [42] liegt das maximal nutzbare Potenzial für die Wärmeerzeugung aus Stroh im Raum Hamburg bei etwa  $4\text{-}5 \frac{\text{TWh}}{\text{a}}$ . Unter Annahme einer konstanten Leistung über das betrachtete Jahr entsprechen 4 TWh einer maximalen installierten Leistung von ca. 456 MW. Für den Brennstoffpreis werden  $19,48 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  angenommen [42].

Über die *bus*-Komponente *Biomass Supply Line* werden die Verbrennungsanlagen mit Biomasse versorgt.

Die Biomasseverbrennungsanlagen werden in dem Energiesystem als *Transformer* angelegt. Nach [46] liegen die leistungsspezifischen Investitionskosten für Biomasseverbrennungsanlagen bei  $545\text{-}1199 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$  für Heizwerke und bei  $4360\text{-}6980 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$  für Heizkraftwerke. Für die Umrechnung in  $\frac{\text{€}}{\text{MW}}$  wird der mittlere Wechselkurs des Veröffentlichungsjahres 2017 verwendet. Dieser betrug  $0,8865 \frac{\text{€}}{\text{€}}$  [47]. Daraus ergeben sich etwa  $484.000\text{-}1.062.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$  bzw.  $3.866.000\text{-}6.187.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$ . Als Eingangswerte werden dabei jeweils mit  $750.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$  für die Heizwerke und  $5.000.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$  für Heizkraftwerke mittlere Investitionskosten ausgewählt.

Die Wirkungsgrade von Biomasse-Heizwerken liegen im Bereich 80-85 %, während für Biomasse-Heizkraftwerke ein elektrischer Wirkungsgrad von 15-35 % mit einem Nutzungsgrad von bis zu 90 % angenommen werden kann [48]. Ausgewählt werden dabei jeweils hoch effiziente Anlagen und ein elektrischer Wirkungsgrad für Kraftwerke von 25 %. Damit ergibt sich ein thermischer Wirkungsgrad von 85 % für Biomasse-Heizwerke

und 65 % für Biomasse-Heizkraftwerke. Im Energiesystem werden die Heizwerke als *Biomass Plant* und die Heizkraftwerke als *Biomass CHP* bezeichnet.

Für den Verkaufsstrompreis der Heizkraftwerke wird der aktuelle Wert des sogenannten „üblichen Preises“ nach §4 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes verwendet. Dieser beträgt etwa  $19,28 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  und damit umgerechnet  $192,8 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ . [49]

## Biomethan

In der *source*-Komponente *Biomethane Supply* wird der Brennstoffpreis für Biomethan angegeben. Der mittlere Einkaufspreis für die langfristige Beschaffung von Biomethan betrug im Jahr 2021 abhängig vom Haupteinsatzstoff  $6,2-7,6 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  [50]. Dies entspricht  $62-76 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ . Als Eingangswert wurde ein mittlerer Preis von  $68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  ausgewählt. Die Zufuhr des Biomethan an die Verbrennungsanlagen erfolgt über die *bus*-Komponente *Biomethane Supply Line*.

Die Biomethan-Heizwerke *Biomethane Plant* und die Biomethan-Heizkraftwerke *Biomethane CHP* werden als *Transformer* modelliert. Für die Eingangswerte werden im Folgenden Erdgas-Anlagen als Referenz verwendet. Nach [51] können als Investitionskosten  $100 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$  für Heizwerke und  $585 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$  für Heizkraftwerke angenommen werden. Im Energiesystem werden deshalb  $100.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$  bzw.  $585.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$  verwendet.

Als Wirkungsgrade für die Heizkraftwerke werden  $\eta_{\text{thermisch}} = 47\%$  und  $\eta_{\text{elektrisch}} = 33\%$  angenommen und für die Heizwerke  $92\%$  [51].

Als Verkaufsstrompreis der Heizkraftwerke wird der gleiche Wert verwendet wie für die Biomasse-Heizkraftwerke.

### 3.4.5 Solarthermie

Die solarthermischen Großanlagen werden als *Source*-Komponente *Solar Thermals* modelliert. Da die Verfügbarkeit von solarer Wärme von der Einstrahlung abhängig ist, wird ein zeitlicher Einspeiseverlauf vorgegeben. Um diesen zu ermitteln wird das Programm Atlite verwendet, welches Wetterdaten in für Energiesysteme relevante Daten überführt [52]. Als eingehende Wetterdaten wird ein Ausschnitt aus dem ERA5 Datensatz für das Jahr 2015 verwendet [53]. Mit Atlite wurde daraus die Zeitreihe der Wärmeleistung einer Anlage im Raum Hamburg ermittelt. Da im Energiesystem zu Beginn der Optimierung keine Leistung installiert ist, wurde die Zeitreihe für die Verwendung im Modell normiert. Die so ermittelte normierte Zeitreihe der Wärmeeinspeisung aus Solarthermie ist in Abbildung 3.7 dargestellt.

Die Wärmegestehungskosten von Solarthermie-Großanlagen können im Bereich  $30-50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  liegen [54]. Als Eingangswert für den Wärmepreis wird mit  $40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  der Mittelwert verwendet.

In [42] ist als Potenzial für die jährliche Einspeisung von Solarwärme ins Hamburger Fernwärmenetz  $5-6 \text{ TWh}$  angegeben. Durch Skalierung des Jahresverlaufs mit einer installierten Leistung von  $7464 \text{ MW}$  liegt die eingespeiste Wärmemenge in das Energiesystem bei etwa  $5 \text{ TWh}$  und damit am unteren Ende des angegebenen Potenzialbereichs. Dieser Wert wird deshalb als maximal installierbare Leistung verwendet.

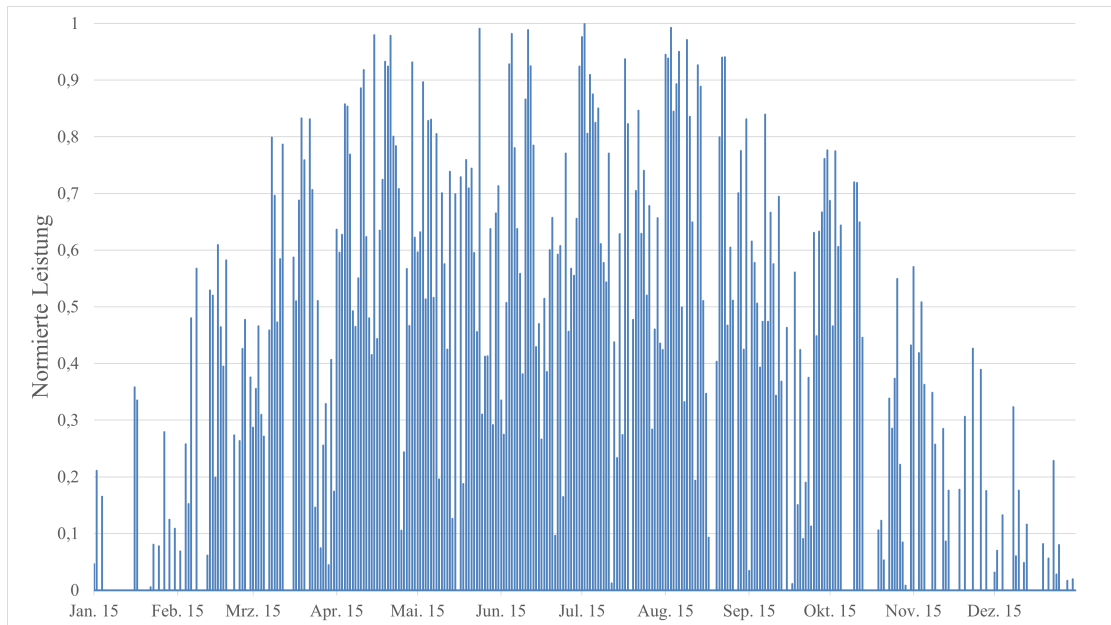


Abbildung 3.7: Jahresverlauf der Wärme aus Solarthermie

### 3.4.6 Wärmespeicher

Als Wärmespeicher wird die *Storage*-Komponente *Heat Storage* implementiert. Nach [55] liegen für Behälterspeicher die Anlagenkosten im Bereich von  $20\text{-}50 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ . Als mittlerer Wert wird deshalb im Energiesystem  $35.000 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  verwendet.

Die Standverluste betragen für diese Speicherart etwa  $2\text{-}4 \frac{\%}{\text{d}}$  [55]. Bei einer Auswahl von  $3 \frac{\%}{\text{d}}$  entspricht dies einem stündlichen Verlust von  $0,125 \frac{\%}{\text{h}}$ . Der Be- und Entladungsvorgang wird hingegen idealisiert als verlustfrei angenommen.

### 3.4.7 Müllverbrennung

Die Müllverbrennung wird als Abwärmequelle betrachtet und deshalb als *source*-Komponente mit der Bezeichnung *MVB* modelliert. Als Wärmepreis werden  $15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  angenommen [42].

Im Jahr 2020 stammten  $19\%$  der gesamten ins Hamburger Fernwärmenetz eingespeisten Wärmemenge aus Müllverbrennung. Bei einer gesamten Wärmemenge von  $3.639.000 \text{ MWh}$  betrug dieser Anteil damit etwa  $619.000 \text{ MWh}$ . [56]

Unter Annahme einer konstante Leistung über das gesamte Jahr entspricht das einer durchschnittlichen Leistung von etwa  $79 \text{ MW}$ . Dieser Wert wird als maximal installierbare Leistung im Energiesystem verwendet.

## 3.4.8 Übersicht über die Eingangswerte

Tabelle 3.3: Eingangswerte in das Energiemodell

Komponente	Beschreibung	Wert aus der Quelle	verwendeter Wert	Quelle
Wärmeverbrauch	Wärmelastverlauf		Abb. 3.3	[32]
Stromquelle	Strompreis	$235,45 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	$235,45 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	[34]
Abwasser- Wärmepumpe	COP-Verlauf		Abb. 3.6	
	Potenzial	1-2 TWh	171 MW	[42]
	Anlagenkosten	250-400 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$21.845 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[45]
Flusswasser- Wärmepumpe	COP-Verlauf		Abb. 3.6	
	Potenzial		171 MW	
	Anlagenkosten	250-400 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$21.845 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[45]
Erd- Wärmepumpe	COP-Verlauf		Abb. 3.6	
	Potenzial	240 $\frac{\text{GWh}}{\text{a}}$	27 MW	[42]
	Anlagenkosten	250-400 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$21.845 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[45]
Elektrodenheizkessel	Wirkungsgrad	99 %	99 %	[20]
	Anlagenkosten	50-600 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$6049 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[35]
Solarthermie	Wärmepreis	$30-50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	$40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	[54]
	Potenzial	5-6 $\frac{\text{TWh}}{\text{a}}$	7464 MW	[42]
Müllverbrennung	Wärmepreis	$15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	$15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	[42]
	Potenzial		79 MW	
Biomassequelle	Biomassepreis	$19,48 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	$19,48 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	[42]
	Potenzial	4-5 $\frac{\text{TWh}}{\text{a}}$	456 MW	[42]
Biomasse-HW	Anlagenkosten	545-1199 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$50.412 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[46]
	Wirkungsgrad	80-85 %	85 %	[48]
Biomasse-HKW	Anlagenkosten	4360-6980 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$336.078 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[46]
	elektrischer Wirkungsgrad	15-35 %	25 %	[48]
	thermischer Wirkungsgrad	90 % Nutzungsgrad	65 %	[48]
	Strompreis (Verkauf)	$192,84 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	$192,84 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	[49]
Biomethanquelle	Biomethanpreis	$6,2-7,6 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	[50]
Biomethan-HW	Anlagenkosten	100 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$6722 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[51]
	Wirkungsgrad	92 %	92 %	[51]
Biomethan-HKW	Anlagenkosten	$585 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{\text{thermisch}}}$	$39.321 \frac{\text{€}}{\text{MW}_{\text{thermisch}}^{\text{a}}}$	[51]
	elektrischer Wirkungsgrad	33 %	33 %	[51]
	thermischer Wirkungsgrad	47 %	47 %	[51]
	Strompreis (Verkauf)	$19,284 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	$192,84 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	[49]
Wärmespeicher	Standverluste	2-4 $\frac{\text{‰}}{\text{d}}$	$0,125 \frac{\text{‰}}{\text{h}}$	[55]
	Anlagenkosten	20-50 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$2353 \frac{\text{€}}{\text{MW a}}$	[55]

### 3.5 Sensitivitätsanalyse

Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor für die Prognosegüte der Modelloptimierung sind die Preise für die in das Modell eingehenden Energieströme. So gibt es z.B. keine gesicherten Prognosen für die längerfristige Entwicklung des Strompreises für die Nutzung in P2H-Anlagen, da dieser von vielen Faktoren abhängt. Eine eigene Analyse wird in dieser Arbeit nicht vorgenommen. Stattdessen wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss eines veränderten Strompreises auf die Optimierung des Systems betrachtet. Dazu wird das in Kapitel 3.3 erstellte Energiesystem verwendet, wobei für die Ein- und Verkaufstrompreise die in Tabelle 3.4 aufgeführten Werte verwendet werden. Die Benennung der Szenarien entspricht dabei der relativen Veränderung der Strompreise gegenüber dem Basisszenario. Die übrigen Werte werden dabei als unverändert angenommen.

**Tabelle 3.4:** Szenarien für die Sensitivitätsanalyse

Szenario	Strompreis (Einkauf)	Strompreis (Verkauf)
-50 %	118 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	96,4 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
-10 %	212 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	174 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
Basis	235,45 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	192,84
+10 %	259 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	212 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
+50 %	353 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	289 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$

### 3.6 Szenario: Begrenztes Biomethan-Potenzial

In 3.4.4 ist keine Begrenzung für die Nutzung von Biomethan vorgesehen. In einem weiteren Szenario soll deshalb der Einfluss auf das Energiesystem betrachtet werden, wenn nur regionale Biogaspotenziale für die Biomethanproduktion genutzt werden.

Nach [42] liegt das Potenzial für Biogas aus Gülle im Hamburger Umfeld bei etwa  $2\text{--}3 \frac{\text{TWh}}{\text{a}}$ . Bei der Aufbereitung zu Biomethan durch Druckwasserwäsche können Verluste von etwa 2 % angenommen werden [57]. Als maximales Potenzial für Biomethan ergibt sich daraus  $2,94 \frac{\text{TWh}}{\text{a}}$ . Unter Annahme einer konstanten Leistung über das betrachtete Jahr entspricht das einer maximalen installierten Leistung von etwa 335 MW.

In diesem Szenario werden die Werte des Basisszenarios aus Tabelle 3.3 verwendet und zusätzlich die hergeleitete Grenze für die Biomethanquelle implementiert.

### 3.7 Durchführung der Optimierung

Für die zuvor eingeführten Szenarien des Expansion Problems wurde in Tessif eine Optimierung nach dem Prinzip in Abbildung 2.2 durchgeführt.

Dabei wurde das in Tessif erstellte Modell zunächst jeweils in ein Oemof-, PyPSA-, und Calliope-Modell überführt.

Für die Übersetzung in ein PyPSA-Modell wurden dabei Transformationsoptionen angegeben, damit das Tessif-Modell wie beabsichtigt interpretiert wird. Für die Biomasse-, Biomethan- und P2H-Anlagen, sowie die Komponenten *Biomass Supply Line* und *Biomethane Supply Line* wurde vorgegeben, dass diese als PyPSA-*Links* interpretiert werden

sollen. Zusätzlich wurde die Komponente *Exported Electricity* in eine *excess sink* transformiert.

Daraufhin wurde für die jeweiligen Modelle eine Optimierung durchgeführt.

Abschließend wurden die Optimierungsergebnisse durch Tessif aufbereitet und vereinheitlicht ausgegeben. Die relevanten Ergebnisse werden in Kapitel 4 aufgeführt.

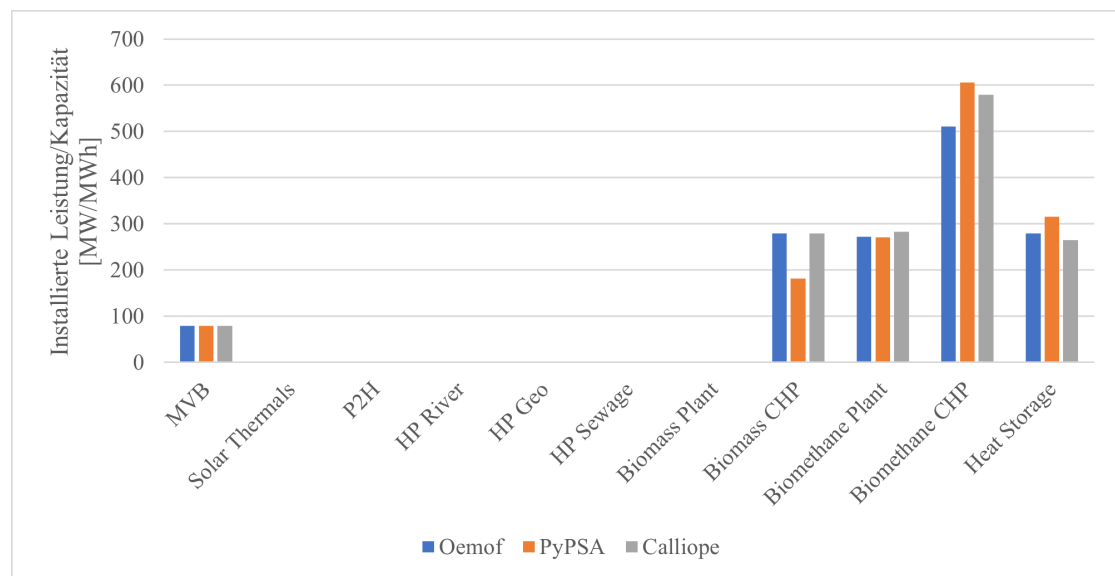
## 4 Auswertung

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Optimierung für die jeweiligen in Kapitel 3 hergeleiteten Szenarien präsentiert und interpretiert. Wesentliche zu betrachtende Ergebnisse sind dabei die installierten Leistungen, der Jahresverlauf der Wärmeeinspeisung und die Wärmegestehungskosten des jeweiligen Szenarios. Zusätzlich wird auch auf eventuelle Unterschiede zwischen den Optimierungsergebnissen der verwendeten Softwares eingegangen.

Als installierte Leistung wird dabei im Folgenden die maximale Wärmeleistung der Anlagen bezeichnet. In den Abbildungen werden für die Komponenten die Bezeichnungen aus Abbildung 3.2 verwendet.

Sofern die Ergebnisse sich nicht signifikant unterscheiden werden die Einspeisungsverläufe im Folgenden jeweils nur für eine Software beispielhaft abgebildet.

### 4.1 Basisszenario



**Abbildung 4.1:** Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des Basisszenarios

In Abbildung 4.1 sind die installierten Leistungen der Wärmeerzeugungsanlagen und die Kapazität des Wärmespeichers für die drei Optimierungen aufgeführt. Diese werden von Tessif direkt ausgegeben. Dabei zeigt sich, dass der Wärmebedarf im Basisszenario ausschließlich aus Müllverbrennung, Biomethan-Anlagen und Biomasse-Heizkraftwerken gedeckt wird.

Die Biomethan-Heizwerke werden dabei trotz der deutlich höheren Brennstoffkosten gegenüber den teureren Biomasse-Heizwerken bevorzugt. Dies zeigt, dass die Heizwerke

nur für die Spitzenlastdeckung verwendet werden. Bei dieser Betriebsweise haben niedrige Investitionskosten wegen der geringen Betriebsdauer eine höhere Relevanz als niedrige Betriebskosten.

**Tabelle 4.1:** Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des Basisszenarios

	Oemof	PyPSA	Calliope
Investitionskosten (CapEx) [€]	116.325.612	87.358.238	119.072.484
Betriebskosten (OpEx) [€]	-80.352.333	-47.629.623	-80.333.145
Kosten (gesamt) [€]	35.973.278	39.728.616	38.739.344
Wärmegestehungskosten [ $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ ]	9,19	10,15	9,89

In Tabelle 4.1 sind die globalen Kosten für das Energiesystem aufgeführt. Die Investitionskosten, Betriebskosten und Gesamtkosten sind direkte Ausgabewerte von Tessif. Die Wärmegestehungskosten wurden hingegen nach Gleichung 4.1 berechnet.

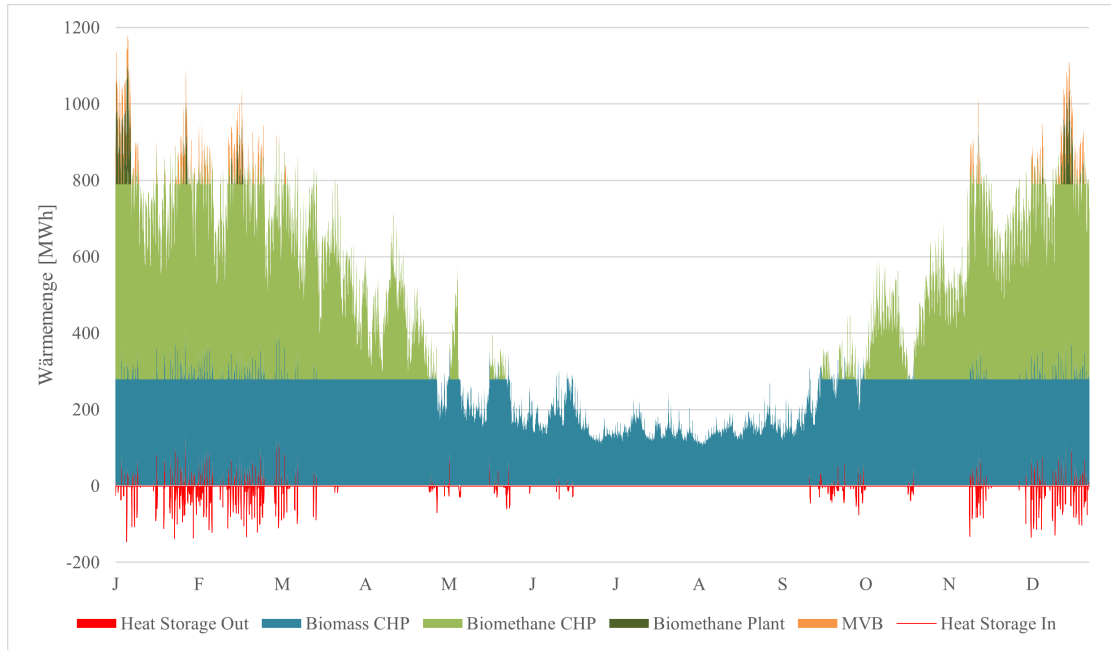
$$\text{Wärmegestehungskosten} = \frac{\text{Gesamtkosten}}{\text{gesamte eingespeiste Wärmemenge}} \quad (4.1)$$

Die gesamte über das Jahr eingespeiste Wärmemenge beträgt dabei 3.915.700 MWh (siehe Kapitel 3.4.2).

Die Betriebskosten sind negativ, da diese neben den Kosten für eingehende Energieströme auch die Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms aus den Heizkraftwerken umfassen. Die Investitionskosten sind bei der Optimierung durch PyPSA deutlich kleiner, während die Betriebskosten deutlich größer sind. Dies liegt daran dass die Biomethan-Heizkraftwerke stärker ausgebaut werden (siehe Abbildung 4.1). Diese haben deutlich niedrigere Investitionskosten als die Biomasse-Heizkraftwerke, wobei der Preis für Biomethan deutlich größer ist, als der Preis für Biomasse.

Die Wärmegestehungskosten liegen so trotz der Unterschiede in der gleichen Größenordnung.

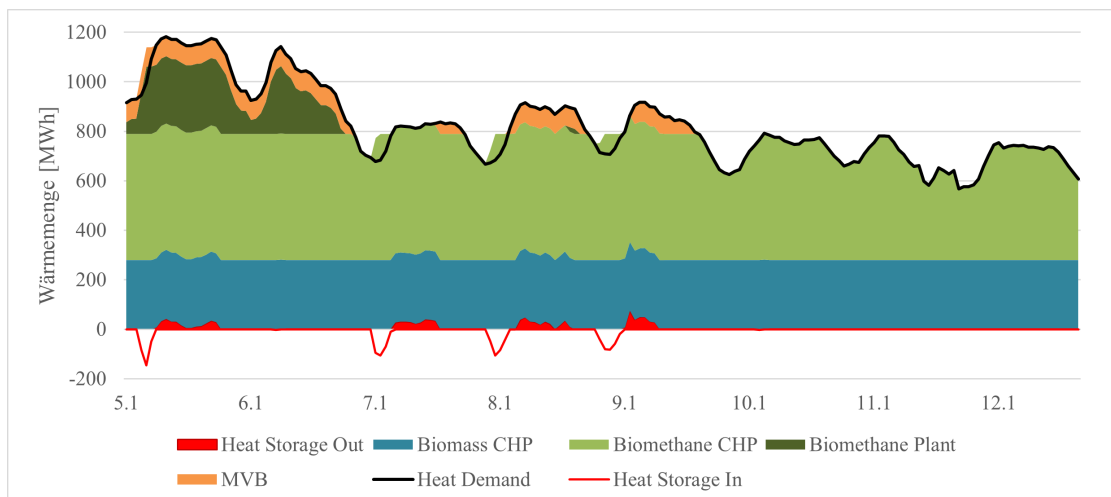
In Abbildung 4.2 ist der Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge dargestellt. Dieser zeigt deutlich, dass der weit überwiegende Teil der Wärme aus Heizkraftwerken eingespeist wird. Ganzjährig sind dabei nur die Biomasse-Heizkraftwerke im Einsatz, welche wegen der niedrigen Biomasse-Preise und der hohen Verkaufsstrompreise die wirtschaftlich optimale Lösung darstellen. Die anderen Technologien kommen nur im Winter zum Einsatz.



**Abbildung 4.2:** Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Basisszenarios (Optimierung mit Oemof)

Für einen detaillierteren Blick auf die Betriebsweise der Anlagen wird in Abbildung 4.3 der Einspeiseverlauf über eine Woche im Winter dargestellt. Zusätzlich ist darin auch die Wärmebedarfslinie abgebildet. Aus dieser Abbildung wird deutlich, dass die Heizkraftwerke die Grundlast decken, während die Müllverbrennung und die Biomethan-Heizwerke nur bei hohen Lasten zum Einsatz kommen.

Nachts wird teils über den Wärmebedarf hinausgehend eingespeist. Diese Wärme wird in den Wärmespeicher eingespeichert und am folgenden Tag verwendet, um den Bedarf an teurerer Einspeisung aus Spitzenlast-Anlagen zu verringern.

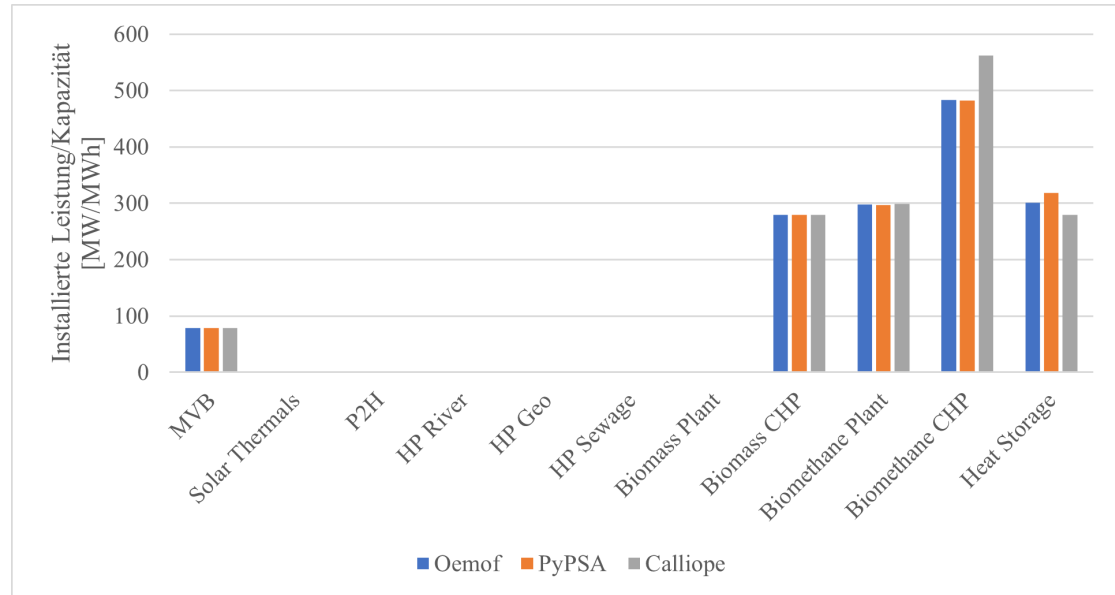


**Abbildung 4.3:** Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Basisszenarios (Optimierung mit Oemof)

## 4.2 Sensitivitätsanalyse

### 4.2.1 -10 % Szenario

Abbildung 4.4 zeigt, dass sich die installierten Leistungen in diesem Szenario kaum vom Basisszenario unterscheiden. Die größte Veränderung ist, dass sich die Ergebnisse von PyPSA etwas den anderen angeglichen haben.



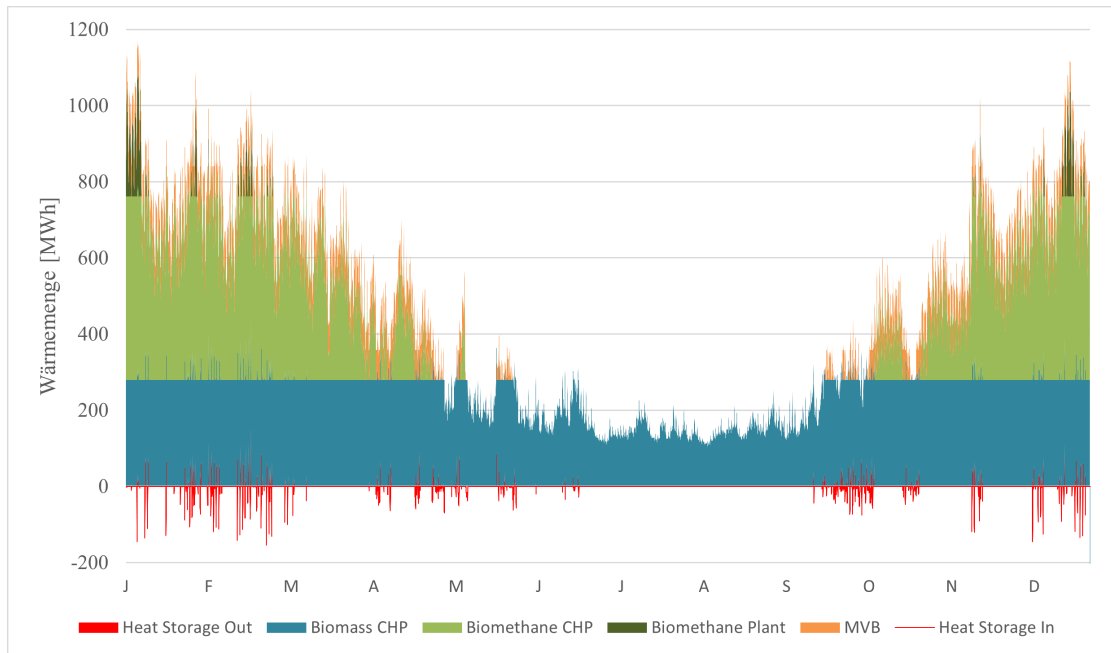
**Abbildung 4.4:** Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des -10%-Szenarios

Die Kostenübersicht in Tabelle 4.2 zeigt in etwa die gleichen Investitionskosten bei deutlich höheren Betriebskosten gegenüber dem Basisszenario. Die Veränderung des Verkaufsstrompreises um 10 % führt damit zu beinahe doppelt so hohen Wärmegestehungskosten.

**Tabelle 4.2:** Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des -10 %-Szenarios

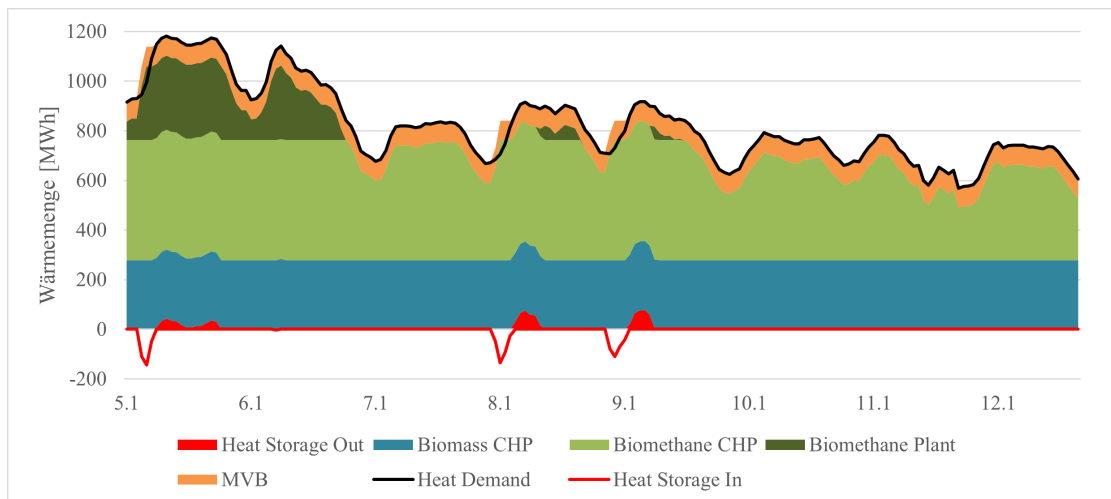
	Oemof	PyPSA	Calliope
Investitionskosten (CapEx) [€]	115.468.432	115.480.869	118.534.929
Betriebskosten (OpEx) [€]	-42.161.306	-42.189.271	-39.010.965
Kosten (gesamt) [€]	73.307.126	73.291.598	79.523.969
Wärmegestehungskosten [ $\frac{€}{MWh}$ ]	18,72	18,72	20,31

Der Jahresverlauf der Einspeisung in Abbildung 4.5 bestätigt die Ähnlichkeit zur Betriebsweise des Basisszenarios.



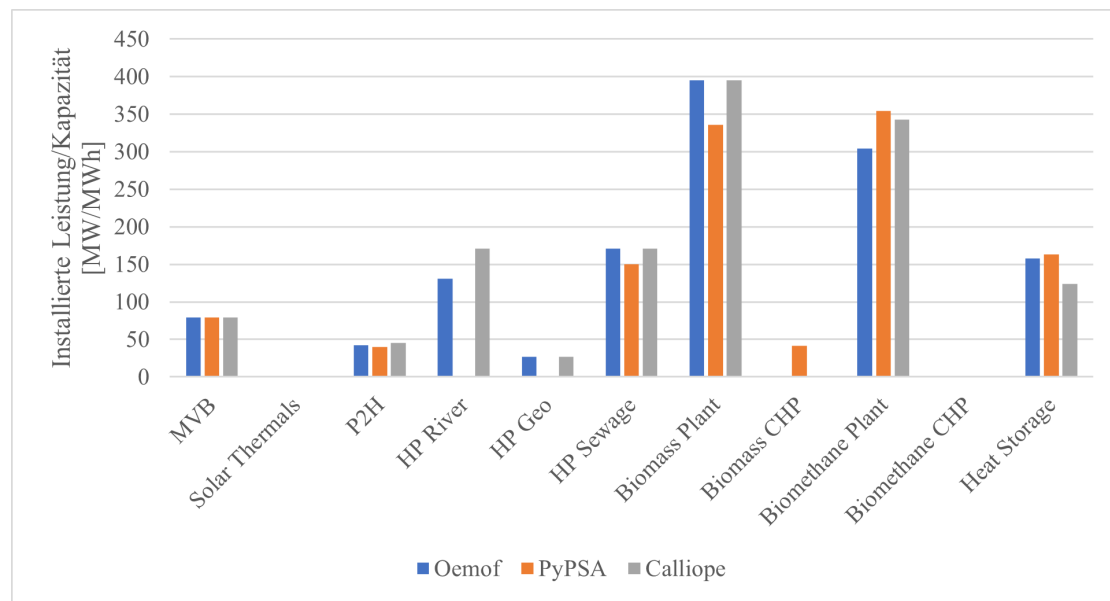
**Abbildung 4.5:** Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -10%-Szenarios (Optimierung mit Oemof)

Der Wochenverlauf (Abbildung 4.6) zeigt hingegen, dass es doch leichte Veränderungen gegenüber dem Basisszenario gibt. Dieser zeigt, dass in der betrachteten Woche auch die Müllverbrennung durchgehend betrieben wird. Etwas verringert ist dadurch der Einsatz des Wärmespeichers.



**Abbildung 4.6:** Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -10%-Szenarios (Optimierung mit Oemof)

## 4.2.2 -50 % Szenario



**Abbildung 4.7:** Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des -50 % Szenarios

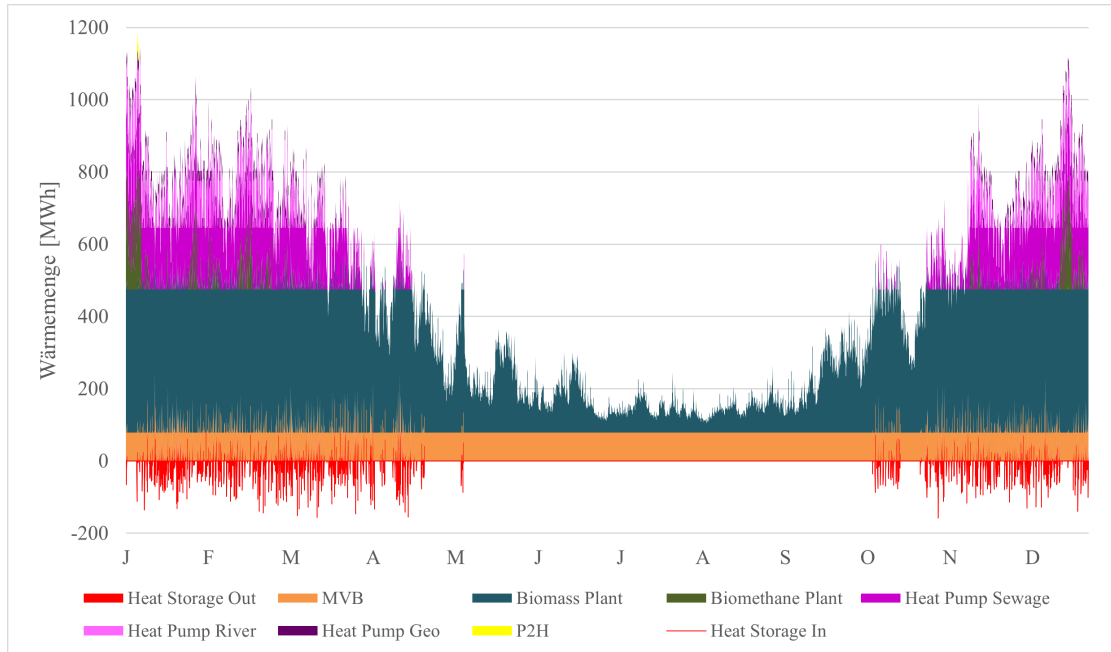
Die Übersicht über die installierten Leistungen der optimierten Systeme in Abbildung 4.7 zeigt deutliche Veränderungen gegenüber dem Basisszenario. Durch die niedrigeren Strompreise werden in diesem Szenario P2H-Anlagen und insbesondere die Wärmepumpen deutlich stärker ausgebaut. Auch verschiebt sich aufgrund des niedrigeren Verkaufsstrompreises die Wärmeerzeugung aus Biomasse und Biomethan deutlich zur reinen Wärmeerzeugung. Kraft-Wärme-Kopplung wird hingegen fast gar nicht umgesetzt. Auch in diesem Szenario wird Solarthermie in keiner der Optimierungen ausgebaut. Auffällig ist, dass in diesem Szenario deutliche Unterschiede zwischen den Optimierungen auftreten. Im PyPSA-Modell werden keine Flusswasser- und Erdwärmepumpen ausgebaut. Die anderen Technologien werden dabei in ähnlichem Umfang eingesetzt. Aus dieser Abbildung wird deshalb nicht deutlich, wodurch in der PyPSA-Optimierung die verringerte Einspeisung aus Wärmepumpen ausgeglichen wird.

**Tabelle 4.3:** Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des -50 %-Szenarios

	Oemof	PyPSA	Calliope
Investitionskosten (CapEx) [€]	29.780.131	37.278.798	30.855.260
Betriebskosten (OpEx) [€]	113.050.118	103.059.542	129.092.407
Kosten (gesamt) [€]	142.830.249	145.400.049	159.947.666
Wärmegehungskosten [ $\frac{€}{MWh}$ ]	36,48	37,13	40,85

Anhand der Übersicht der Kosten in Tabelle 4.3 ist zu erkennen, dass die gesamten Kosten und damit auch die Wärmegehungskosten deutlich höher sind als beim Basisszenario. Während die Investitionsausgaben niedriger sind steigen die Betriebsausgaben deutlich an. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen dass keine Gewinne aus dem Verkauf des Stroms aus den Heizkraftwerken generiert werden.

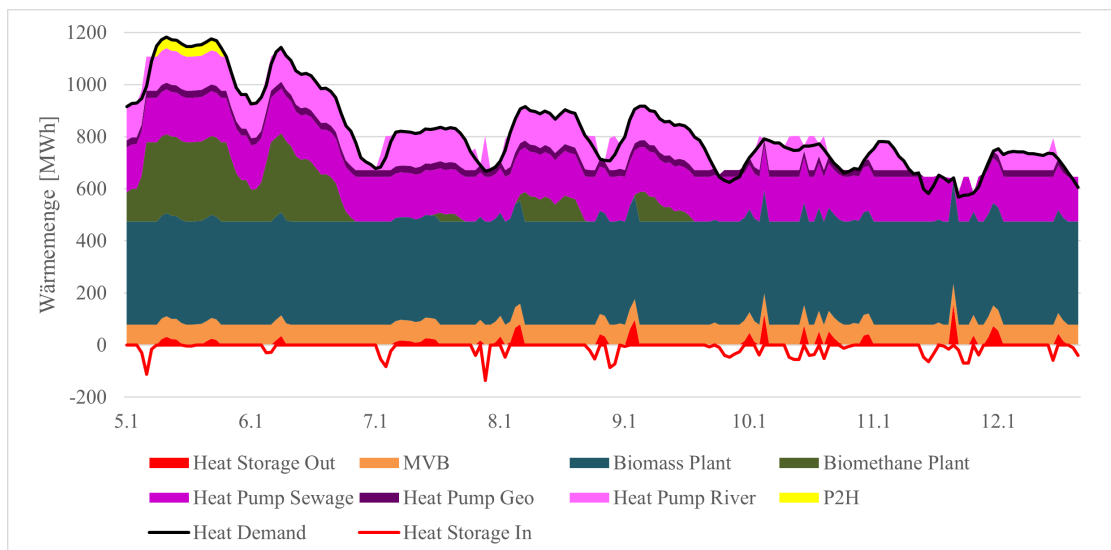
Trotz der Unterschiede aus Abbildung 4.7 sind die gesamten Kosten der Optimierung mit PyPSA sehr ähnlich zu den anderen Optimierungen.



**Abbildung 4.8:** Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -50 %-Szenarios (Optimierung mit Oemof)

Der Jahresverlauf der ins Fernwärmenetz eingespeisten Wärmemenge in Abbildung 4.8 zeigt, dass die Müllverbrennung und die Biomasse-Heizwerke als Technologien mit den geringsten Betriebskosten übers gesamte Jahr einspeisen. Die anderen Anlagen werden nur im Winter eingesetzt.

Außerdem ist eine höhere Speicheraktivität als in den vorherigen Szenarien zu erkennen.



**Abbildung 4.9:** Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -50 %-Szenarios (Optimierung mit Oemof)

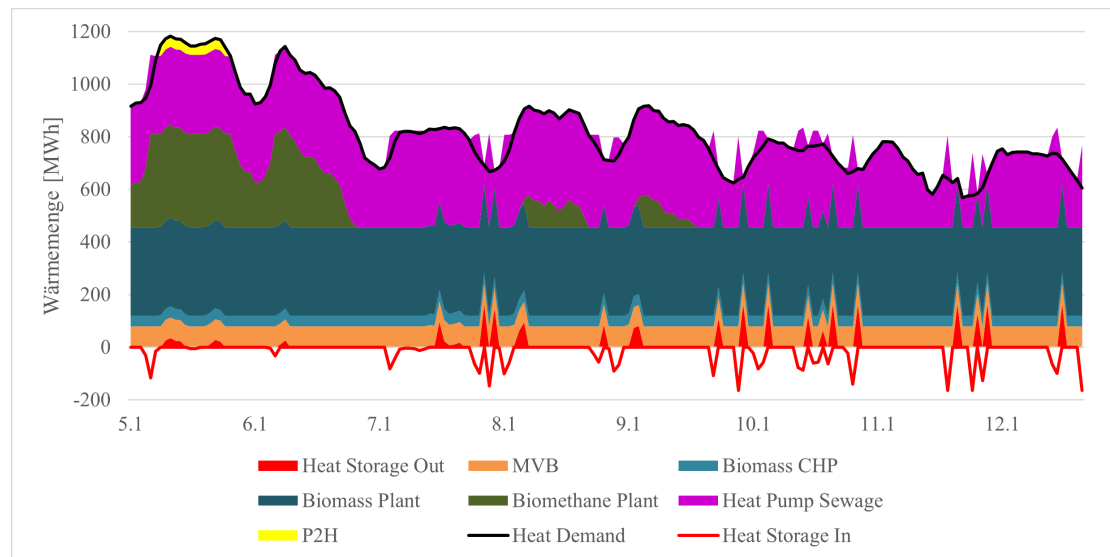
Durch den Verlauf der Einspeisung über die Winterwoche in Abbildung 4.9 lässt sich die Betriebsweise der Anlagen erkennen. Zusätzlich zu der Müllverbrennung und den Biomasse-Heizwerken sind die Wärmepumpen fast durchgehend in Betrieb. Für die De-

ckung der Spitzenlast kommen Biomethan-Heizwerke und Elektrokessel (*P2H*) zum Einsatz.

Der Wärmespeicher wird überwiegend nachts beladen, um tagsüber einspeisen zu können. So wird der Bedarf an Einspeisung aus dem teuren Betrieb von Biomethan-Heizwerken und Elektrokesseln verringert.

Unter den Wärmepumpen wird die Abwasser-Wärmepumpe bevorzugt eingesetzt. Dies liegt an dem höheren COP in den Wintermonaten (siehe Abbildung 3.6).

Um die festgestellte Unstimmigkeit bei der Optimierung durch PyPSA zu betrachten wird im Vergleich zu diesen Ergebnissen in Abbildung 4.10 der Verlauf der Einspeisung im PyPSA-Modell für die gleiche Woche dargestellt.



**Abbildung 4.10:** Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des -50 %-Szenarios (Optimierung mit PyPSA)

Dabei zeigt sich, dass der Einspeiseverlauf weitgehend deckungsgleich ist. Neben der geringen zusätzlichen Einspeisung aus Biomethan-Heizkraftwerken ist der Hauptunterschied, dass die Abwasserwärmepumpen zusätzlich die Einspeisung übernehmen, welche bei den anderen Optimierungen durch die anderen Wärmepumpen-Typen geleistet wird. Die maximale Leistung der Abwasserwärmepumpen liegt mit etwa 336 MW deutlich über dem angegebenen Maximum von 171 MW und auch über der durch Tessif angegebenen installierten Leistung von etwa 150 MW. Daraus lässt sich die Vermutung ableiten, dass als installierte Leistung hier nicht die Wärmeleistung, sondern die Eingangsleistung des Stroms angegeben wird. Aus den zuvor aufgeführten Werten ließe sich so ein durchschnittlicher COP von etwa 2,24 ableiten. Nach Abbildung 3.6 stimmt dies grob mit den vorgegebenen COP-Verläufen für die Wintermonate überein.

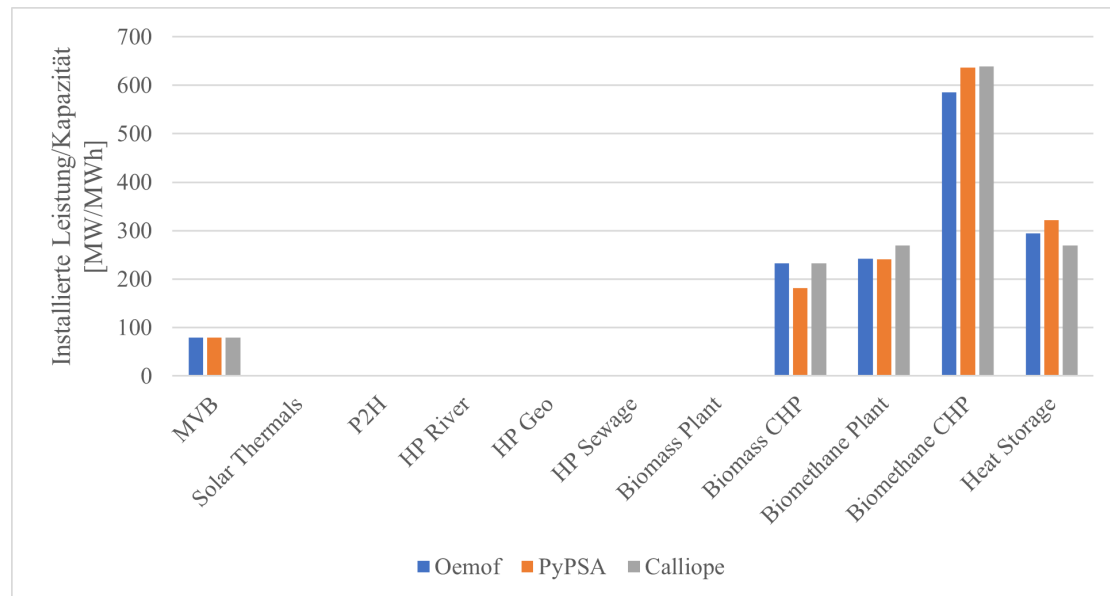
Dadurch zeigt sich, dass die angegebene Grenze für die maximale Wärmeleistung der Wärmepumpen in der Optimierung durch PyPSA entweder ebenfalls fälschlicherweise auf den eingehenden Strom bezogen, oder gar nicht übernommen wird. Bei den anderen Technologien entsprechen die angegebenen Leistungen hingegen wie beabsichtigt der Wärmeleistung.

Die Ergebnisse für Oemof und Calliope zeigen hingegen, dass bei diesen Optimierungen die Ausbau-Grenzen wie beabsichtigt umgesetzt werden. Zusätzlich entsprechen hier die ausgegebenen installierten Leistungen auch bei den Wärmepumpen dem Maximum des Einspeiseverlaufs.

Grundsätzlich ist die Aussage der Ergebnisse der drei Optimierungen aber vergleichbar, da die Wärmepumpen-Typen sich nur unwesentlich durch ihren COP unterscheiden.

### 4.2.3 +10 % Szenario

Abbildung 4.11 zeigt geringe Veränderungen der installierten Leistungen gegenüber dem Basisszenario. Die Leistung der Biomethan-Heizkraftwerke ist größer, während die Biomasse-Heizkraftwerke und die Biomethan-Heizwerke jeweils etwas geringer ausgebaut werden. Die Ursache dafür ist wahrscheinlich der höhere elektrische Wirkungsgrad gegenüber den Biomasse-Anlagen (siehe 3.3).



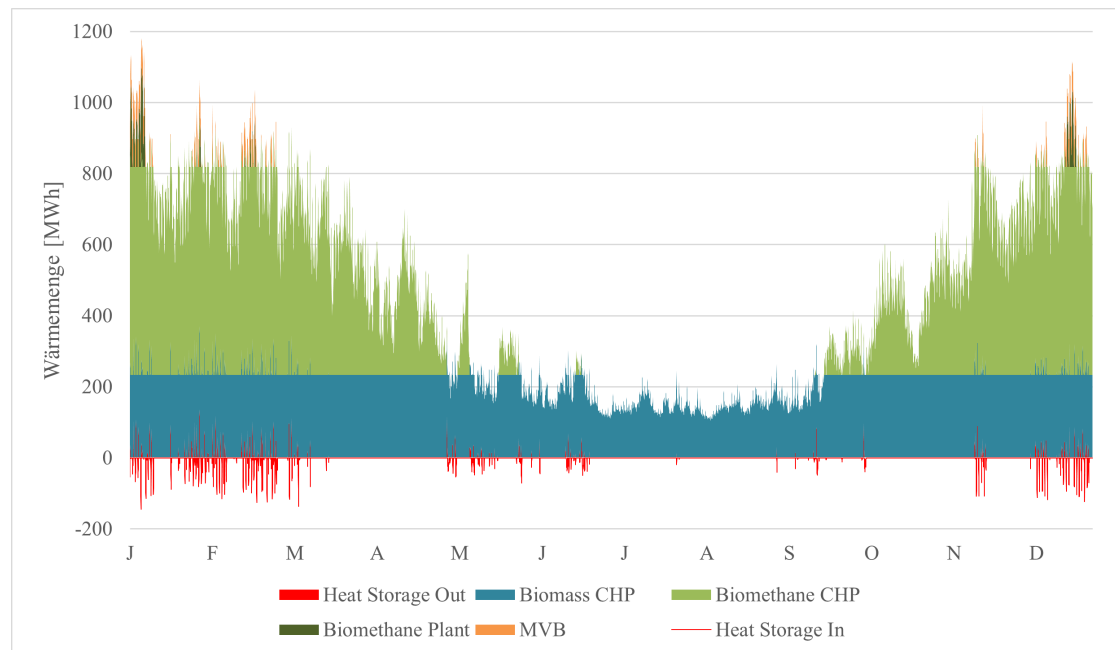
**Abbildung 4.11:** Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des +10%-Szenarios

Die Übersicht über die Kosten in Tabelle 4.4 zeigt, dass die Erhöhung der Strompreise dazu führt, dass die Betriebskosten deutlich stärker negativ werden. Da zusätzlich die Investitionskosten gegenüber dem Basisszenario sinken resultieren daraus sogar leicht negative Wärmegegestehungskosten.

**Tabelle 4.4:** Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des +10%-Szenarios

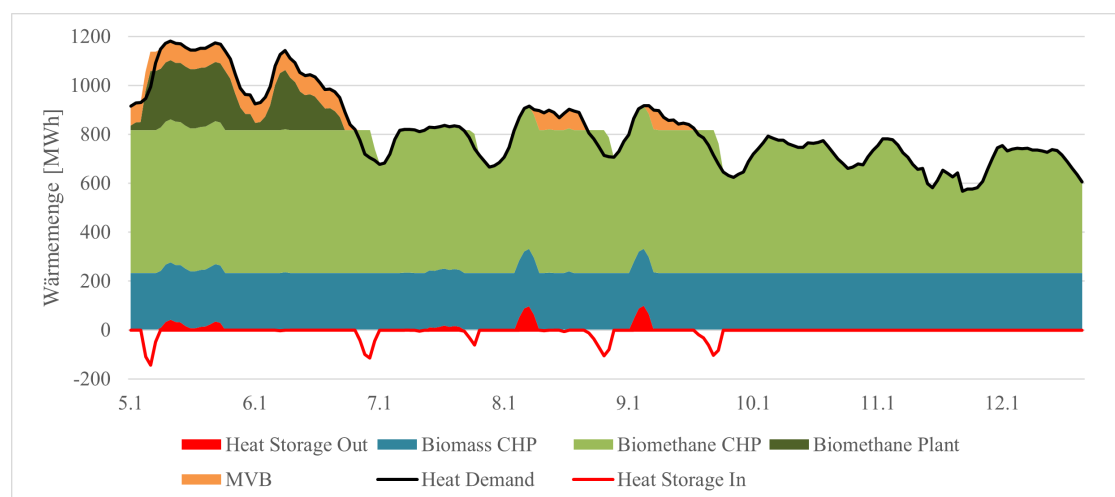
	Oemof	PyPSA	Calliope
Investitionskosten (CapEx) [€]	97.723.410	88.342.906	105.843.177
Betriebskosten (OpEx) [€]	-102.382.122	-92.092.686	-108.322.188
Kosten (gesamt) [€]	-4.659.712	-3.749.781	-2.479.013
Wärmegegestehungskosten [ $\frac{€}{MWh}$ ]	-1,19	-0,96	-0,63

Ähnlich wie beim -10 %-Szenario weicht der Jahresverlauf in Abbildung 4.12 nicht wesentlich vom Basisszenario ab.



**Abbildung 4.12:** Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +10 %-Szenarios (Optimierung mit Calliope)

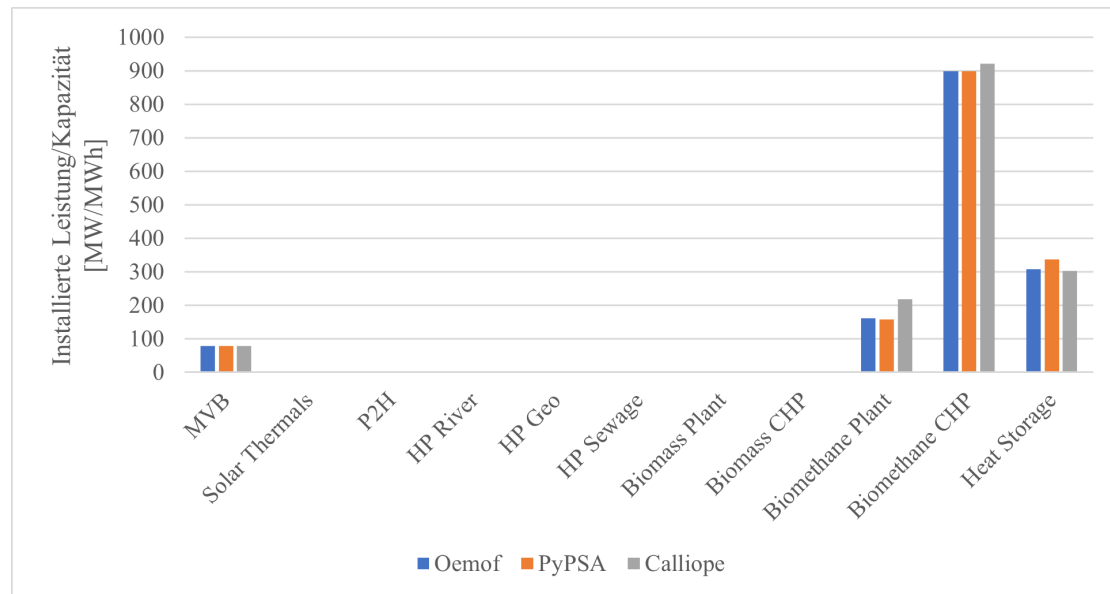
Der Wochenverlauf der eingespeisten Wärme in Abbildung 4.13 zeigt leichte Unterschiede zum Verlauf des Basisszenario. Aus Müllverbrennung wird etwas weniger eingespeist. Dies wird durch zusätzliche Einspeisung aus den Biomethan-Heizkraftwerken ausgeglichen. Auffällig ist zusätzlich, dass der Speicher teilweise (am Abend des 9.1.) beladen wird, ohne die Wärme zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen. In diesem Fall lohnt sich somit in der wirtschaftlichen Optimierung die Stromproduktion der Heizkraftwerke mehr als die Nutzung der bereits erzeugten Wärme aus dem Wärmespeicher.



**Abbildung 4.13:** Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +10 %-Szenarios (Optimierung mit Calliope)

#### 4.2.4 +50 % Szenario

Die Übersicht über die installierten Leistungen in Abbildung 4.11 zeigt noch einen stärkeren Ausbau der Biomethan-Heizkraftwerke als im +10 %-Szenario. Biomasse-Verbrennung wird hingegen gar nicht mehr umgesetzt.



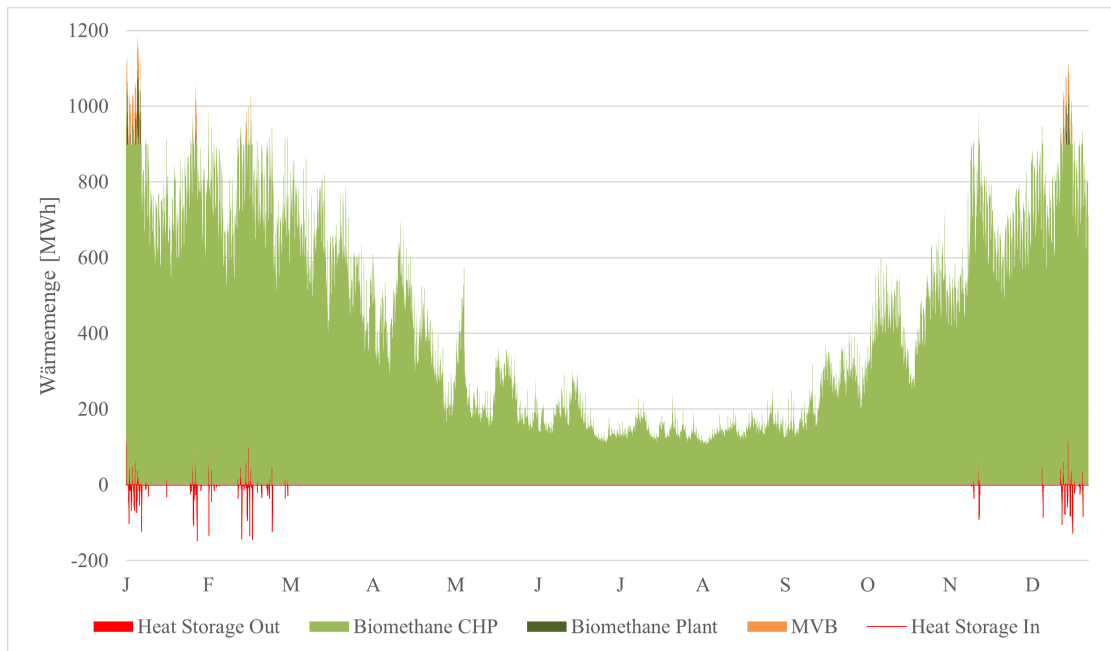
**Abbildung 4.14:** Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des +50 %-Szenarios

In der Kostenübersicht (Tabelle 4.5) sind deutlich negative Wärmegestehungskosten aufgeführt. Dies resultiert aus den deutlich niedrigeren Investitionskosten der Biomethan-Anlagen und hohen Erträgen aus dem Verkauf des durch die Heizkraftwerke produzierten Stroms.

**Tabelle 4.5:** Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des +50 %-Szenarios

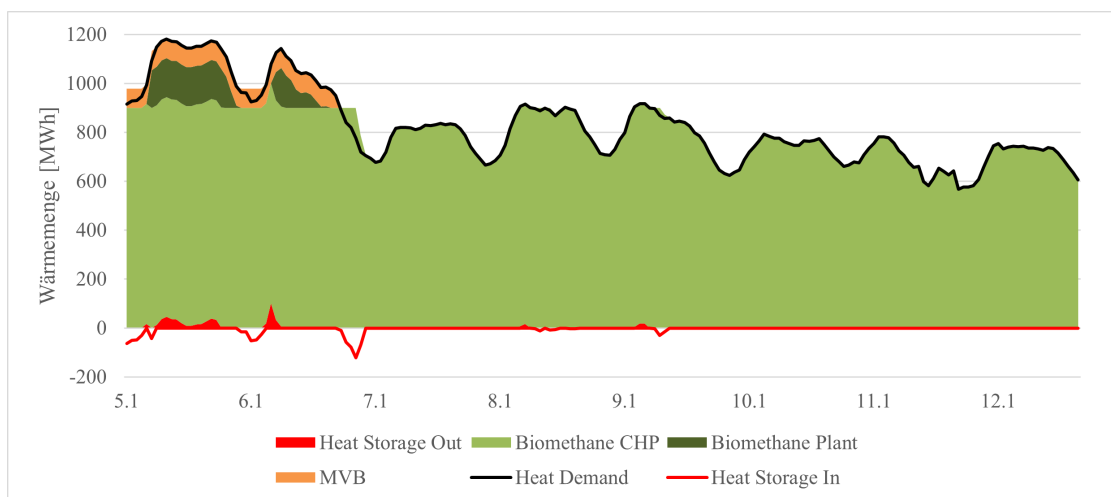
	Oemof	PyPSA	Calliope
Investitionskosten (CapEx) [€]	37.127.080	37.199.875	38.375.318
Betriebskosten (OpEx) [€]	-226.131.818	-225.965.684	-225.619.048
Kosten (gesamt) [€]	-188.736.954	-188.765.811	-187.243.737
Wärmegestehungskosten [ $\frac{€}{MWh}$ ]	-48,2	-48,21	-47,82

Der Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge in Abbildung 4.15 zeigt, dass bis auf wenige Wochen im Winter der gesamte Wärmebedarf durch die Biomethan-Heizkraftwerke gedeckt wird.



**Abbildung 4.15:** Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +50 %-Szenarios (Optimierung mit PyPSA)

Anhand des Wochenverlaufs in Abbildung 4.16 ist zu erkennen, dass in diesem Szenario die Müllverbrennung und die Biomethan-Heizwerke nur noch wenig zum Einsatz kommen. Der Wärmespeicher wird zum Einen dazu eingesetzt überschüssige Wärme aus der Müllverbrennung einzuspeichern, um den Bedarf an Biomasseverbrennung zu verringern. Zum Anderen wird wie beim +10 %-Szenario Wärme eingespeichert, um über den Wärmebedarf hinaus die Heizkraftwerke für die gekoppelte Stromproduktion zu verwenden.



**Abbildung 4.16:** Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des +50 %-Szenarios (Optimierung mit PyPSA)

Insgesamt zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass die Stromkosten großen Einfluss auf die wirtschaftlich optimale Lösung des Expansion Problems haben. Durch eine Diversifizierung der verwendeten Technologien (siehe z.B. Kapitel 4.3) könnten die Abhängigkeiten von Strom- und Rohstoffpreisen reduziert werden.

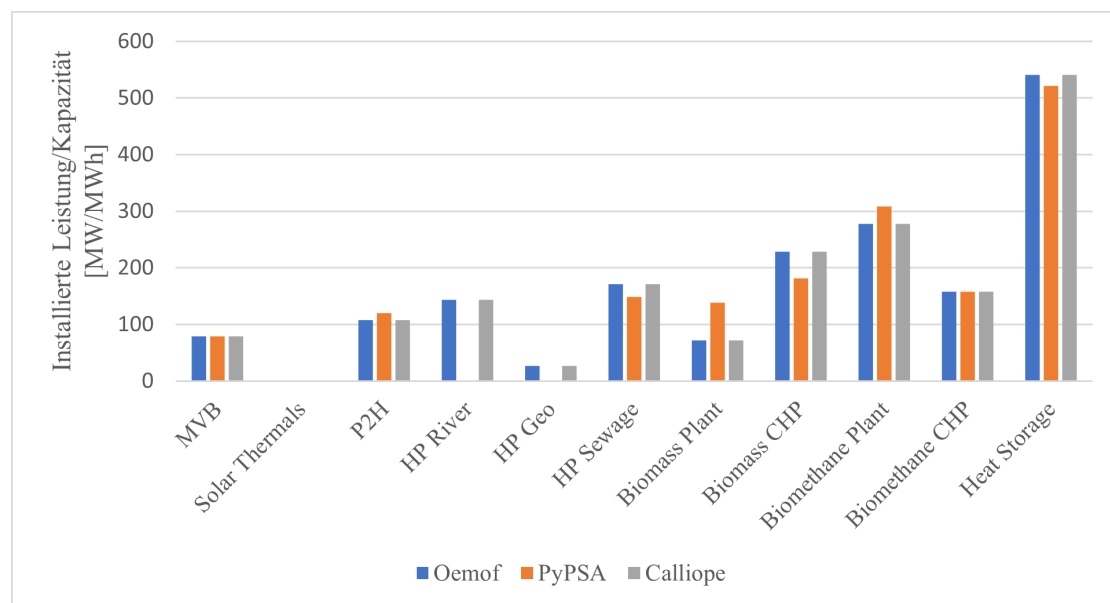
### 4.3 Begrenztes Biomethan-Potenzial

In diesem Kapitel werden die Optimierungsergebnisse des in Kapitel 3.6 eingeführten Szenarios vorgestellt.

Die Übersicht über die installierten Leistungen in Abbildung 4.17 zeigt, dass bei diesem Szenario außer der Solarthermie alle Anlagen zum Einsatz kommen. Ausgenommen davon sind die Flusswasser- und Erdwärmepumpen bei der Optimierung durch PyPSA. Die Ursache dafür wurde bereits in Kapitel 4.2.2 hergeleitet und wird hier nicht weiter betrachtet.

Auffällig ist, dass anders als beim Basisszenario die installierte Leistung der Biomethan-Heizwerke größer ist als die der Biomethan-Heizkraftwerke, obwohl die gleichen Strompreise verwendet werden. Ebenso werden Biomasse-Heizwerke ausgebaut, statt zusätzlicher Biomasse-Heizkraftwerke.

Gegenüber allen zuvor aufgeführten Szenarien ist die Kapazität des Wärmespeichers dabei deutlich größer. Eine wesentliche Abweichung zwischen den Optimierungen, ist die deutlich größere installierte Leistung der Biomasse-Heizwerke im PyPSA-Modell.



**Abbildung 4.17:** Installierte Leistungen und Kapazitäten nach Optimierung des Szenarios „Begrenztes Biomethan-Potenzial“

Die Kostenübersicht in Tabelle 4.6 zeigt deutlich höhere Wärmegestehungskosten als im Basisszenario mit etwa  $26 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ . Dabei setzen sich diese bei der Optimierung mit PyPSA aus niedrigeren Investitionskosten und höheren Betriebskosten zusammen. Das ist auf die geringere installierte Leistung teurer Heizkraftwerke zurückzuführen, die wiederum dazu führt, dass weniger Strom verkauft wird.

Die Solarthermie-Anlagen wurden auch in keinem der anderen Szenarien ausgebaut. Dies ist in den angenommenen Wärmegestehungskosten von  $40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  (siehe Kapitel 3.4.5) begründet, welche über den gesamten Wärmegestehungskosten aller Szenarien liegen. Außerdem liegt das Hauptpotenzial im Sommer (siehe Abbildung 3.7) bei der geringsten Wärmelast. Zusätzlich zu verringerten Wärmegestehungskosten wäre also auch die Integration eines günstigen saisonalen Speichers für den wirtschaftlichen Betrieb von Solarthermie-Anlagen notwendig.

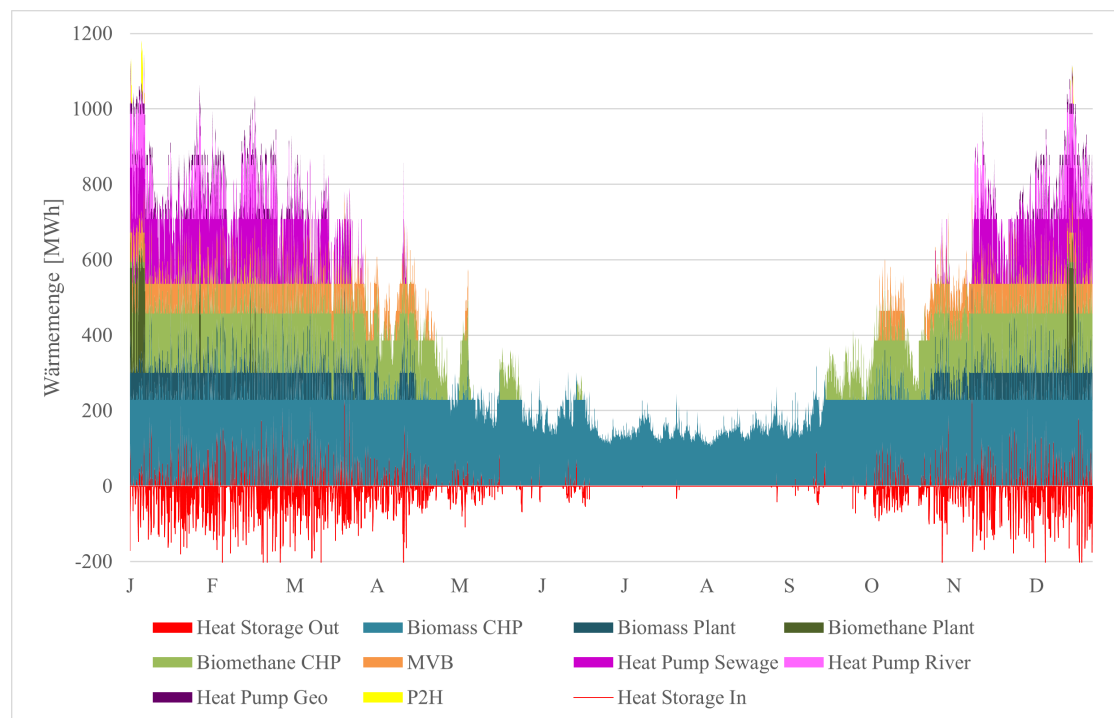
**Tabelle 4.6:** Übersicht über die Kosten aus der Optimierung des Szenarios „Begrenztes Biomethan-Potenzial“

	Oemof	PyPSA	Calliope
Investitionskosten (CapEx) [€]	97.743.831	81.384.942	97.741.881
Betriebskosten (OpEx) [€]	6.028.055	19.010.686	6.030.010
Kosten (gesamt) [€]	103.771.888	105.421.506	103.771.891
Wärmegestehungskosten [ $\frac{€}{MWh}$ ]	25,94	26,36	25,94

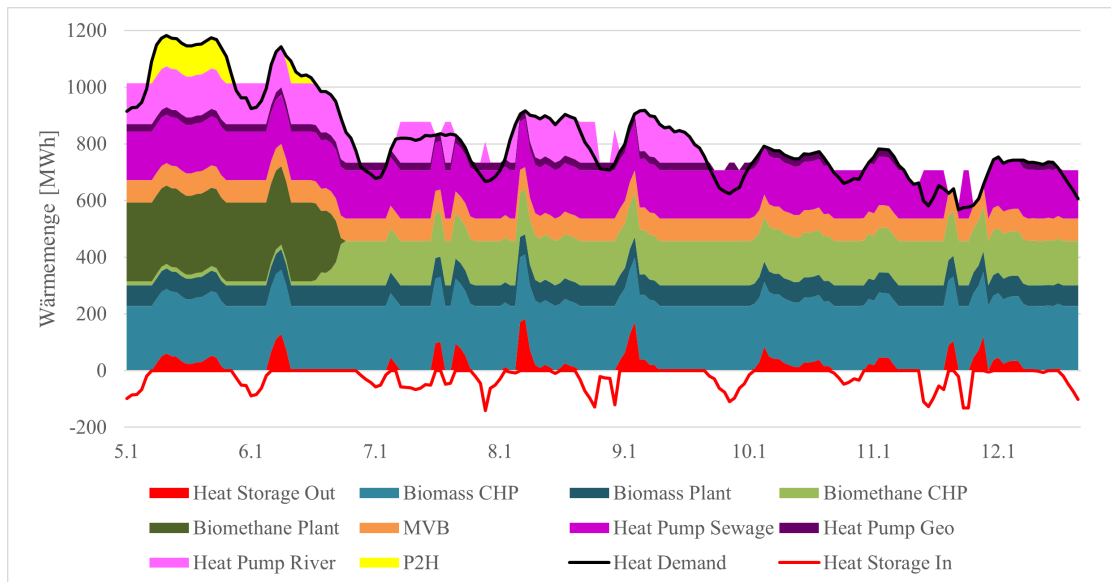
Der Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge in Abbildung 4.18 zeigt eine sehr diverse Einspeisung. In den Sommermonaten werden allerdings trotzdem nur die Biomasse-Heizkraftwerke eingesetzt.

Auffällig ist die deutlich intensivere Nutzung des Wärmespeichers über weite Teile des Jahres.

In den kurzen Zeiträumen der maximalen Last im Winter werden statt der Biomethan-Heizkraftwerke die Biomethan-Heizwerke eingesetzt. Dies ist zunächst unintuitiv, da die Biomethan-Anlagen durch den Verkauf von Strom normalerweise wirtschaftlicher zu betreiben sind (siehe Kapitel 4.1). Zurückführen ist es wahrscheinlich auf den höheren thermischen Wirkungsgrad, durch den aus der gleichen Menge Biomethan eine größere Wärmemenge eingespeist werden kann. So kann der Einsatz von Elektroheizkesseln ( $P2H$ ) und damit der Einkauf von elektrischem Strom minimiert werden.

**Abbildung 4.18:** Jahresverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Szenarios „Begrenztes Biomethan-Potenzial“ (Optimierung mit Oemof)

Anhand des Wochenverlaufs in Abbildung 4.19 lässt sich der zuvor bereits erwähnte Betrieb der Biomethan-Anlagen gut erkennen. Zusätzlich zeigt sich, dass die Biomasse-Anlagen und die Müllverbrennung durchgehend eingesetzt werden. Wegen der größeren Anzahl verschiedener Wärmeerzeugungstechnologien wird auch der Wärmespeicher verstärkt genutzt, um zwischen diesen wirtschaftlich optimal auszuregeln.



**Abbildung 4.19:** Wochenverlauf der eingespeisten Wärmemenge nach Optimierung des Szenarios „Begrenztes Biomethan-Potenzial“ (Optimierung mit Oemof)

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Für die Transformation von Energieversorgungssystemen hin zu einem größeren Anteil erneuerbarer Energien ist der Einsatz von Modellierungs- und Optimierungstools bedeutend. Dies gilt auch für die Betrachtung von Fernwärmenetzen.

In dieser Arbeit wurde deshalb ein Modell für klimaneutrale Fernwärmeversorgung einer deutschen Großstadt entworfen. Verwendet wurden dazu mehrere Open-Source-Optimierungssoftwares mittels des Frameworks Tessif, welches einen einheitlichen Dateninput und -output ermöglicht.

Dazu wurden für die Systemkomponenten möglichst realitätsnahe Eingangsdaten ausgewählt. Zusätzlich zur wirtschaftlichen Optimierung des Basisszenarios, wurde eine Sensitivitätsanalyse anhand des Strompreises durchgeführt.

Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass sowohl die installierten Leistungen, als auch die optimale Betriebsweise der Anlagen stark von den Eingangswerten abhängig ist. Dieser Einfluss wurde insbesondere durch die Sensitivitätsanalyse deutlich. Leichte Abweichungen der Stromkosten führten dabei vor allem zu veränderten Wärmegebungskosten, während stärkere Änderungen zu grundlegend anderen Optimierungsergebnissen führten.

Bei Szenarien mit hohen Stromkosten wurden die Modelle stark durch Kraft-Wärme-Kopplung geprägt, während P2H-Anlagen erst bei deutlich verringerten Stromkosten oder der Begrenzung des Biomethan-Potenzials zum Einsatz kommen.

Insgesamt sind die Ergebnisse zwischen den verwendeten Optimierungstools sehr ähnlich. Die parallele Verwendung durch Tessif ist daher geeignet um einen Lösungsraum für Optimierungsprobleme zu erhalten. Die einzige wesentliche Abweichung ist, dass durch PyPSA die installierten Leistungen der Wärmepumpen anders interpretiert wurden.

Die Optimierungsergebnisse sind stark von der Güte der Eingangswerte abhängig. Durch technologische Entwicklungen, oder anders getroffene Annahmen können die Ergebnisse so wesentlich beeinflusst werden.

In der vorgestellten Methodik wurden einige Vereinfachungen getroffen. So wurden als Betriebskosten nur die Brennstoffkosten betrachtet, während z.B. Personal- und Wartungskosten vernachlässigt wurden. Eine Berücksichtigung dieser Kosten würde sich dabei wahrscheinlich unterschiedlich stark auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen betrachteten Anlagen auswirken.

Für reale Transformationsprozesse wäre auch eine Berücksichtigung der vorhandenen Anlagen nötig.

Durch eine zusätzliche Simulation des Stromnetzes könnte die Betrachtung des Einsatzes der P2H-Anlagen zur Nutzung von Stromerzeugungsspitzen ermöglicht werden.

Des Weiteren wurden wegen mangelnder Datenlage Technologien wie z.B. die Nutzung industrieller Abwärmequellen und die Direktverbrennung von Wasserstoff nicht betrachtet.

In dieser Arbeit wurde von unveränderter Versorgungsinfrastruktur und insbesondere von aktuellen Vorlauftemperaturen ausgegangen. Eine Verringerung der Vorlauftemperaturen

würde die Nutzungspotenziale einiger Wärmequellen erhöhen [58]. Im entwickelten Modell würden sich durch verringerte Vorlauftemperaturen die COP der Wärmepumpen verbessern.

Durch eine Erweiterung des entwickelten Modells wäre die Betrachtung der aufgeführten Faktoren möglich.

# Literatur

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT (BMU): *Klimaschutzplan 2050 : Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. 2. Aufl. Druck- und Verlagshaus Zarbock, 2019.
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. 202.
- [3] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland: Basisdaten und Einflussfaktoren*. 6. Aufl. 2022.
- [4] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: *Was ist eigentlich "Fernwärme"?* URL: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/03/Meldung/direkt-erklart.html#:~:text=Aktuell%20liefert%20die%20Fernw%C3%A4rme%20nur,der%20Geb%C3%A4ude%20mit%20W%C3%A4rme%20versorgen>. (besucht am 21.03.2023).
- [5] AGFW DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E.V.: *AGFW - Hauptbericht 2021*. Frankfurt am Main, Dezember 2022.
- [6] PALZER, A.: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Stuttgart: FRAUNHOFER VERLAG, 2016.
- [7] RINGKJØB, H.-K., HAUGAN, P. und SOLBREKKE, I. M.: „A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2018).
- [8] AMMON, M. et al.: „Tessif-PHD version 0.0.1“. Version v0.0.1. In: (März 2023). Files licensed under the MIT license: <https://opensource.org/licenses/MIT>.
- [9] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Testreferenzjahre*. URL: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html> (besucht am 31.01.2023).
- [10] GOBMAIER, T. H.: „Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Synthese zukünftiger Verbraucherlastgänge“. Dissertation. München: Technische Universität München, 2013.
- [11] BROWN, T., HÖRSCH, J. und SCHLACHTBERGER, D.: „PyPSA: Python for Power System Analysis“. In: *Journal of Open Research Software* 6.4 (1 2018). eprint: 1707.09913.
- [12] HILPERT, S. et al.: „The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling“. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (2018).
- [13] PFENNINGER, S. und PICKERING, B.: „Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework“. In: *Journal of Open Research Software* 3.825 (29 2018). eprint: 1707.09913.

- [14] ZHANG, C. et al.: „Generation Expansion Planning Considering Integrating Large-scale Wind Generation“. In: *Proceedings of the IECON 2013* (2013).
- [15] AMMON, M.: „Tessif Online Documentation“. In: (März 2023).
- [16] KRIEN, U. et al.: „oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems“. In: *Software Impacts* 6 (2020).
- [17] REIMER, M.: „Vergleich von Modellierungsprogrammen zur Optimierung von Energiesystemen durch Integration in ein bestehendes Framework zur Transformation von Energiesystem-Modellen“. Masterarbeit. Hamburg: Technische Universität Hamburg, 2022.
- [18] STYLES, A. et al.: *Produktbilanzierung für Grüne Fernwärme*. Hamburg, 2022.
- [19] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Stromerzeugung 2021: Anteil konventioneller Energieträger deutlich gestiegen*. URL: [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/03/PD22\\_116\\_43312.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/03/PD22_116_43312.html) (besucht am 19.03.2023).
- [20] PIEPER, C. et al.: „Die wirtschaftliche Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Regelenenergiemarkt“. In: *Chemie Ingenieur Technik* (2015).
- [21] FRAUNHOFER ISE: *Reallabor Großwärmepumpen – Reallabore der Energiewende*. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/reallabor-grosswaermepumpen.html#:~:text=Im%20Reallabor%20der%20Energiewende%20%20C%2BBGro%20%20C%20A4rmepumpen,Gro%20%20C%20A4rmepumpen%20in%20bestehende%20Fernw%20%20C%20A4rmesysteme%20integriert>. (besucht am 19.03.2023).
- [22] LEVIHN, F.: „CHP and heat pumps to balance renewable power production: Lessons from the district heating network in Stockholm“. In: *Energy* (2017).
- [23] BRÜCKNER, S.: „Industrielle Abwärme in Deutschland: Bestimmung von gesichertem Aufkommen und technischer bzw. wirtschaftlicher Nutzbarkeit“. Dissertation. München: Technische Universität München, 2016.
- [24] RABENSTEIN, D.: *Bilanzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen in Hamburg*. URL: <https://www.hamburger-energiereich.de/WP-Server/wp-content/uploads/2019/02/Bilanzierung-von-CO2-aus-M%C3%BCllverbrennungsanlagen-in-Hamburg.pdf> (besucht am 19.03.2023).
- [25] WESSELAK, V. et al.: *Regenerative Energietechnik*. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, 2013.
- [26] GRAF, F., KRAJETE, A. und SCHMACK, U.: *Abschlussbericht: Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten*. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2014.
- [27] TÜV SÜD: *H<sub>2</sub>-Readiness Zertifizierung für Werkstoffe, Komponenten und Kraftwerke*. URL: <https://www.tuvsud.com/de-de/branchen/energie/erneuerbare-energien/brennstoffzellen-wasserstoffzellen/h2-ready> (besucht am 20.03.2023).
- [28] STAUDE, J.: *Wasserstoff-Turbine noch ohne Wasserstoff*. URL: <https://www.klimareporter.de/strom/wasserstoff-turbine-noch-ohne-wasserstoff> (besucht am 20.03.2023).
- [29] DUNKELBERG, E. et al.: *Fernwärme klimaneutral transformieren: Eine Bewertung der Handlungsoptionen am Beispiel Berlin Nord-Neukölln*. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2020.

- [30] FLEUCHAUS, P. et al.: „Aquiferspeicher in Deutschland“. In: *Grundwasser - Zeitschrift der Fachsektion Hydrogeologie* (2021).
- [31] HÖLSCHER, R. und HELMS, N.: *Investition und Finanzierung*. 2. Aufl. Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2018.
- [32] KRÖGER, J.-H. persönliche Kommunikation. 19. Juli 2022.
- [33] AGFW DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V.: *AGFW - Hauptbericht 2020*. Frankfurt am Main, Aug. 2021.
- [34] BUNDESNETZAGENTUR: *Der Strommarkt im Jahr 2022*. URL: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/209624> (besucht am 26.02.2023).
- [35] ELLER, D.: *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [36] BAEHR, H. D.: *Thermodynamik : Grundlagen und technische Anwendungen*. Hrsg. von KABELAC, S. 15. Aufl. Berlin [u.a.]: Springer Vieweg, 2012.
- [37] ARPAGAUS, C. et al.: „Wärmepumpen für die Industrie: Eine aktuelle Übersicht“. In: *Symposium Energieinnovation* (2020).
- [38] KONSTANTIN, P. und KONSTANTIN, M.: *Praxisbuch Energiewirtschaft: Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme- und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung*. 2. Aufl. Berlin: Springer-Verlag GmbH, 2022.
- [39] WÄRME HAMBURG GMBH: *Technische Anschlussbedingungen (TAB-HW)*. Hamburg, 2020.
- [40] LAMBAUER, J. et al.: *Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele*. Stuttgart, Juli 2008.
- [41] HAMBURG SERVICE: *Wassergütemessnetz*. URL: <https://serviceportal.hamburg.de/HamburgGateway/Service/Entry/WGMN> (besucht am 05.03.2023).
- [42] HIC HAMBURG INSTITUT CONSULTING GMBH: *Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg*. Hamburg, 2016.
- [43] STOBER, I. und BUCHER, K.: *Geothermie*. 3. Aufl. Berlin [u.a.]: Springer-Verlag GmbH, 2020.
- [44] BEHÖRDE FÜR UMWELT, KLIMA, ENERGIE UND AGRARWIRTSCHAFT HAMBURG (HRSG): *Leitfaden Geothermie: Hinweise für Planung, Bau und Betrieb von geothermischen Anlagen*. 5. Aufl. Hamburg, 2021.
- [45] WOLF, S., FALTAU, R. und RADGEN, P.: „Rahmenbedingungen für die Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie“. In: *News aus der Wärmepumpen-Forschung* (2017).
- [46] IRENA INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY: *Renewable Energy in District Heating and Cooling: A Sector Roadmap for REmap*. Abu Dhabi, 2017.
- [47] EXCHANGE RATES UK: *US Dollar to Euro Spot Exchange Rates for 2017*. URL: <https://www.exchangerates.org.uk/USD-EUR-spot-exchange-rates-history-2017.html> (besucht am 01.03.2023).
- [48] BÖHMER, S. et al.: *Biomassefeuerungsanlagen im Leistungsbereich 400 kW bis 10 MW*. Wien: Umweltbundesamt GmbH, 2010.
- [49] BUNDESVERBAND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG E.V.: *Üblicher Preis*. URL: <https://www.bkww.de/aktuelles/ueblicher-preis/> (besucht am 26.02.2023).

- 
- [50] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (HRSG): *Branchenbarometer Biomethan 2021*. Berlin, 2021.
- [51] BÜCHELE, R. et al.: *Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung*. Wien, 2015.
- [52] HOFMANN, F. et al.: „atlite: A Lightweight Python Package for Calculating Renewable Power Potentials and Time Series“. In: *Journal of Open Source Software* 6 (62 2021).
- [53] EUROPEAN CENTRE FOR MEDIUM-RANGE WEATHER FORECASTS (ECMWF): *ERA5: data documentation*. URL: <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+data+documentation> (besucht am 21.03.2023).
- [54] MAASS, C. und SANDROCK, M.: *Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen-Solarthermie-Anlagen mit Wärmespeicher und Anbindung an Wärmenetze*. Hamburg, 2016.
- [55] SEITZ, A., ZUNFT, S. und HOYER-KLICK, C.: *Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch)*. Wuppertal, 2018.
- [56] WÄRME HAMBURG GMBH: *Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2020: Wärmезukunft*. Hamburg.
- [57] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V.: *Biogasaufbereitung*. URL: <https://biogas.fnr.de/biogas-gewinnung/anlagentechnik/biogasaufbereitung> (besucht am 22.03.2023).
- [58] BECKER, K. und JEREMIAS, E.-P.: „Entwicklungstendenzen bei der Wärmeversorgung mit Wärmenetzen“. In: *LEIBNIZ-SOZIETÄT DER WISSENSCHAFTEN* (2023).