



# Untersuchung zum Einsatz von Solarthermie in multivalenten Wärmeversorgungsnetzen

Hochschule Flensburg  
Fachbereich 1: *Systemtechnik*

**Abschlussarbeit**  
zur Erlangung des akademischen Grades  
Master of Engineering

vorgelegt von  
**Markus Brandt**  
14. Oktober 2019

**Erstprüfer:** Prof. Dr.-Ing. Ilja Tuschy  
**Zweitprüfer:** M. Eng. Francesco Witte



# Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Thesis ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen benutzt habe.

Flensburg, den 14. Oktober 2019

Markus Brandt

---



# Zusammenfassung

Wärmeversorgungssysteme nachhaltig zu gestalten ist durch die Integration regenerativer Energien möglich. Mit der Solarthermie steht hierbei eine Technologie zur Verfügung, die bereits seit Jahren in Dänemark erfolgreich zur Wärmeversorgung eingesetzt wird. Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Einsatzmöglichkeit solarthermischer Anlagen bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit in deutschen Wärmeversorgungsnetzen zu untersuchen.

Zu diesem Zweck ist ein Kraft-Wärme-Kopplung dominiertes Versorgungssystem - das Referenzsystem - um drei Konzepte der solarthermischen Wärmebereitstellung erweitert worden. Bei dem ersten Konzept handelt es sich um ein einfaches Solarthermie-Konzept, bestehend aus einem Kollektorfeld und saisonalem Wärmespeicher. Das zweite Konzept verwendet zusätzlich eine Wärmepumpe und einen Kurzzeitspeicher, um ein Wärmesystem mit erhöhtem Power-to-Heat-Anteil zu betrachten. Schließlich wird mit dem dritten System ein alternatives Konzept der solaren Wärmeerzeugung untersucht - eine Kombination aus Photovoltaik und Wärmepumpen.

Alle Konzepte werden jeweils mit drei unterschiedlichen Kollektorflächen und Speicherkapazitäten modelliert. Die Energiesysteme werden zunächst auf Grundlage einer Einsatzoptimierung hinsichtlich ihres Kapitalwerts mit dem Referenzsystem und untereinander verglichen. Daran anschließend werden die drei wirtschaftlichsten Konzepte einer Detailanalyse unterzogen, um den Einfluss der Solarthermie auf den Betrieb des übrigen Versorgungssystems zu untersuchen. Abschließend werden Einflussanalysen durchgeführt, die den Beitrag einzelner Komponenten auf das Ergebnis der Einsatzoptimierung untersuchen.

Es zeigt sich zunächst, dass durch die Verwendung solarthermischer Anlagen der Kapitalwert des Referenzsystems gesteigert werden kann. Das einfache Solarthermie-Konzept ist hierbei aufgrund der geringen Gesamtkosten als das wirtschaftlich attraktivste Solarthermie-Konzept einzustufen. Das Photovoltaik-Konzept erreicht, trotz eines ähnlichen Erlöses, aufgrund der hohen Investitionskosten für die Wärmepumpen einen niedrigeren Kapitalwert.

Darüber hinaus haben die Detail- und Einflussanalysen gezeigt, dass der Betrieb einer solarthermischen Anlage ohne die Verwendung eines saisonalen Wärmespeichers unwirtschaftlich ist. Ohne die Möglichkeit der Speicherung ist eine vollständige Nutzung der Solarthermie nicht erreichbar. Zusätzlich hat sich ergeben, dass das Ladeverhalten des Wärmespeichers - auch bei einer hohen Sonneneinstrahlung - bei aktuellen Randbedingungen hauptsächlich von den Strompreisen und somit vom Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplung abhängt. Schließlich zeigt die Einflussanalyse, dass bei einem System ohne Wärmespeicher das Hinzufügen eines solchen zu der größten Kapitalwertsteigerung führt.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Hintergrund . . . . .	1
1.2	Methodik . . . . .	1
1.3	Stand der Wissenschaft . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Allgemeine Grundlagen</b>	<b>5</b>
2.1	Bewertung verwendeter Erzeugungsanlagen . . . . .	5
2.2	Wirtschaftliche Bewertung . . . . .	9
2.3	Optimierungsverfahren . . . . .	12
<b>3</b>	<b>Grundlagen solarthermischer Wärmebereitstellung</b>	<b>15</b>
3.1	Funktionsweise . . . . .	15
3.2	Konzepte . . . . .	18
<b>4</b>	<b>Modellbildung</b>	<b>25</b>
4.1	Simulationssoftware - TESPpy . . . . .	25
4.2	Solarthermie . . . . .	26
4.3	Gas- und Dampfkraftwerk . . . . .	28
4.4	Kompressionswärmepumpe . . . . .	32
4.5	Sonstige Technologien . . . . .	34
<b>5</b>	<b>Techno-ökonomische Optimierung</b>	<b>37</b>
5.1	Optimierungssoftware Solph . . . . .	38
5.2	Eingangsparameter der Optimierung . . . . .	40
5.3	Referenzsystem . . . . .	45
5.4	Alternativsysteme . . . . .	48
5.5	Ergebnisse der Einsatzoptimierung . . . . .	53
<b>6</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse</b>	<b>71</b>
6.1	Schlussfolgerungen . . . . .	71
6.2	Kritische Betrachtung . . . . .	72
6.3	Ausblick . . . . .	73
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>75</b>
<b>A</b>	<b>Anhang</b>	<b>81</b>





# Abbildungsverzeichnis

2.1	Schematische Darstellung der PQ-Diagramme verschiedener KWK-Anlagen	6
2.2	Darstellung der spezifischen Kosten für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren	12
3.1	Darstellung der Sonnenhöhe $\gamma_s$ und des Einfallswinkels $\Theta_{\text{gen}}$ zur Berechnung der Sonneneinstrahlung auf eine geneigte Ebene aus Quaschnig [41]	16
3.2	Vergleich der Einstrahlung auf die horizontale und die geneigte Ebene	17
3.3	Schematische Darstellung eines Systems bestehend aus Solarthermie (ST) und einem saisonalen thermischen Energiespeicher (STES)	19
3.4	Schematische Darstellung eines um eine Kompressionswärmepumpe (WP) erweiterten Basis-Solarthermie-Konzepts	20
3.5	Schematische Darstellung eines Solarthermie-Konzepts mit Wärmepumpe und Kurzzeitspeicher	21
3.6	Eine solarthermische Anlage liefert Wärme an eine Wärmepumpe zur Effizienzsteigerung	21
3.7	Konzeptionelle Darstellung zweier Ansätze zur Steigerung der Speicherkapazität durch Verwendung einer Wärmepumpe	22
3.8	Schematische Darstellung eines Photovoltaik basierten Konzepts zur Wärmebereitstellung	23
4.1	Darstellung der Temperatur und des Wirkungsgrads einzelner Vakuumröhrenkollektoren mit zunehmender Kollektoranzahl	28
4.2	Vergleich des Gesamt-Wirkungsgrads mit zunehmender Kollektoranzahl in Reihe	29
4.3	Wärmeschaltbild des in Thermal Engineering Systems in Python (TESPy) modellierten Gas- und Dampfkraftwerks mit einer einfachen Entnahmeschaltung	30
4.4	Konzeptionelle Darstellung zweier Ansätze zur Steigerung der Speicherkapazität durch Verwendung einer Wärmepumpe	32
4.5	Kennfeld der modellierten Wärmepumpe	33
4.6	Darstellung des feuerungstechnischen Wirkungsgrads über der Rauchgas-temperatur	34
5.1	Grundsätzlicher struktureller Aufbau der Betriebsoptimierung	37
5.2	Schaltlogik eines einfachen Energiesystems in Solph	38
5.3	Darstellung des Verlaufs der Heizlast des untersuchten Wärmenetzes für das Jahr 2016	41
5.4	Schematische Darstellung des in Solph implementierten Referenzsystems	46
5.5	Schematische Darstellung des in Solph implementierten Solarthermie 1-Konzepts	49

5.6	Schematische Darstellung des in Solph implementierten Solarthermie 2-Konzepts . . . . .	50
5.7	Schematische Darstellung des in Solph modellierten Photovoltaik-Konzepts	52
5.8	Jahresdauerlinien des Referenzsystems . . . . .	54
5.9	Übersicht über die Kapitalwerte der Solarthermie Konzepte . . . . .	55
5.10	Darstellung aller Kapitalwerte innerhalb des Photovoltaik-Szenarios . . . .	56
5.11	Gegenüberstellung der Erlöse und Kapitalwerte der wirtschaftlichsten Szenarien . . . . .	58
5.12	Jahresdauerlinien des Solarthermie 1-Konzepts . . . . .	59
5.13	Ladezustand des saisonalen Wärmespeichers innerhalb des Solarthermie 1-Konzepts . . . . .	60
5.14	Darstellung der solaren Wärme über Speicherbeladung und Strompreis für das ST1-Konzept . . . . .	60
5.15	Verhalten der Anlagen des ST1-Konzepts ohne den Ertrag aus der Solarthermie-Anlage . . . . .	62
5.16	Jahresdauerlinie Solarthermie 2 . . . . .	63
5.17	Illustration der solaren Wärme über Speicherbeladung und Strompreis für das ST2-Konzept . . . . .	64
5.18	Vergleich des saisonalen Speicherverhaltens mit und ohne Kurzzeitspeicher	66
5.19	Jahresdauerlinien Photovoltaik . . . . .	67
5.20	Illustration des PV- und Wärmepumpen-Ertrags über dem Strompreis . . .	68
A.1	Darstellung des Ladezustands des saisonalen Wärmespeichers innerhalb des Photovoltaik-Konzepts . . . . .	82

# Tabellenverzeichnis

3.1	Übersicht über typische Verlustkoeffizienten $\alpha_1$ , $\alpha_2$ und $\eta_{K,0}$ gängiger Kollektortypen aus [41] . . . . .	18
3.2	Gegenüberstellung der spezifischen Investitionskosten zwischen Photovoltaik und Solarthermie für Anlagen $> 100.000\text{m}^2$ . . . . .	24
4.1	Parameter der verwendeten Vakuumröhren- und Flachkollektoren . . . . .	27
4.2	Notwendige Eckdaten zur Verwendung der GenericCHP-Komponente . . . . .	30
4.3	Auslegungsparameter des Gas- und Dampfkraftwerks . . . . .	31
4.4	Auslegungsparameter der Wärmepumpe . . . . .	32
4.5	Wirkungsgrade für Wärmespeicher, Elektrodenheizkessel, Spitzenlastkessel und Photovoltaik . . . . .	34
5.1	Übersicht über die wichtigsten Eingangs- und Randparameter der Einsatzoptimierungen . . . . .	45
5.2	Übersicht über flächenspezifische Daten der Solarthermie-Anlage . . . . .	49
5.3	Übersicht über kapazitätspezifische Daten des saisonalen thermischen Energiespeichers . . . . .	50
5.4	Übersicht über flächenspezifische Daten des Photovoltaik-Konzepts . . . . .	52
5.5	Übersicht über die Ergebnisse der Einflussanalyse des Solarthermie 1-Konzepts . . . . .	62
5.6	Übersicht über die Ergebnisse der Einflussanalyse des Solarthermie 2-Konzepts . . . . .	66
5.7	Übersicht über die Ergebnisse aller Einflussanalysen . . . . .	69



# Abkürzungsverzeichnis

<b>4GDH</b>	4th Generation District Heating
<b>DH</b>	District Heating
<b>EGIX</b>	European Gas Index
<b>EHK</b>	Elektrodenheizkessel
<b>GuD</b>	Gas- und Dampfkraftwerk
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LCOH</b>	Levelized Cost of Heat
<b>LP</b>	Linear Programming
<b>MILP</b>	Mixed-Integer Linear Programming
<b>P2H</b>	Power to Heat
<b>PEGAS</b>	Pan-European Gas Trading Platform
<b>PR</b>	Performance Ratio
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>SF</b>	Solar Fraction
<b>SLK</b>	Spitzenlastkessel
<b>STES</b>	saisonale thermische Energiespeicher
<b>STTES</b>	Kurzzeit thermischer Energiespeicher
<b>TES</b>	Thermische Energiespeicher
<b>TESPy</b>	Thermal Engineering Systems in Python
<b>WP</b>	Wärmepumpe
<b>oemof</b>	Open Energy Modelling Framework



# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Um die Energiewende bewältigen und das von der Bundesregierung angestrebte Ziel der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis zum Jahr 2050 [11] erreichen zu können, muss - neben der Stromversorgung - der Anteil regenerativer Energien in der Wärmeversorgung erhöht werden. Der Einsatz solarthermischer Anlagen in Nah- und Fernwärme stellt eine Möglichkeit dar, eine seit Jahren etablierte, einfache und ausgereifte Technik einzusetzen. Konzepte einer 4. Generation von Wärmenetzen betonen die Bedeutung solarthermischer Anlagen in Kombination mit saisonalen Wärmespeichern in der künftigen Wärmeversorgung [30].

Entgegen der Erwartung, dass Länder wie Italien, Portugal oder Spanien verstärkt Solarthermie einsetzen - Regionen mit einem erheblichen Dargebot an solarer Einstrahlung - ist Dänemark das weltweit führende Land im Bereich der solaren Wärmeversorgung. In Dänemark sind seit dem Jahr 1988 insgesamt 109 Solarthermie-Anlagen mit einer Größe jenseits der 1000 m<sup>2</sup> in Betrieb genommen worden. Die größte Anlage weltweit wurde 2016 in Silkeborg gebaut - die Fläche beträgt 156.694 m<sup>2</sup>. Demgegenüber stehen 18 deutsche Anlagen - die GröÙte mit einer Fläche von 8.300 m<sup>2</sup>. [46]

Der Vergleich mit Dänemark zeigt, dass die Solarthermie in einem Land mit ähnlichen Umweltbedingungen wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von Solarthermie in der norddeutschen Wärmeversorgung. Insbesondere soll untersucht werden, ob der Einsatz solarthermischer Anlagen in einem durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) dominiertem Wärmesystem - in Deutschland üblich - wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Darüber hinaus soll untersucht werden, welchen Einfluss die Solarthermie auf den Betrieb eines solchen Systems hat.

## 1.2 Methodik

Um die Frage nach der Wirtschaftlichkeit solarthermischer Anlagen beantworten zu können, werden im Rahmen dieser Arbeit Modelle von Wärmeversorgungssystemen einer Einsatzoptimierung mittels linearer Programmierung unterzogen. Nach einer kurzen Zusammenfassung des aktuellen Stands der Wissenschaft, der den Leser in die Lage versetzen soll diese Arbeit in einen größeren Kontext einzuordnen, werden in dem folgenden Abschnitt zunächst die allgemein notwendigen Grundlagen zum Verständnis der Arbeit erläutert. Diese beinhalten die Definition von Wirkungsgraden, die zur Abbildung der verwendeten Technologien verwendet werden, eine Übersicht der genutzten Methoden zur wirtschaftlichen Bewertung und eine Erläuterung des eingesetzten Optimierungsverfahrens.

Aufgrund der besonderen Stellung, die Solarthermie in dieser Arbeit einnimmt, ist das

daran anschließende Kapitel allein den Grundlagen der solarthermischen Wärmebereitstellung gewidmet. Es wird vor allem darauf eingegangen, wie der Ertrag solarthermischer Anlagen über die gemessene Sonneneinstrahlung bestimmt werden kann. Außerdem werden unterschiedliche Konzepte der solarthermischen Wärmebereitstellung vorgestellt, von denen drei für detaillierte Untersuchungen ausgewählt werden. Auf eine genaue Beschreibung der Funktionsweise und Besonderheiten einzelner solarthermischer Kollektoren ist verzichtet worden, da diese im Rahmen dieser Arbeit nicht relevant ist.

Im darauf folgenden Kapitel wird die Modellierung der technischen Anlagen beschrieben. Dieser Abschnitt bespricht, welches Verhalten die verwendeten Technologien unter Teillast zeigen und wie diese entsprechend zur Einbindung in die Einsatzoptimierung zu linearisieren sind. Bei der Solarthermie wird an dieser Stelle untersucht, wie sich das Betriebsverhalten mehrerer Kollektoren von dem Verhalten eines einzelnen unterscheidet, um zu entscheiden, wie der Solarthermie-Ertrag in der Optimierung behandelt werden soll.

Bevor die Arbeit in einer Diskussion der erzielten Ergebnisse und einem Ausblick auf weiterführende Arbeiten schließt, wird in Kapitel 5 die techno-ökonomische Optimierung dargelegt. Es wird dargestellt, welche Simulationssoftware zur Optimierung eingesetzt wurde und wie die zu untersuchenden Energiesysteme in dieser Software abgebildet worden sind. Darüber hinaus werden alle Randparameter (Wetterdaten, Preiszeitreihen, etc.) besprochen, die im Rahmen dieser Arbeit verwendet wurden. Außerdem werden in diesem Kapitel für alle Energiesysteme die Ergebnisse der Optimierung dargestellt.

## 1.3 Stand der Wissenschaft

Im Jahr 2014 ist von Lund et al. [30] ein Konzept für eine 4. Generation von Wärmenetzen (4th Generation District Heating (4GDH)) definiert worden. Darin wird hervorgehoben, dass zukünftige Wärmenetze einige Bedingungen erfüllen müssen, um nachhaltige Energiesysteme realisieren zu können. Einer von fünf genannten Kernpunkten ist die Möglichkeit erneuerbare Energien, wie beispielsweise Solar- oder Geothermie, integrieren zu können.

Aufgrund des nicht übereinstimmenden Bedarfs an Wärme und dem solaren Dargebot, welches hauptsächlich im Sommer vorliegt, ist die Verwendungen saisonaler Speicher zu empfehlen. Dies ist von Carpaneto et al. [13] in ihrer Arbeit über die Integration von Solarthermie in ein kleines norditalienisches Wärmenetz hervorgehoben worden.

Zunächst ist Einbringung von solarthermischer Wärme primär für relativ kleine Wärmenetze untersucht worden [13, 36, 25]. Eine Arbeit, die den Einsatz von Solarthermie für ein etwas größeres, aber mit maximal 16 MW Heizlast immer noch relativ kleines Wärmenetz untersucht, ist von Winterscheid et al. [58] angefertigt worden. Hierin ist die Einbringung einer solarthermischen Anlage und eines Wärmespeichers in ein durch KWK versorgtes Wärmenetz untersucht worden. Dies stellt in Deutschland die dominierende Art der Wärmeversorgung dar [58]. In einem durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsvorhaben zu Solar-KWK-Systemen sind verschiedene Modelle unter variierenden Randbedingungen simuliert worden. Es wurde gezeigt, dass Solarthermie ohne wirtschaftliche Verluste in die Wärmeversorgung eingebracht werden kann [8]. Gleichzeitig lässt der Bericht jedoch offen, welchen Beitrag Solar-KWK-Systeme zukünftig in der Wärmeversorgung leisten werden.



Eine interessante Alternative zur herkömmlichen Solarthermie stellt eine Kombination aus Photovoltaik (PV) und Power to Heat (P2H), vorzugsweise Wärmepumpen, dar. Diese Variante der Einbringung von Sonnenenergie in die Wärmeversorgung ist jüngst von Gravelins et al. [20] untersucht worden. Sie haben gezeigt, dass in dem modellierten Energiesystem 47% des gewonnen PV-Stroms zum Betrieb der Wärmepumpe genutzt werden und somit die Flexibilität der PV-Anlage vergrößert wird. Fallende PV-Preise, die in den kommenden Jahren erwartet werden [55], machen dieses Konzept für zukünftige Untersuchungen interessant.

Dieser kurze Überblick über den Stand der Wissenschaft zur Einbringung von Solarthermie in die Wärmeversorgung zeigt, dass in diesem Bereich einige Forschungsvorhaben durchgeführt wurden. Diese bezogen sich jedoch überwiegend auf relativ kleine Wärmenetze. Die Integration von Solarthermie in einem KWK basierten System - wie sie in Deutschland typisch sind - ist in Ansätzen untersucht worden, die Wirtschaftlichkeit solcher Solar-KWK-Systemen in einer künftigen Energieversorgung ist weiter zu untersuchen.

Diese Arbeit beschränkt sich, vor allem aufgrund der zeitlichen Begrenzung, auf die Einbringung von Solarthermie in ein größeres Wärmenetz mit einer Heizlast von maximal ca. 190 MW und untersucht, wie wirtschaftlich solche Anlagen sind. Der Aspekt der Wirtschaftlichkeit unter variierenden Randbedingungen wird nicht weiter betrachtet.



## 2 Allgemeine Grundlagen

### 2.1 Bewertung verwendeter Erzeugungsanlagen

Dieser Abschnitt stellt potentielle Technologien vor, die in einem solarthermisch gestützten Wärmeversorgungssystem zum Einsatz kommen können. Da das Ziel dieser Arbeit die Bewertung eines solchen Systems ist, wird an dieser Stelle auf eine ausführliche Beschreibung jeder einzelnen Technologie verzichtet. Die entsprechenden Unterabschnitte stellen die technologie-spezifischen Besonderheiten kurz dar und zeigen eine mögliche technische Bewertung in Form von Wirkungsgraden.

#### 2.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gekoppelte Erzeugung elektrischer Energie und Wärme zu verstehen. Somit stellt die KWK eine Möglichkeit zur Sektorkopplung zwischen elektrischer Energie und Wärme dar. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken wird in Heizkraftwerken die Abwärme auf einem höheren, zu Heizzwecken nutzbaren, Temperaturniveau abgegeben. Insgesamt steigt dadurch die Brennstoffausnutzung des Kraftwerks. Um KWK-Anlagen bewerten zu können werden folgende Kennzahlen verwendet [3]:

1. Die **Heizausbeute**  $\alpha$  setzt den abgegebenen Heizwärmestrom  $\dot{Q}_{H,KWK}$  mit der zugeführten Energie ausgedrückt durch den Brennstoffmassenstrom  $\dot{m}_{Br}$  und den Heizwert  $H_i$  ins Verhältnis

$$\alpha = \frac{|\dot{Q}_{H,KWK}|}{\dot{m}_{Br}H_i} \quad (2.1)$$

2. Die **Stromausbeute**  $\beta$  vergleicht entsprechend die abgegebene elektrische Leistung  $P_{KWK}$  mit der zugeführten Energie

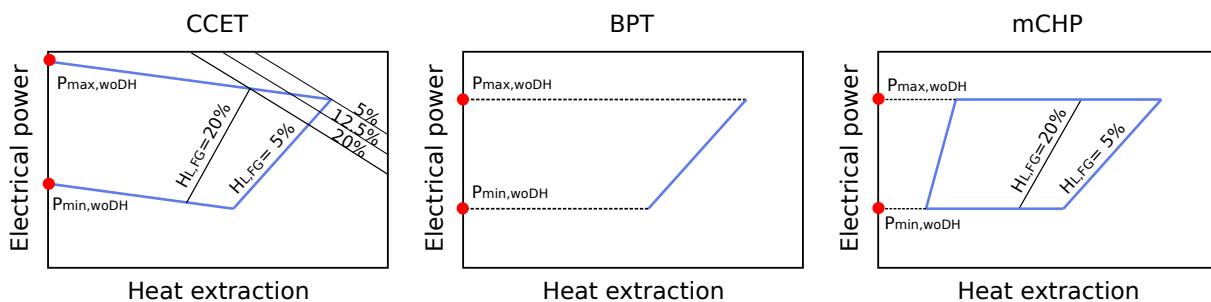
$$\beta = \frac{|P_{KWK}|}{\dot{m}_{Br}H_i} \quad (2.2)$$

3. Der **Gesamtnutzungsfaktor**  $\omega$  einer KWK-Anlage ergibt sich nun aus der Summe der Strom- und Heizausbeute

$$\omega = \alpha + \beta = \frac{|\dot{Q}_{H,KWK}| + |P_{KWK}|}{\dot{m}_{Br}H_i} \quad (2.3)$$

Das Betriebsverhalten von KWK-Anlagen kann über das sogenannte PQ-Diagramm beschrieben werden, welches sich je nach verwendeter Technologie unterscheidet. Abbildung

2.1 zeigt beispielhaft die PQ-Diagramme drei unterschiedlicher Technologien. Die Schnittpunkte an der Ordinate stellen die maximal und minimal mögliche elektrische Leistung ohne Wärmeauskopplung dar. Bei der Entnahmeturbine (CCET) sorgt eine Erhöhung der ausgekoppelten Wärme zu einer Reduzierung der elektrischen Leistung, da weniger Dampf in den Endstufen der Turbine zur Verfügung steht. Dies ist beim motorischen Blockheizkraftwerk (mCHP) nicht der Fall. Bei Gegendruckturbinen (BPT) ist die elektrische Leistung fest mit der Wärmeauskopplung verbunden. Für jeden Lastpunkt kann nur eine Kombination aus elektrischer Leistung und Wärmestrom abgegeben werden. Das Gegendruckkraftwerk verfügt also über einen einzigen Freiheitsgrad. Das PQ-Diagramm reduziert sich zu einer einfachen Linie.



**Abbildung 2.1:** Schematische Darstellung der PQ-Diagramme verschiedener KWK-Anlagen. Von links: Ein Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) mit Entnahmeschaltung (combined cycle extraction turbines - CCET), einer Gegendruckturbine (back pressure turbine - BPT) und eines motorischen Blockheizkraftwerks (motoric combined heat and power - mCHP) übernommen aus [34]

### 2.1.2 Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher (TES) bieten die Möglichkeit der zeitlichen Entkopplung der Wärmebereitstellung und des Bedarfs. Sie werden in drei verschiedenen Arten ausgeführt. Dies sind sensible Wärmespeicher, die eine fühlbare Änderung der Temperatur zur Wärmespeicherung nutzen, latent Wärmespeicher, bei denen zusätzlich die Energie des Phasenwechsels genutzt wird und schließlich thermochemische Wärmespeicher, die chemische Reaktionen zur Wärmespeicherung verwenden. Am besten erforscht und am kostengünstigsten sind die sensiblen Wärmespeicher, weshalb diese Speicher in der Wärmeversorgung vorzugsweise eingesetzt werden. [53]

Es gibt zwei mögliche Einsatzzwecke:

**Saisonale Wärmespeicher** Speicherung thermischer Energie über mehrere Monate

**Kurzzeitspeicher** Speicherung thermischer Energie über mehrere Stunden oder Tage.

Bei solarthermisch gestützten Wärmeversorgungsnetzen wird ein saisonale thermische Energiespeicher (STES) im Sommer geladen, da das Angebot von Solarenergie zu dieser Zeit besonders hoch ist. Im Winter wird diese Energie genutzt, wodurch sich die Solar Fraction (SF) des Systems erhöht. Kurzzeitspeicher können in Kombination mit P2H hingegen kurzzeitige Strompreisschwankungen ausnutzen.

Zur Bewertung thermischer Energiespeicher wird der Speicherwirkungsgrad  $\eta_{sp}$  verwendet, der sich aus dem Quotienten der abgegebenen Wärme  $Q_{ab,sp}$  und der zugeführten Wärme  $Q_{zu,sp}$  bildet.

$$\eta_{sp} = \frac{Q_{ab,sp}}{Q_{zu,sp}} \quad (2.4)$$

Die Kapazität eines sensiblen Wärmespeichers hängt von der Gesamtmasse des Speichermediums  $m$ , der spezifischen Wärmekapazität  $c_p$  und der Temperaturdifferenz  $\Delta T$  zwischen maximaler und minimaler Temperatur ab:

$$Q_{sp} = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (2.5)$$

Nach Carpaneto et al. [13] wird der Einsatz solarthermischer Anlagen wirtschaftlich erst interessant, wenn saisonale Wärmespeicher eingesetzt werden.

### 2.1.3 Elektrodenheizkessel

Der Elektrodenheizkessel (EHK) ist eine mögliche Art der P2H. Elektrische Energie wird direkt in Wärme umgesetzt, was theoretisch vollständig möglich ist. Zur Bewertung einer P2H-Anlage, wie dem Elektrodenheizkessel oder der Wärmepumpe aus Kapitel 2.1.5, ist die Definition der Systemgrenzen entscheidend, da die benötigte elektrische Energie aus einer anderen Quelle bezogen wird, welche ihrerseits Primärenergie mit einem entsprechenden Wirkungsgrad umwandelt. Baehr und Kabelac [7] haben den Wirkungsgrad entsprechend genau formuliert. Sofern die Systemgrenze jedoch ausschließlich um die entsprechende Anlage gezogen wird, kann der Wirkungsgrad über das Verhältnis der zugeführten elektrischen Leistung  $P_{zu,ehk}$  und dem abgegebenen Wärmestrom  $\dot{Q}_{ab,ehk}$  beschrieben werden. Dies wird in Gleichung 2.6 dargestellt.

$$\eta_{ehk} = \frac{|\dot{Q}_{ab,ehk}|}{P_{zu,ehk}} \quad (2.6)$$

Diese Beschreibung ist im Rahmen dieser Arbeit als ausreichend anzusehen.

### 2.1.4 Spitzenlastkessel

Spitzenlastkessel (SLK) werden typischer Weise eingesetzt, um Bedarfsspitzen in der Wärmeversorgung zu decken. Der verwendete Brennstoff wird ausschließlich zur Wärmebereitstellung genutzt. Der Wirkungsgrad des SLK bildet sich aus dem Quotienten des abgegebenen Wärmestroms und dem zugeführten Brennstoffmassenstrom und dem entsprechenden Heizwert. Dies wird in Gleichung 2.7 veranschaulicht.

$$\eta_{slk} = \frac{|\dot{Q}_{ab,slk}|}{\dot{m}_{Br} H_i} \quad (2.7)$$

### 2.1.5 Kompressionswärmepumpe

Allgemein können Wärmepumpen in drei Kategorien eingeteilt werden - die sich stark voneinander unterscheiden. Auf Absorptions- und Adsorptionswärmepumpen wird in dieser

Arbeit jedoch nicht weiter eingegangen, da Kompressionswärmepumpen die Möglichkeit bieten, elektrische Energie zur Wärmebereitstellung zu nutzen und somit zur Sektorkopplung zwischen der Wärme- und Stromversorgung beitragen.

Die Effizienz einer Wärmepumpe kann nicht, wie bei anderen Technologien, über einen gewöhnlichen Wirkungsgrad beschrieben werden. Im Fall der Wärmepumpe würde die herkömmliche Beschreibung des Wirkungsgrads zu einem Wert über 100% führen, was aus Sicht der Thermodynamik als unsinnig zu bewerten ist. Aus diesem Grund ist die sogenannte Leistungszahl  $\varepsilon_{WP}$  zur Bewertung von Wärmepumpen eingeführt worden. Diese ist in Gleichung 2.8 dargestellt und bildet sich über den abgegebenen Wärmestrom  $\dot{Q}_{WP,ab}$  und die hinzugefügte elektrische Leistung  $P_{WP}$  [7].

$$\varepsilon_{WP} = \frac{|\dot{Q}_{WP,ab}|}{P_{WP}} \quad (2.8)$$

Über den Gütegrad  $\eta_{WP}$  der Wärmepumpe und die Carnot-Leistungszahl  $\varepsilon_{WPC}$  lässt sich die Leistungszahl in Abhängigkeit der Temperatur der Wärmezufuhr  $T_{zu}$  und Wärmeabfuhr  $T_{ab}$  darstellen [24]. Dies ist entsprechend in Gleichung 2.9 dargestellt.

$$\varepsilon_{WP} = \varepsilon_{WPC} \cdot \eta_{WP} = \frac{T_{ab}}{T_{ab} - T_{zu}} \cdot \eta_{WP} \quad (2.9)$$

### 2.1.6 Photovoltaik

Unter PV ist die direkte Umwandlung von Sonnenstrahlung in elektrischen Strom zu verstehen. Der von PV-Modulen bereitgestellte Gleichstrom wird über Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt und dem elektrischen Netz zugeführt [57]. Die Photovoltaik kann in Kombination mit P2H ebenfalls als eine Form der Solarthermie betrachtet werden, da der gewonnene elektrische Strom umgehend in Wärme umgewandelt werden kann. Ein Vorteil dieser Art der Wärmebereitstellung ist die Tatsache, dass es möglich ist sich je nach Bedarf und Kostensituation gegen die Umwandlung in Wärme zu entscheiden und den Strom direkt zu vermarkten.

Aufgrund der Tatsache, dass der PV-Wirkungsgrad von vielen Faktoren, wie der Einstrahlung, Umgebungstemperatur und den Windverhältnissen abhängt, wird zum Vergleich netzgekoppelter PV-Anlagen häufig der sogenannte Performance Ratio (PR) verwendet. Dieser gibt das Verhältnis des realen Modulertrags  $E_{PV,real}$  und des Ertrags bei Modul-Nennwirkungsgrad unter idealen Bedingungen an  $E_{PV,ideal}$  - dargestellt in Gleichung 2.10. In Deutschland liegt der PR typischerweise zwischen 80 und 90%. [59]

$$PR = \frac{E_{PV,real}}{E_{PV,ideal}} \quad (2.10)$$

Die elektrische Leistung  $P_{PV}$  eines PV-Moduls kann über Gleichung 2.11 beschrieben werden, in der die Einstrahlung auf die geneigte Ebene  $E_{G,gen}$  (vgl. Kapitel 3.1) mit dem Performance Ratio  $PR$ , dem Modulwirkungsgrad  $\eta_{PV}$  und Wechselrichterswirkungsgrad  $\eta_{WR}$  multipliziert wird.

$$P_{PV} = E_{G,gen} \cdot PR \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{WR} \quad (2.11)$$

## 2.2 Wirtschaftliche Bewertung

Dieser Abschnitt wird die verwendeten Ansätze zur wirtschaftlichen Bewertung der Energiesysteme besprechen. Dabei wird zunächst die Kapitalwertmethode vorgestellt, die genutzt worden ist, um die Systeme untereinander zu vergleichen - anschließend wird vorgestellt, wie die Wärmegestehungskosten berechnet werden. Abschließen wird dieser Abschnitt mit einer Beschreibung der verwendeten Kostendegression bei variierender Anlagendimensionierungen.

### 2.2.1 Investitionsrechnung nach Kapitalwertmethode

Für Unternehmen gibt es verschiedene Investitionsmöglichkeiten. Dies können beispielsweise Investitionen in technische Anlagen, Gebäude oder Projekte sein. Darüber hinaus verfolgt jede Investition das Ziel der langfristigen Gewinnmaximierung. Oft stehen mehrere Optionen für eine Investition gleichzeitig zur Verfügung. Dies können bei technischen Anlagen beispielsweise verschiedene Konzepte oder Angebote verschiedener Hersteller sein.

Es ist die Aufgabe der Investitionsrechnung, alle Optionen finanzmathematisch zu vergleichen und eine Aussage darüber zu treffen, welche Investition die wirtschaftlich günstigste ist. Hierzu stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, die der Vollständigkeit halber in folgender Übersicht zusammengestellt sind [9]. Anschließend werden kurz die entsprechenden Vor- und Nachteile besprochen, um die Methodenwahl dieser Arbeit zu begründen:

1. statische Verfahren
  - Kostenvergleichsrechnung
  - Gewinnvergleichsrechnung
  - Amortisationsvergleichsrechnung
2. dynamische Verfahren
  - Kapitalwertmethode
  - interne Zinssatzmethode
  - Annuitätenmethode

Bei statischen Verfahren werden die Zahlungen, im Gegensatz zu den dynamischen Verfahren, nicht diskontiert, weshalb sie für Investitionen mit langen Laufzeiten ungeeignet sind. Die Kapitalwertmethode ist die grundlegende und einfachste Methode der dynamischen Verfahren. Sie ist jedoch nicht auf Investitionen mit unterschiedlichen Laufzeiten anwendbar. Die Annuitätenmethode ist entsprechend komplexer, ist jedoch für Investitionen mit unterschiedlicher Laufzeit geeignet. Die interne Zinssatzmethode ist nicht auf Kosteninvestitionen anwendbar. [9]

Aufgrund ihrer Einfachheit und der Tatsache, dass allen untersuchten Konzepten und technischen Optionen im Rahmen dieser Arbeit die selbe Laufzeit unterstellt wird, ist die Kapitalwertmethode verwendet worden. Bei diesem Verfahren wird der Kapitalwert einer Investition zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme  $K_0$  bestimmt, in dem die Summe

der Barwerte aller Einnahmen  $E_t$  und Ausgaben  $A_t$  des jeweiligen Jahres mit der Investitionsausgabe  $I_0$  verrechnet werden. Nach Konstantin [29] kann der Kapitalwert einer Investition über Gleichung 2.12 bestimmt werden.

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t - A_t}{q^t} \quad (2.12)$$

Sofern der Einnahmeüberschuss konstant ist, vereinfacht sich Gleichung 2.12 zu:

$$K_0 = -I_0 + (E - A) \cdot \frac{q^n - 1}{q^n(q - 1)} \quad (2.13)$$

hierin ist:

- $K_0$ : Kapitalwert zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme
- $I_0$ : Investitionsausgaben inklusive Bauzinsen
- $E_t$ : erwartete Einnahmen am Ende des Jahres  $t$
- $A_t$ : Ausgaben am Ende des Jahres  $t$
- $q$ : Abzinsungsfaktor - über Zinssatz  $i \Rightarrow q = (1 + i)$
- $n$ : Laufzeit der Investition

Der Kapitalwert kann nach Bösch [9] folgendermaßen interpretiert werden:

$K_0 < 0$ : Die Investitionsausgaben und Ausgaben während der Laufzeit sind größer als die erwirtschafteten Einnahmen. Die Investition ist nicht wirtschaftlich.

$K_0 = 0$ : Das von der Investition erwirtschaftete Kapital reicht gerade aus, um die Investitionsausgaben und die Ausgaben während der Laufzeit zu decken. Dies sollte eine Investition mindestens erfüllen.

$K_0 > 0$ : Die Investition generiert einen Einzahlungsüberschuss, der größer ist als die ursprünglichen Investitionskosten und Ausgaben während des Betriebes

Demzufolge ist stets die Investition zu tätigen, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beim Vergleich mit einem Referenzsystem, dessen Effizienz durch eine Maßnahme gesteigert werden soll, ist die Differenz der Einnahmen zwischen dem untersuchten System und dem Referenzsystem zu bilden. Diese Differenz-Einnahmen können dann zur Berechnung des Kapitalwerts verwendet werden.

## 2.2.2 Wärmegestehungskosten

In der Energietechnik ist es gängig, neben den Kapitalwerten für Investitionen auch die Kosten für die erzeugte Energie zu vergleichen. Die Wärmegestehungskosten  $c_H$  (Levelized Cost of Heat (LCOH)) werden analog zu der Formulierung für die Stromgestehungskosten aus Konstantin [29] bestimmt. Hierbei wird der Quotient der Barwerte aller Ausgaben  $A$  sowie der Investitionskosten  $I_0$  und aller Barwerte der Wärmeproduktion  $Q_{th}$  gebildet. Dieser Zusammenhang wird in Gleichung 2.14 und 2.15 dargestellt.



$$\sum_{t=1}^{t=n} c_H \cdot \frac{Q_{th}}{q^t} = I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{q^t} \quad (2.14)$$

$$c_H = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{q^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{Q_{th}}{q^t}} \quad (2.15)$$

Sind die jährlichen Ausgaben und die bereitgestellte Wärme über den Betrachtungszeitraum konstant, vereinfacht sich Gleichung 2.16 zu:

$$c_H = \frac{I_0 \frac{q^n(q-1)}{q^n-1} + A}{Q_{th}} \quad (2.16)$$

Bei Systemen, die zusätzlich zur Wärme ebenfalls elektrische Energie bereitstellen, ist darauf zu achten, dass die Erlöse aus der Vermarktung der elektrischen Energie von den Ausgaben abgezogen werden.

### 2.2.3 Kostendegression

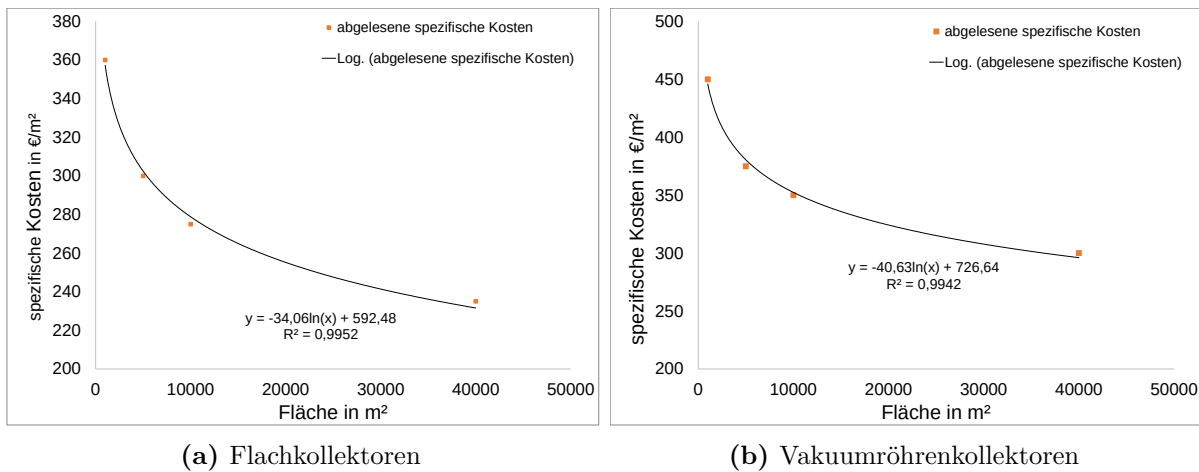
Im Rahmen dieser Arbeit werden die Betriebsergebnisse verschieden großer solarthermischer Anlagen und saisonaler Speicher miteinander verglichen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Kosten verschiedener Anlagengrößen nicht proportional skalieren. Beim saisonalen Speicher ist dies durch die Tatsache zu begründen, dass die Kosten des Speichers durch die Hülle gegeben sind und somit quadratisch verlaufen, während die Speicherkapazität vom Volumen des Speichers abhängt und somit kubisch verläuft. Bei den solarthermischen Kollektoren und den PV-Modulen ist die Kostendegression durch Verteilung der fixen Kosten auf unterschiedliche Stückzahlen zu begründen.

Die Kostendegression der Wärmespeicher wird in dieser Arbeit über Gleichung 2.17 beschrieben [16]. Hierin werden die gesuchten Kosten des Speichers  $C_{sp}$  über die Kosten einer Referenzanlage  $C_{sp,ref}$  dem Verhältnis der Speicherkapazität  $Q$  zu  $Q_{ref}$  und einem Korrekturfaktor  $K$  berechnet. Der Korrekturfaktor ist für alle Anlagen gleich gewählt worden und wurde auf den Wert  $K = 0,6$  gesetzt.

$$C_{sp} = C_{sp,ref} \cdot \left( \frac{Q}{Q_{ref}} \right)^K \quad (2.17)$$

Für die Kosten und entsprechende Kostendegression solarthermischer Anlagen haben Pehnt et al. [38] eine Grafik gezeigt, die die Kosten pro Quadratmeter bis zu einer Anlagengröße von 40000 m<sup>2</sup> angegeben hat. Es sind vier unterschiedliche Anlagengrößen und die dazugehörigen spezifischen Kosten ausgelesen worden, um über Excel eine Trendlinienfunktion zu generieren, mit der die Kosten für größere, in dieser Arbeit Verwendung findende, Anlagen zu extrapolieren. Danach ergeben sich für Flachkollektoren Kosten  $C_{flach}$  [€/m<sup>2</sup>], die nach Gleichung 2.18 beschrieben werden können, worin  $x$  die Kollektorfläche in m<sup>2</sup> angibt.

$$C_{flach} = -34,06 \ln x + 592,48 \quad (2.18)$$



**Abbildung 2.2:** Darstellung der spezifischen Kosten für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren bei variierender Anlagengröße für vier ausgewählte Anlagengrößen nach Pehnt et al. [38] sowie die Darstellung der daraus ermittelten logarithmischen Trendlinie

Analog beschreibt Gleichung 2.19 die Kosten von Vakuumröhrenkollektoren.

$$C_{\text{vakuum}} = -40,63 \ln x + 726,64 \quad (2.19)$$

In Abbildung 2.2 werden die entsprechenden Trendlinien für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren sowie die abgelesenen Daten aus [38] dargestellt. Im Gegensatz zu den solarthermischen Anlagen konnte bei der Photovoltaik keine Quelle gefunden werden, bei der die Anlagengröße in den Kosten berücksichtigt wird. Aus diesem Grund wird bei PV-Anlagen ebenfalls auf die Beschreibung der Kostendegression nach Gleichung 2.17 zurückgegriffen.

## 2.3 Optimierungsverfahren

Ein stetig steigender Anteil volatiler erneuerbarer Energien an der Energieversorgung macht die Vorhersage zu erwartender Erlöse eines Energiesystems zunehmend schwierig. Betriebs- und Einsatzoptimierungen bieten eine Möglichkeit, um einen ökonomisch oder ökologisch optimalen Einsatz des Energiesystems vorherzusagen. So können Aussagen über die Wirtschaftlichkeit geplanter Anlagen getroffen und verschiedene Investitionsmöglichkeiten miteinander verglichen werden.

In der Energietechnik haben sich lineare und gemischt-ganzzahlige Optimierungsverfahren durchgesetzt, da bei der Optimierung von Energiesystemen häufig ein ganzes Jahr als betrachteter Zeitraum verwendet wird und lange Zeitreihen zu einem überproportional steigenden Rechenaufwand führen. Lineare Probleme sind schneller zu lösen als dynamische und liefern hinreichend genaue Ergebnisse. Somit stellt die lineare Optimierung einen guten Kompromiss zwischen Rechenaufwand und Genauigkeit dar. [18]

Obwohl im Rahmen dieser Arbeit die Software *Solph* genutzt worden ist (vgl. Kapitel 5.1), welche über die Verschaltung von vorgefertigten Komponenten automatisch die mathematische Beschreibung des Problems übernimmt, sollen die folgenden Abschnitte

kurz die grundsätzliche Funktionsweise und mathematische Beschreibung der linearen und gemischt-ganzzahligen Optimierung zeigen.

### 2.3.1 Lineare Optimierung

Bei der linearen Optimierung (Linear Programming (LP)) wird das Maximum oder Minimum einer linearen Funktion, der sogenannten Zielfunktion  $Z$  (objective function) gesucht. Das Überführen eines Minimierungsproblems in ein Maximierungsproblem und umgekehrt kann über die Multiplikation der Zielfunktion mit dem Faktor  $(-1)$  erreicht werden. Allgemein kann die Zielfunktion wie in Gleichung 2.20 dargestellt werden [50].

$$\mathbf{min} \ Z(x_1, x_2, \dots, x_n) = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n = \sum_{j=1}^n c_jx_j \quad (2.20)$$

Die Zielfunktion wird aus den Strukturvariablen  $x_j$  und den Strukturkonstanten  $c_j$  gebildet. Die Strukturvariablen sind im Rahmen dieser Arbeit zum Beispiel die abgegebenen und aufgenommenen Wärmeströme der entsprechenden Komponenten, wohingegen die Strukturkonstanten die spezifischen Kosten der Strukturvariablen darstellen.

Die Optimierung der Zielfunktion erfolgt unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen (Constraints). Neben den Nichtnegativitätsbedingungen, die fordern, dass die Strukturvariablen keine negativen Werte annehmen dürfen  $x_j \geq 0$ , werden Nebenbedingungen genutzt, um das Betriebsverhalten der Anlagen darzustellen. Allgemein werden die Nebenbedingungen als Linearkombination der Strukturvariablen dargestellt. In Gleichung 2.21 wird dies entsprechend veranschaulicht [54].

$$a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n \begin{cases} \geq \\ = \\ \leq \end{cases} b \quad (2.21)$$

Ungleichungen und Gleichungen können immer ineinander überführt werden. Auf diese Weise ist das System auf eine gewünschte Form zu bringen. Können nicht alle Nebenbedingungen erfüllt werden, ist das Problem nicht lösbar (infeasible). Dementsprechend ist ein LP-Problem lösbar (feasible), sofern alle Nebenbedingungen erfüllbar sind.

Das aufgestellte System aus Gleichungen und Ungleichungen kann unter Verwendung verschiedener Verfahren gelöst werden. Das wohl bekannteste Verfahren ist die Simplex-Methode, bei der ausgehend von einer Lösung  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  iterativ nach einer anderen Lösung  $(x'_1, x'_2, \dots, x'_n)$  gesucht wird, die einen geringeren Wert der Zielfunktion aufweist. Dies wird so lange wiederholt, bis kein besseres Ergebnis mehr gefunden werden kann [54].

### 2.3.2 Gemischt-ganzzahlig lineare Optimierung

Bei der gemischt-ganzzahlig linearen Optimierung (Mixed-Integer Linear Programming (MILP)) sind, im Gegensatz zur einfachen linearen Optimierung, alle oder wenigstens einige Variablen ganzzahlig bzw. diskret [27]. Dies kann bei Energiesystemen zum Beispiel für Erzeugungsanlagen der Fall sein, die entweder im ein- oder ausgeschalteten Zustand sind.

In diesem Fall würden die Variablen den Wert Eins oder Null annehmen. Die Verwendung des MILP-Verfahrens erlaubt eine genauere Abbildung des Energiesystems, ist jedoch mit einem erhöhten Rechenaufwand verbunden.

Nach Kallrath [27] können aufgrund effizienterer Verfahren und besserer Solver auch komplexe und umfangreiche MILP-Probleme in kurzer Zeit gelöst werden. Dies ist ein Grund, wieso MILP ein Standardverfahren bei der Betriebsoptimierung in der Energietechnik ist. So wurde diese Methode unter anderem von Haikarainen et al. [22], Gabrielli et al. [18] und Morvaj et al. [33] zur Untersuchung von Solarthermie in Wärmenetzen genutzt. Im Rahmen dieser Arbeit wird ebenfalls die gemischt-ganzzahlige Optimierung verwendet.

## 3 Grundlagen solarthermischer Wärmebereitstellung

In der Literatur zu regenerativen Energiesystemen wird die Wärmegewinnung durch Solarthermie ausschließlich für die häusliche Anwendung betrachtet (Quaschnig [41] und Watter [57]). Obwohl sich diese Arbeit mit dem Einsatz in Wärmenetzen beschäftigt, bleibt die Technologie unverändert. Aus diesem Grund wird auf eine Beschreibung der Funktionsweise solarthermischer Kollektoren verzichtet. Dieser Abschnitt stellt zunächst dar, wie gemessene Daten der Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Ebene umgerechnet werden können, um die Einstrahlung auf eine geneigte Ebene abzubilden. Anschließend wird der Ansatz zur Bewertung solarthermischer Anlagen dargestellt. Schließen wird dieser Abschnitt in einer Besprechung möglicher Konzepte zur solarthermischen Wärmebereitstellung.

### 3.1 Funktionsweise

Bei der Solarthermie wird das Licht der Sonne in Wärme umgewandelt. Grundlage für die Berechnung solarthermischer Anlagen ist das Stefan-Boltzmann-Gesetz (Gleichung 3.1), welches die Wärmestrahlung  $\dot{Q}$  eines Körpers beschreibt [51]. Die thermischen Verluste eines Kollektors, aber auch die abgegebene Strahlung der Sonne lassen sich über dieses Gesetz berechnen.

$$\dot{Q} = \varepsilon \cdot \sigma_s \cdot A \cdot T^4 \quad (3.1)$$

- $\dot{Q}$  : Wärmestrahlung eines Körpers
- $\varepsilon$  : Emissionsgrad des Körpers
- $\sigma_s$  : Stefan-Boltzmann-Konstante
- $A$  : Oberfläche des Körpers
- $T$  : Oberflächentemperatur des Körpers

Außerhalb der Erdatmosphäre beträgt die Wärmestrahlung der Sonne im Durchschnitt noch  $1360,8 \pm 0,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  [41]. Die Strahlung, welche schließlich die Erdoberfläche erreicht, fällt aufgrund der Atmosphäre geringer aus. Gemessen wird diese Globalstrahlung  $E_{\text{G,hor}}$  bezogen auf die horizontale Ebene [15]. Sie setzt sich aus einem direkten Anteil  $E_{\text{dir,hor}}$  und einem diffusen Teil  $E_{\text{diff,hor}}$  zusammen - dargestellt in Gleichung 3.2. Sollte bei der Messung ausschließlich die Globalstrahlung angegeben sein, kann diese über statistische Verteilungen auf den direkten und diffusen Anteil umgerechnet werden [41].

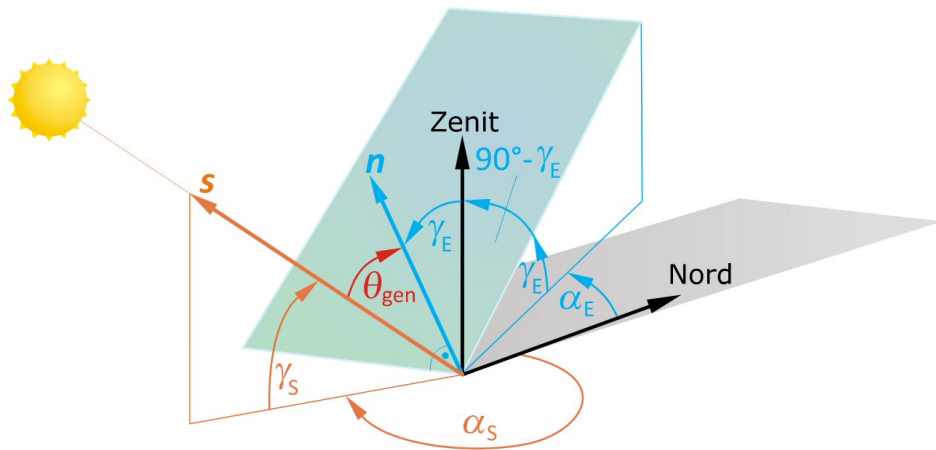
$$E_{\text{G,hor}} = E_{\text{dir,hor}} + E_{\text{diff,hor}} \quad (3.2)$$

Die Einstrahlung auf die horizontale Ebene ist für geneigte Kollektoren unter Berücksichtigung des Sonnenverlaufs umzurechnen, um realistische Ergebnisse für den Ertrag der

Kollektoren zu erhalten. Ein möglicher Ansatz ist der in der DIN 5034-2 [1] vorgeschlagenen Algorithmus zur Berechnung der Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und des Sonnenazimut  $\alpha_s$ . Dieser kann in Anhang A nachgeschlagen werden.

Der direkte Strahlungsanteil auf den Kollektor  $E_{\text{dir,gen}}$  kann nach Bestimmung der entsprechenden Winkel über die in Gleichung 3.3 beschriebene Beziehung erfolgen. In Abbildung 3.1 werden alle benötigten Winkel bei der Berechnung anschaulich dargestellt. Hierin stellt  $\Theta_{\text{gen}}$  den Einfallswinkel zwischen dem Normalenvektor der Ebene und Sonne dar -  $\gamma_s$  den Winkel zwischen der horizontalen und dem Sonnenstand.

$$E_{\text{dir,gen}} = E_{\text{dir,hor}} \cdot \frac{\cos \Theta_{\text{gen}}}{\sin \gamma_s} \quad (3.3)$$



**Abbildung 3.1:** Darstellung der Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und des Einfallswinkels  $\Theta_{\text{gen}}$  zur Berechnung der Sonneneinstrahlung auf eine geneigte Ebene aus Quaschnig [41]

Zur Bestimmung der diffusen Einstrahlung auf die geneigte Ebene  $E_{\text{diff,gen}}$  stehen verschiedene Ansätze zur Auswahl. In dieser Arbeit wird das Modell von Klucher [28] verwendet, da dieses nach Quaschnig [41] eine relativ genaue Berechnung - bei geringem Rechenaufwand - liefert. In dem Modell von Klucher stellt der Faktor  $F$  eine Hilfsgröße bei der Umrechnung dar und wird nach Gleichung 3.4 über die gemessene globale  $E_{\text{diff,hor}}$  und diffuse Strahlung  $E_{G,\text{hor}}$  auf die horizontale Ebene bestimmt.

$$F = 1 - \left( \frac{E_{\text{diff,hor}}}{E_{G,\text{hor}}} \right)^2 \quad (3.4)$$

Dieser Faktor wird schließlich in Gleichung 3.5, zusammen mit dem Aufstellwinkel der Ebene  $\gamma_e$ , dem Sonnenstandswinkel  $\gamma_s$  und Einfallswinkel  $\theta_{\text{gen}}$ , genutzt, um die diffuse Einstrahlung auf die geneigte Ebene zu berechnen.

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \frac{1 + \cos \gamma_s}{2} \cdot \left( 1 + F \cdot \sin^3 \frac{\gamma_e}{2} \right) \cdot (1 + F \cos^2 \theta_{\text{gen}} \cdot \cos^3 \gamma_s) \quad (3.5)$$

Zusätzlich zur direkten und diffusen Einstrahlung auf die geneigte Ebene kommt ein kleiner Teil durch Bodenreflexion hinzu. Dieser hängt von dem Neigungswinkel  $\gamma_e$  der

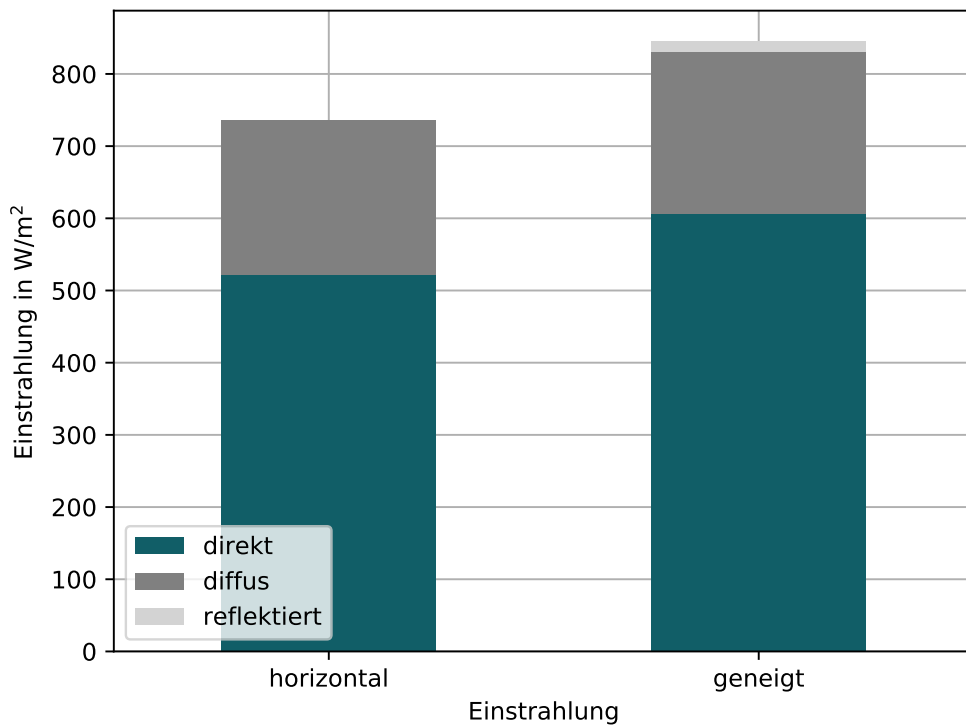
Kollektoren und dem Albedo<sup>1</sup>-Wert  $A$  des Bodens ab. Die Berechnung des reflektierten Strahlungsanteils wird in Gleichung 3.6 dargestellt.

$$E_{\text{refl,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \frac{A(1 - \cos \gamma_e)}{2} \quad (3.6)$$

Schließlich ergibt sich die gesamte Einstrahlung auf die geneigte Ebene nach Gleichung 3.7 aus der Summe des direkten, diffusen und reflektierten Anteils. Abbildung 3.2 veranschaulicht den Gewinn, der durch die Neigung der Kollektorfläche erzielt wird.

$$E_{G,\text{gen}} = E_{\text{dir,gen}} + E_{\text{diff,gen}} + E_{\text{refl,gen}} \quad (3.7)$$

Der gesamte DIN-Algorithmus zur Sonnenstandberechnung und Umrechnung der Einstrahlung auf die geneigte Ebene ist im Rahmen dieser Arbeit in ein Python-Skript geschrieben worden, welches dem beigefügten Datenträger entnommen werden kann.



**Abbildung 3.2:** Vergleich der Einstrahlung auf die horizontale und die geneigte Ebene. Die Rechnung ist beispielhaft für den 21.06.2016 um 14:00 Uhr, anhand der für diese Arbeit verwendeten Strahlungsdaten durchgeführt worden.

Die Effizienz  $\eta_K$  der Kollektoren kann nun über den Quotienten der Nutzleistung  $\dot{Q}_N$  und der Einstrahlung auf den Kollektor mit der Fläche  $A_K$  errechnet werden.

$$\eta_K = \frac{\dot{Q}_N}{E_{G,\text{gen}} \cdot A_K} \quad (3.8)$$

Eine gute Annäherung für den Kollektorwirkungsgrad kann durch ein Polynom 2. Grades erreicht werden, wie es beispielsweise in DIN EN 12975 [2] vorgeschlagen ist. Der Wir-

<sup>1</sup>Rückstrahlungsvermögen von nicht selbstleuchtenden, diffus reflektierenden Oberflächen

kungsgrad wird, wie in Gleichung 3.9 dargestellt, als Funktion der Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Kollektortemperatur  $T_K$  und Umgebungstemperatur  $T_U$  angegeben. Dieses Verfahren wird beispielsweise von Yang et al. [61] zur Modellierung solarthermischer Anlagen bei einer Untersuchung zur Betriebsoptimierung in Wärmenetzen verwendet.

$$\eta_K = \eta_{K,0} - \alpha_1 \cdot \frac{T_K - T_U}{E_{G,\text{gen}}} - \alpha_2 \cdot \frac{(T_K - T_U)^2}{E_{G,\text{gen}}} \quad (3.9)$$

$$T_K = \frac{T_{\text{Eintritt}} + T_{\text{Austritt}}}{2} \quad (3.10)$$

Die Faktoren  $\alpha_1$  [ $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$ ] und  $\alpha_2$  [ $\text{W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$ ] sind kollektorspezifisch und können dem Datenblatt des Herstellers entnommen werden. Der optische Wirkungsgrad  $\eta_{K,0}$  gibt den maximal möglichen Wert an, der erreicht wird, wenn keine Temperaturdifferenz zwischen Fluid und Umgebung vorliegt. Tabelle 3.1 gibt eine Übersicht über typische Werte für verschiedene Kollektorarten sowie ihre selektiven<sup>2</sup> und nicht selektiven Varianten.

**Tabelle 3.1:** Übersicht über typische Verlustkoeffizienten  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  und  $\eta_{K,0}$  gängiger Kollektortypen aus [41]

Kollektortyp	$\eta_{K,0}$	$\alpha_1$	$\alpha_2$
Unverglaster Absorber	0,91	12	0
Flachkollektor, Einfachverglasung, nicht selektiver Absorber	0,86	6,1	0,025
Flachkollektor, Einfachverglasung, selektiver Absorber	0,81	3,8	0,009
Flachkollektor, Doppelverglasung, selektiver Absorber	0,73	1,7	0,016
Vakuumröhrenkollektor	0,8	1,1	0,008

Das letzte Kriterium zur Bewertung solarthermischer Anlagen, welches im Rahmen dieser Arbeit Verwendung findet, ist der solare Deckungsgrad (SF) nach Gleichung 3.11. Dieser gibt an, wie groß das Verhältnis aus solarthermisch gewonnener Wärme  $Q_{\text{ST}}$  und des Wärmebedarfs  $Q_{\text{load}}$  sowie der Wärmeverluste des Wärmenetzes  $Q_{\text{loss}}$  ist [61].

$$SF = \frac{Q_{\text{ST}}}{Q_{\text{load}} + Q_{\text{loss}}} \quad (3.11)$$

## 3.2 Konzepte

Wie bei anderen Technologien auch, gibt es bei der Solarthermie verschiedene Möglichkeiten die Effizienz der Kollektoren oder des Gesamtsystems zu erhöhen. Die einfachste Methode stellt hier die Kombination mit anderen Wärmeversorgungstechnologien dar. Østergaard et al. [52] haben bereits dargelegt, dass Systeme, die einen großen Anteil regenerativer Energien aufweisen, aufgrund der volatilen Verfügbarkeit zur Versorgungssicherheit auf benachbarte Energiesysteme angewiesen sind. Entsprechend ist es bei isolierten Systemen notwendig, nicht regenerative Technologien als Back-Up zur Verfügung zu stellen. In dieser

<sup>2</sup>Selektive Absorber verfügen über wellenlängenabhängige Transmissions-/Emissionskoeffizienten. Sie absorbieren Licht  $< 2\mu\text{m}$ , welches den Hauptteil der Sonnenstrahlung ausmacht. Oberhalb von  $2\mu\text{m}$  ist der Koeffizient möglichst gering, damit der Absorber nur wenig Wärme wieder an die Umgebung abgibt [41]



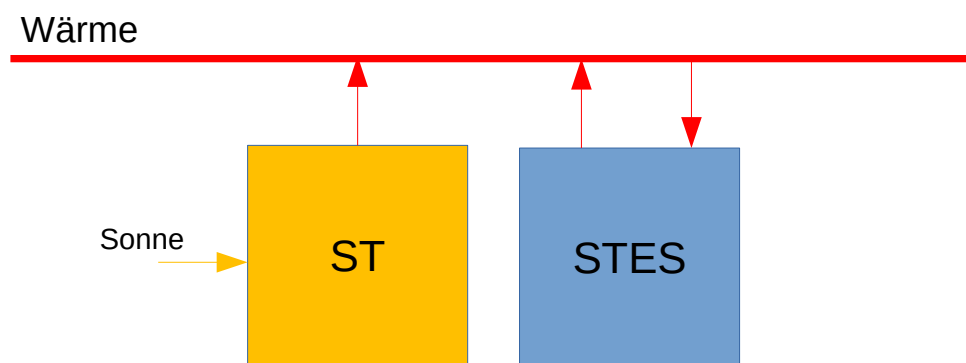
Arbeit wird ein bestehendes Versorgungssystem um drei unterschiedliche Solarthermie-Konzepte erweitert. Das bestehende System wird als Referenzsystem bezeichnet.

Dieser Abschnitt gibt einen kurzen Überblick über verschiedene Ansätze zur Einbringung von Solarthermie in Wärmeversorgungsnetzen. Entsprechende Vor- und Nachteile der einzelnen Konzepte werden aufgeführt und eine begründete Auswahl für die drei zu untersuchenden Konzepte wird getroffen.

### Alleinstehende Solarthermie

Das einfachste Konzept und gleichzeitig mit den geringsten Investitionskosten ist die direkte Verwendung von solarthermischer Wärme in dem Wärmeversorgungssystem. Nachteilig bei diesem Konzept ist die Tatsache, dass Sonnenenergie zumeist dann zur Verfügung steht, wenn kein oder nur kaum Heizbedarf besteht. Eine Möglichkeit diesem Nachteil entgegen zu wirken ist die Verwendung von Wärmespeichern.

### Solarthermie und saisonaler thermischer Energiespeicher

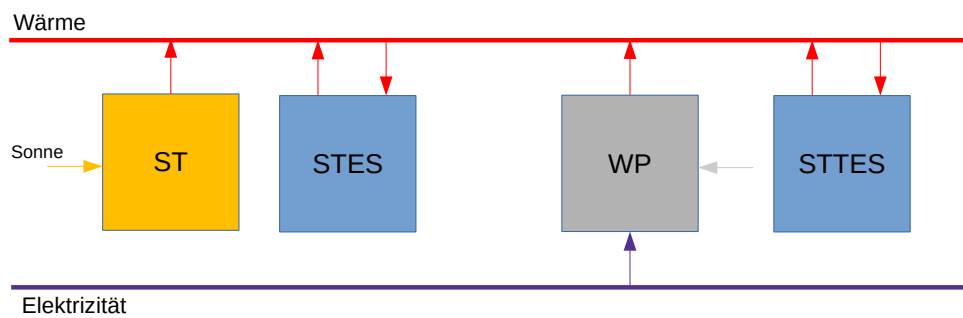


**Abbildung 3.3:** Schematische Darstellung eines Systems bestehend aus einer Solarthermie-Anlage (ST), welche Sonneneinstrahlung in Wärme wandelt und an ein Wärmesystem abgibt. Ein saisonaler thermischer Energiespeicher (STES) kann zur Speicherung von Wärme genutzt werden.

Dieses Konzept nutzt einen saisonalen thermischen Energiespeicher, um es zu ermöglichen, dass überschüssige solarthermische Wärme gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt im Wärmesystem genutzt werden kann. Abbildung 3.3 veranschaulicht dieses Konzept, welches im Folgenden auch als Basis-Solarthermie-Konzept bezeichnet wird. Im Falle der saisonalen Speicherung entspricht dies typischerweise der Speicherung der Sonnenenergie über den Sommer und der Nutzung der gespeicherten Wärme im Winter, wenn kaum Sonnenstrahlung vorliegt und die Umgebungstemperaturen die Effizienz der Solarkollektoren soweit absenkt, dass diese nicht genutzt werden können.

Carpaneto et al. [13] haben bereits gezeigt, dass der Nutzen solarthermischer Anlagen durch den Einsatz von Wärmespeichern deutlich erhöht werden kann. In der Literaturrecherche zu dieser Arbeit konnte keine Quelle identifiziert werden, die Solarthermie ohne den Einsatz von Wärmespeichern untersucht. Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei diesem Konzept um das einfachste in der Praxis verwendete Konzept handelt, ist dieses das erste, welches für eine weitere Detailuntersuchung ausgewählt wird.

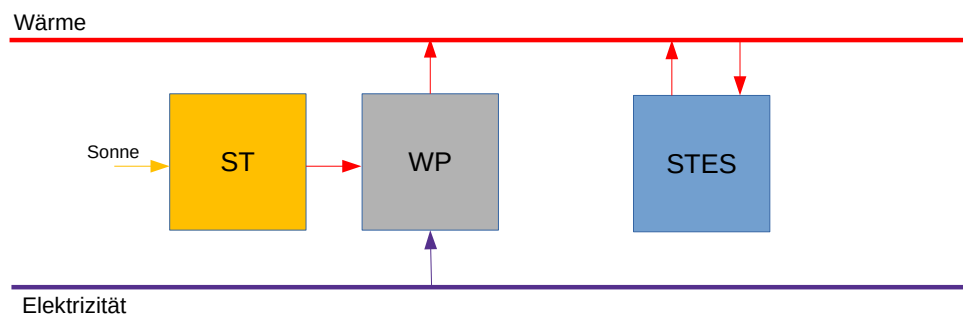




**Abbildung 3.5:** Darstellung eines Basis-Solarthermie-Konzepts, welches um eine Wärmepumpe und einen Kurzzeitspeicher erweitert worden ist. Der Kurzzeitspeicher entnimmt und beliefert das Wärmesystem mit Wärme und soll den Betrieb der Wärmepumpe optimieren

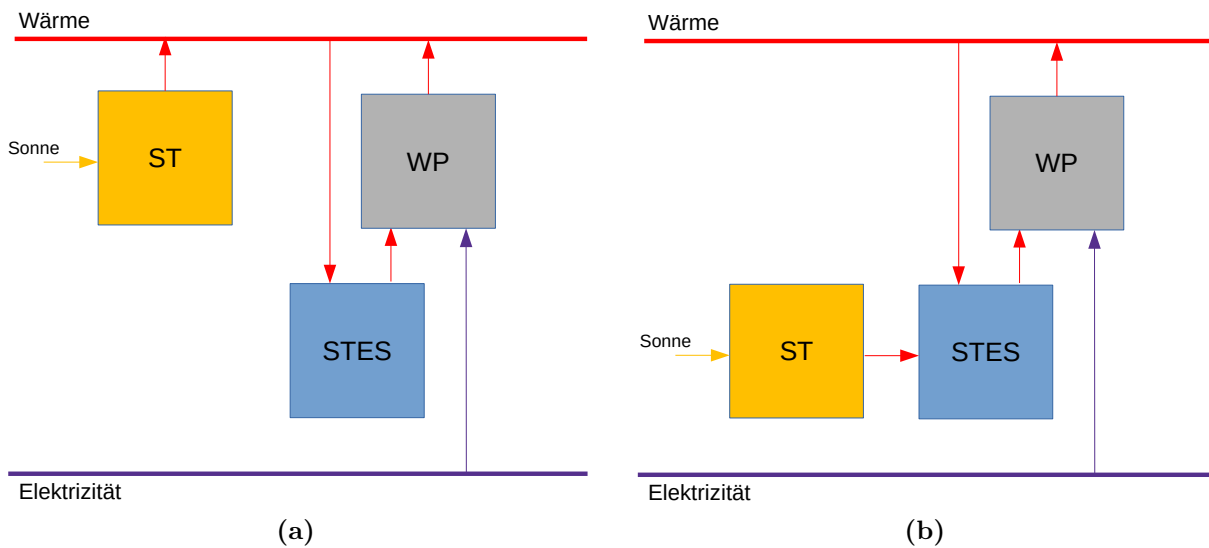
### Wärmepumpe zur Effizienzsteigerung der Solarthermiekollektoren

Die vorangegangenen Konzepte haben ein bestehendes Solarthermie-System um weitere Technologien erweitert, die parallel zur Solaranlage geschaltet werden. Dies steigert die Effizienz des Gesamtsystems, hat jedoch keinen Einfluss auf die Effizienz der Solarthermie-Anlage. Wie aus Gleichung 3.9 hervorgeht nimmt die Effizienz solarthermischer Anlagen mit abnehmender Kollektormitteltemperatur zu. Bei den bisher betrachteten Solarthermie Konzepten speist die Anlage direkt in das Wärmesystem ein. Daraus folgt, dass die Austrittstemperatur der Solaranlage mit der Vorlauftemperatur des Netzes übereinstimmt. Im Sommer liegt diese in typischen Fernwärmenetzen noch bei über 80°C [47].



**Abbildung 3.6:** Eine solarthermische Anlage speist in diesem Konzept nicht direkt ins Wärmesystem, sondern liefert zur Effizienzsteigerung Wärme bei einem niedrigeren Temperaturniveau an eine Wärmepumpe. Diese nutzt Elektrizität um das Temperaturniveau auf das Niveau des Wärmesystems anzuheben.

Bei diesem Konzept, welches in Abbildung 3.6 dargestellt wird, können die Solarkollektoren auch bei geringeren Temperaturen als der Vorlauftemperatur betrieben werden, was zu einer Steigerung der Kollektoreffizienz und somit zu einem erhöhten Ertrag der Anlage führt. Außerdem kann die Wärmepumpe auch betrieben werden, wenn keine solarthermische Wärme bereitgestellt wird. Natürlich ist es ebenfalls möglich dieses Konzept um zusätzliche Wärmequellen und Kurzzeitspeicher zu erweitern.



**Abbildung 3.7:** Konzeptionelle Darstellung zweier Ansätze zur Steigerung der Speicherkapazität durch Verwendung einer Wärmepumpe. In (a) wird eine Wärmepumpe genutzt, um einen STES zu entladen, während eine Solarthermie-Anlage direkt ins Wärmesystem einspeist. In (b) speist die solarthermische Anlage direkt in den Speicher, der wiederum von einer Wärmepumpe entladen werden kann.

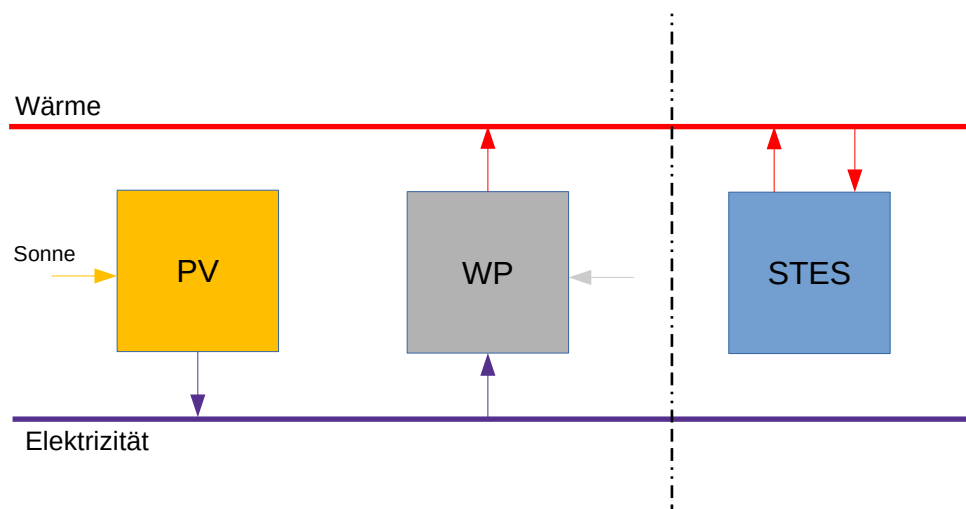
### Steigerung der Speicherkapazität des STES durch den Einsatz einer Wärmepumpe

Die minimale und maximale Temperatur eines Wärmespeichers ist von der Rücklauf- und maximalen Vorlauftemperatur des Wärmenetzes abhängig. Aus Gleichung 2.5 geht bereits hervor, dass die Speicherkapazität direkt proportional zur Temperaturdifferenz  $\Delta T$  ist. Durch den Einsatz einer Wärmepumpe kann die minimale Temperatur des Speichers unter die Rücklauftemperatur des Netzes gesenkt werden. Dieses Konzept wird in Abbildung 3.7a dargestellt.

Eine weitere Möglichkeit der Effizienzsteigerung ist die Einspeisung der solarthermischen Anlage in den Wärmespeicher anstatt direkt in das Wärmesystem einzuspeisen. Dieses Konzept, bei dem der Wärmespeicher generell bei einem geringeren Temperaturniveau betrieben wird, wurde von Marx et al. [31] genauer betrachtet. Eine konzeptionelle Darstellung ist in Abbildung 3.7b dargestellt. Durch das reduzierte Temperaturniveau können die temperaturabhängigen Verluste verringert werden. Außerdem erhöht sich, wie im vorangegangenen Konzept, die Effizienz der Solarthermie-Kollektoren.

### Photovoltaik und Wärmepumpe

Gravelsins et al. [20] haben ein Konzept vorgestellt, welches eine Alternative zur klassischen Solarthermie darstellt, in dem die Sonnenstrahlung indirekt genutzt wird, um Wärme bereitzustellen. Der durch die PV-Anlage gewonnene Strom wird genutzt, um eine Wärmepumpe zu betreiben, die wiederum dem Wärmenetz Wärme bereitstellt. Dieses Konzept der *indirekten* Solarthermie, welches in Abbildung 3.8 dargestellt wird, bietet einige Vorteile gegenüber der klassischen Solarthermie. Zunächst haben PV-Module den Vorteil, dass sie schwankenden Umgebungsbedingungen gegenüber unempfindlicher sind



**Abbildung 3.8:** Schematische Darstellung eines Photovoltaik basierten Konzepts zur Wärmebereitstellung. Eine PV-Anlage wandelt Sonneneinstrahlung in Elektrizität um, die wiederum von der Wärmepumpe genutzt werden kann, um Wärme bereitzustellen.

als Solarthermieranlagen. Eine sinkende Umgebungstemperatur hat beispielsweise, im Gegensatz zur Solarthermie, einen positiven Einfluss auf den Modul-Wirkungsgrad [41]. Ein weiterer Vorteil ist, dass die erforderliche Wärmepumpe einerseits unabhängig von der dargebotenen Strahlung eingesetzt und andererseits der PV-Strom - je nach Preislage und Wärmenachfrage - direkt vermarktet werden kann.

Ein weiterer Vorteil des PV-Konzepts ist, dass die Investitionskosten von PV-Modulen pro  $\text{m}^2$  derzeit deutlich geringer ausfallen als bei Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren. Darüber hinaus haben Vartiainen et al. [55] dargelegt, dass in den nächsten Jahren weiter mit stark fallenden Preisen für die Photovoltaik zu rechnen ist. Tabelle 3.2 stellt die aktuellen Investitionskosten der verschiedenen Technologien von Anlagen jenseits der  $100.000\text{m}^2$  - die in Dänemark bereits eingesetzt werden - vergleichend gegenüber. Die Kosten für PV sind *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik* [59] entnommen worden, die Kosten der Solarthermie sind nach Gleichung 2.18 und 2.19 bestimmt worden. Aufgrund der zu erwartenden, anhaltenden Kostenreduktion von PV-Modulen und der vielfältigen Möglichkeiten die Sonnenstrahlung zu nutzen ist dieses Konzept als drittes für eine weitere Detailanalyse ausgewählt worden.

**Tabelle 3.2:** Gegenüberstellung der spezifischen Investitionskosten zwischen Photovoltaik und Solarthermie für Anlagen  $> 100.000\text{m}^2$ 

Technologie	Einheit	Preis	Quelle	rel. Preis
Photovoltaik (monokristallin)	€/ kW <sub>p</sub>	600 - 800	[59]	1
	€/m <sup>2</sup>	$\approx 120$		1
Flachkollektor	€/m <sup>2</sup>	190	[38] <sup>1</sup>	1,6
Vakuumröhrenkollektor	€/m <sup>2</sup>	245	[38]	2,1

<sup>1</sup> Grundlage für die Preisberechnung bildet Pehnt et al. [38] (vgl. Gleichung 2.18 und 2.19).

Folgende drei Konzepte werden im Rahmen dieser Arbeit weiter untersucht:

**Solarthermie 1** Solarthermie und ein saisonaler thermischer Energiespeicher ergänzen das bestehende Referenzsystem. Diese Variante stellt das einfachste, aber zugleich das grundlegende solarthermische Konzept dar und ist aus diesem Grund als erstes Konzept für eine Detailuntersuchung ausgewählt worden.

**Solarthermie 2** Hier wird das Solarthermie 1 Konzept zusätzlich um eine Wärmepumpe und einen Kurzzeitspeicher erweitert. Es ist ausgewählt worden, um den Einfluss der Solarthermie auf ein Wärmesystem mit erhöhtem P2H-Anteil zu untersuchen.

**Photovoltaik** Dieses Konzept stellt eine alternative Möglichkeit der solarthermischen Wärmebereitstellung dar. Die Solarthermie-Kollektoren sind durch eine Kombination aus PV-Modulen und Wärmepumpen ersetzt worden. Dieses Konzept wurde ausgewählt, um zwei grundlegend verschiedene Konzepte zur Wärmebereitstellung aus Sonnenenergie miteinander zu vergleichen.

## 4 Modellbildung

Dieses Kapitel stellt dar, wie die verwendeten technischen Anlagen zur Gewinnung von Betriebskennlinien modelliert worden sind. Im ersten Abschnitt wird die verwendete Simulationssoftware Thermal Engineering Systems in Python (TESPy) vorgestellt. Daran anschließend wird für jede Technologie gezeigt, wie diese in TESPy modelliert wurde und welche Daten bzw. Kennlinien konkret aus der Simulation gewonnen werden konnten - alle Modelle können dem beigefügten Datenträger entnommen werden. Außerdem wird gezeigt wie gewonnene Kennlinien für die spätere Optimierung linearisiert worden sind.

### 4.1 Simulationssoftware - TESPy

TESPy ist ein Python-Paket, welches zur Simulation thermodynamischer Kreisprozesse genutzt werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit ist TESPy verwendet worden, um die Erzeugungsanlagen der untersuchten Energiesysteme abzubilden und Wirkungsgrad-Kennlinien für die MILP-Optimierung zu gewinnen.

Bei TESPy handelt es sich um ein komponentenbasiertes Simulationsprogramm in dem vordefinierte Komponenten, wie beispielsweise Turbinen, Pumpen oder Wärmeübertrager miteinander verbunden werden können, um komplexere technische Anlage (zum Beispiel ein Kraftwerk) abzubilden. Es ist möglich diese Anlagen für einen bestimmten, vordefinierten Betriebspunkt auszulegen. Ausgehend von diesem Punkt ist es über hinterlegte Betriebscharakteristiken ebenfalls möglich das Teillastverhalten dieser Anlage zu simulieren.

Das durch verbinden einzelner Komponenten erstellte Netzwerk wird in TESPy als Gleichungssystem nicht linearer Gleichungen dargestellt, welches über das mehrdimensionale Newton-Raphson-Verfahren gelöst wird. Bei diesem Verfahren handelt es sich um ein numerisches Lösungsverfahren, welches iterativ eine mögliche Nullstelle annähert. Die Anzahl der für das Newton-Raphson-Verfahren benötigten Variablen kann Gleichung 4.1 entnommen werden [60].

$$n = num_{\text{conn}} \cdot (3 + num_{\text{fluids}}) \quad (4.1)$$

Im Folgenden wird anhand eines einzelnen Solarkollektors, welcher Wasser mit einer Temperatur von 20°C und einem Druck von 5 bar auf eine Temperatur von 50°C erwärmt, die Anwendung von TESPy veranschaulicht. Zunächst muss ein Netzwerk erstellt werden, dem die Komponenten und Verbindungen im späteren Verlauf hinzugefügt werden:

```
from tespy import con, nw, cmp
nw = nw.network(fluids=['water'])
nw.set_attr(p_unit='bar', T_unit='C', h_unit='kJ / kg')
```

Anschließend werden die verwendeten Komponenten definiert - in diesem Fall der Kollektor, sowie eine Quelle und Senke:

```
source = cmp.source('Wasser-Quelle')
collector = cmp.solar_collector('Solarkollektor')
sink = cmp.sink('Wasser-Senke')
```

Nun können die Komponenten miteinander verbunden und dem Netzwerk hinzugefügt werden:

```
source.collector = con.connection(source, 'out1', collector, 'in1')
collector.sink = con.connection(collector, 'out1', sink, 'in1')
nw.add_conns(source.collector, collector.sink)
```

Bevor das Netzwerk simuliert werden kann sind die Komponenten und Verbindungen zu parametrisieren. Hier stehen eine Vielzahl von Parametern zur Verfügung, die in der Dokumentation [60] nachgeschlagen werden können. In diesem Beispiel wird ein Kollektor mit einer Fläche von  $2,5 \text{ m}^2$  bei einer Außentemperatur von  $20^\circ\text{C}$  und einer Sonneneinstrahlung von  $600 \text{ W/m}^2$  simuliert. Darüber hinaus ist der Kollektor mit einem linearen  $lkf_{lin}$  und quadratischen Wärmeverlustkoeffizienten  $lkf_{quad}$  versehen.

```
collector.set_attr(Tamb=20, A=2.5, lkf_lin=1.1, lkf_quad=0.008, E=600)
source.collector.set_attr(T=20, p=5, fluid={'water': 1})
collector.sink.set_attr(T=50, p=5)
```

Abschließend wird die Simulation gestartet und die abgegebene Heizleistung des Kollektors bestimmt. Die Ergebnisse der Simulation können über den Befehl `nw.save` gespeichert werden:

```
nw.solve(mode='design')
nw.save('Solarkollektor')
```

Heizleistung: 1447.5 W

Um die Anlage in Teillast zu simulieren muss der Modus von *Design* auf *Offdesign* geändert werden. Außerdem muss die gespeicherte Datei *Solarkollektor* als Design-Datei angegeben werden. Zusätzlich ist zu definieren wie sich die Komponenten im Teillastbetrieb verhalten sollen. Zum grundsätzlichen Verständnis wie TESP<sub>y</sub> funktioniert soll jedoch die Beschreibung des Auslegungsfalls ausreichen.

## 4.2 Solarthermie

Die Fläche, die benötigt wird, um Wärmeversorgungsnetze nennenswert unterstützen zu können ist erheblich und mit häuslichen Anwendungen nicht zu vergleichen. Dänemark - Vorreiter bei der solarthermischen Wärmeversorgung - verfügt über 50 Anlagen, die eine Kollektorfläche von  $10.000 \text{ m}^2$  übersteigen [46]. Anlagen solcher Größe werden über die Verschaltung herkömmlicher Solarkollektoren, welche auch im privaten Sektor zum Einsatz kommen, realisiert. In Kapitel 3 ist zur Beschreibung eines Kollektors bereits auf die DIN EN 12975 [2] (wird ebenfalls von TESP<sub>y</sub> zur Berechnung des Solarkollektors genutzt) hingewiesen worden. Diese ist zunächst jedoch nur für einen einzelnen Kollektor geeignet. Es stellt sich also die Frage, welchen Einfluss die Verschaltung mehrerer Kollektoren auf



das Verhalten der Gesamtanlage hat. Grundsätzlich können Kollektoren auf zwei Arten verschaltet werden - Parallel und in Reihe.

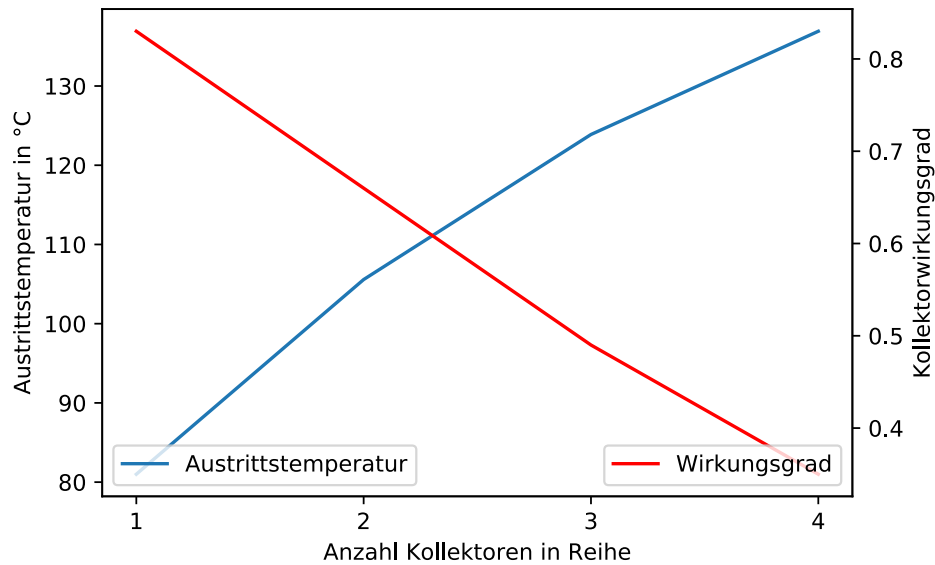
**Tabelle 4.1:** Parameter der verwendeten Vakuumröhren- und Flachkollektoren

Parameter	Symbol	Einheit	Kollektortyp	
			Vakuum	Flach
<b>Kollektor</b>				
optischer Wirkungsgrad	$\eta_{K,0}$	-	0,8	0,73
linearer Verlustkoeffizient	$\alpha_1$	W/(m²K)	1,1	1,7
quadratischer Verlustkoeffizient	$\alpha_2$	W/(m²K²)	0,008	0,016
Fläche	A	m²		2,5
Aufstellwinkel	$\gamma_e$	°		37 <sup>1</sup>
Ausrichtung des Moduls	-	-		Süden
<b>Fernwärmenetz und Umgebung</b>				
Rücklauftemperatur	$\vartheta_{RL} = T_{\text{Eintritt}}$	°C		50
Vorlauftemperatur	$\vartheta_{VL} = T_{\text{Austritt}}$	°C		81
Umgebungstemperatur	$T_U$	°C		16

<sup>1</sup> Bei diesem Winkel wird der Ertragsgewinn durch die Neigung der Kollektoren maximal - bezogen auf die vorliegenden Wetterdaten.

Die Parallelschaltung hat offensichtlich kaum einen Einfluss auf das Betriebsverhalten - es könnten ebenso mehrere separate Anlagen betrieben werden. Interessant ist jedoch das Verhalten der Kollektoren in Reihenschaltung, durch die - bei gleichem Massenstrom - deutlich höhere Austrittstemperaturen als bei der Parallelschaltung erreicht werden können [57]. In der Praxis ist eine Kombination aus beiden Varianten gängig. Aus Gleichung 3.9 geht hervor, dass bei steigender Kollektortemperatur der Wirkungsgrad abnimmt. Somit sinkt mit jedem zusätzlichen Kollektor dessen Wirkungsgrad. Abbildung 4.1 zeigt die entsprechende Abhängigkeit von der Austrittstemperatur. Der Verlauf des Wirkungsgrads impliziert, dass bei einer bestimmten Kollektoranzahl in Reihe der letzte Kollektor irgendwann - je nach Randbedingungen - einen negativen Wirkungsgrad aufweisen wird. Die Simulation in TESPpy hat gezeigt, dass mehr Vakuumröhrenkollektoren als Flachkollektoren in Reihe geschaltet werden können, bevor der Wirkungsgrad negative Werte annimmt. Demgegenüber steht, dass Flachkollektoren derzeit die geringeren Investitionskosten aufweisen. Tabelle 4.1 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Parameter bei der Simulation der Kollektoren. Das komplette TESPpy-Skript ist dem beigefügten Datenträger zu entnehmen.

Für die Optimierung eines solarthermisch gestützten Wärmesystems gilt es nun herauszufinden, welchen Einfluss eine Reihenschaltung auf den Wirkungsgrad des Gesamtsystems hat. Zu diesem Zweck sind für bis zu vier Kollektoren in Reihe die Systemwirkungsgrade über der Sonneneinstrahlung untersucht worden. Es zeigt sich, dass bei festgehaltener Austrittstemperatur eine Zunahme der Kollektoranzahl auf zwei, drei oder vier Kollektoren der Wirkungsgrad insgesamt relativ konstant bleibt. Bei geringer Einstrahlung ist eine leichte Abnahme des Wirkungsgrad mit zunehmender Kollektoranzahl zu beobachten. Bei einer höheren Einstrahlung von 600 W/m<sup>2</sup> bis 1000 W/m<sup>2</sup> ist praktisch kein Unterschied zu erkennen. Dieser Sachverhalt wird in Abbildung 4.2 dargestellt. Dieses Verhalten ist damit zu erklären, dass bei festgehaltener Reihen-Austrittstemperatur der Wirkungsgrad



**Abbildung 4.1:** Darstellung der Temperatur und des Wirkungsgrads einzelner Vakuumröhrenkollektoren mit zunehmender Kollektoranzahl bei gleichbleibendem Massenstrom. Während die Austrittstemperatur mit jedem zusätzlichen Kollektor zunimmt, sinkt der Wirkungsgrad des letzten Kollektors in Reihe.

der hinteren Kollektoren sinkt, dem gegenüber jedoch eine Wirkungsgrad-Zunahme der vorderen Kollektoren, aufgrund der jeweils abnehmenden Kollektor-Austrittstemperatur, steht.

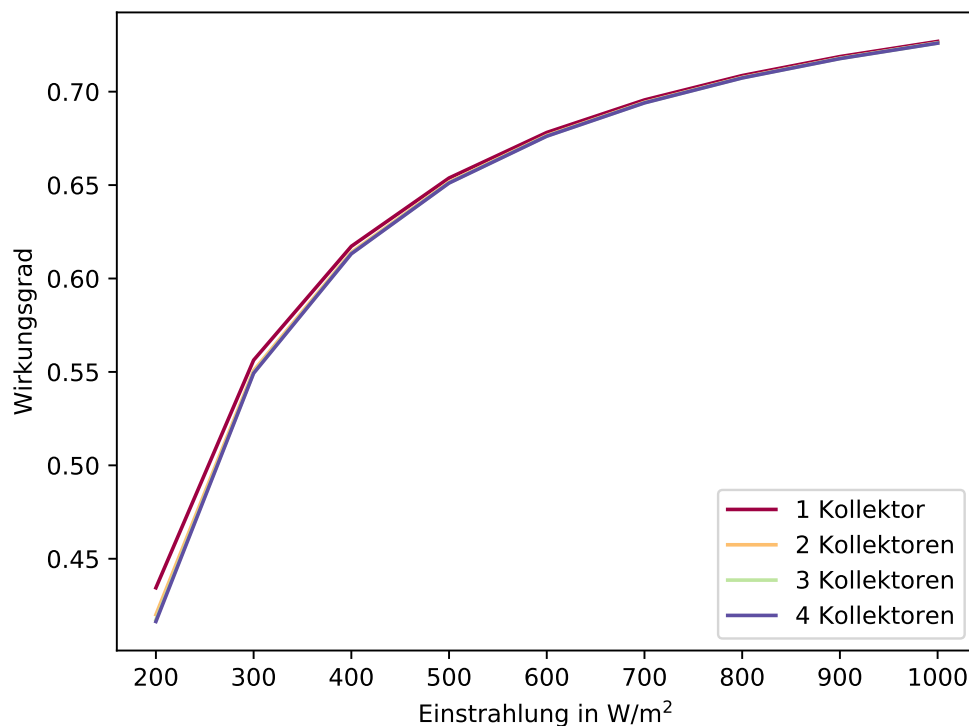
Auf Grundlage der TESPpy-Simulation ist entschieden worden, die gewonnene Wärme des Kollektorfeldes über die DIN EN 12975 [2] für jeden Zeitschritt im Preprocessing zu berechnen und als Wert an Solph zu übergeben. Da der Unterschied zu einem einzelnen Kollektor quasi unerheblich ist, kann die DIN-Vorschrift bedenkenlos eingesetzt werden. Der Ertrag wurde folgendermaßen bestimmt:

1. Umrechnung der vorhandenen Einstrahlungsdaten auf die geneigte Ebene
2. Nutzen der Vorlauf-, Umgebungstemperatur und Einstrahlungsdaten (vgl. Kapitel 5.2) zur Bestimmung des Kollektorstufenwirkungsgrads nach DIN EN 12975
3. Berechnung des flächenspezifischen Ertrags der Solarthermie

Auf Grund der Tatsache, dass der Wirkungsgrad eines Vakuumröhrenkollektors tendenziell höher ist, als der von Flachkollektoren ist, entscheiden wir uns im weiteren Verlauf dieser Arbeit auf die Betrachtung von Flachkollektoren zu verzichten.

### 4.3 Gas- und Dampfkraftwerk

Unter den verschiedenen Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung ist das Gas- und Dampfkraftwerk eine der bewährtesten Varianten. Die Abwärme der Gasturbine wird genutzt, um einen Dampfkreislauf zu betreiben und so die Brennstoffausnutzung weiter

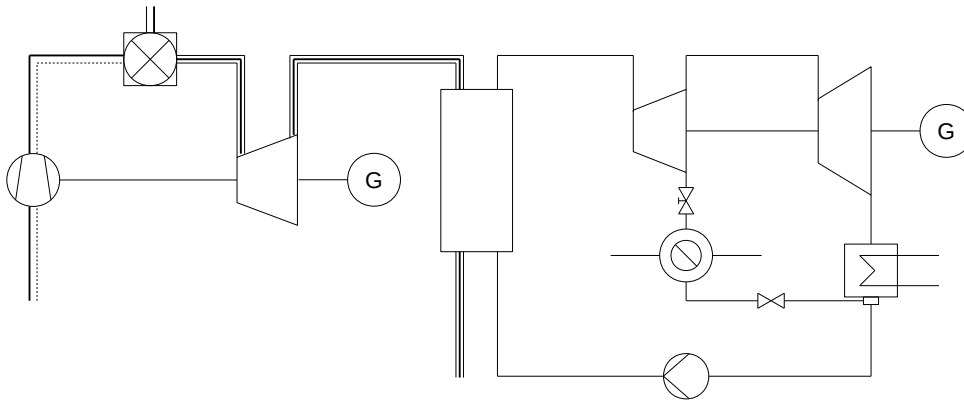


**Abbildung 4.2:** Darstellung des Gesamt-Wirkungsgrads mit zunehmender Kollektoranzahl in Reihe über einer variierenden Einstrahlung bei festgehaltener Austrittstemperatur anhand einer eigenen TESPpy-Simulation. Die Steigerung der Kollektoranzahl führt bei geringer Einstrahlung zu einer leichten Verringerung des Wirkungsgrads. Bei höherer Einstrahlung ist dieser Effekt nicht zu beobachten.

zu erhöhen. Im Vergleich zu Braun- oder Steinkohle gefeuerten Kraftwerken ist die  $\text{CO}_2$ -Emission von Gas gefeuerten Kraftwerken bezogen auf die Kilowattstunde Strom um mehr als die Hälfte geringer [49]. Der geplante Kohleausstieg der Bundesregierung für das Jahr 2038 erhöht die Bedeutung der GuD weiter [4]. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit die GuD-Technologie im Referenzsystem zur primären Wärmeversorgung verwendet.

Das verwendete Simulationsprogramm zur Optimierung des Energiesystems (Solph), auf das in Kapitel 5.1 weiter eingegangen wird, verfügt bereits über eine GuD-Komponente, die *GenericCHP*, welche das Verhalten dieses Anlagentyps sehr genau beschreibt. Für eine detailliertere Beschreibung dieser Komponente wird entsprechend auf die Open Energy Modelling Framework (oemof)-Dokumentation [34] oder die Veröffentlichung von Mollenhauer et al. [32] verwiesen, auf deren Grundlage die *GenericCHP* modelliert wurde. Um die *GenericCHP*-Komponente verwenden zu können sind nur einige Eckdaten nötig, die entsprechend über eine TESPpy-Simulation ermittelt worden sind. Die gewonnenen Eckdaten können in Tabelle 4.2 nachgelesen werden.

Abbildung 4.3 zeigt eine schematische Darstellung des modellierten Kraftwerks. Das nach der Expansion in der Gasturbine immer noch heiße Gas wird in einem Abhitzekessel genutzt, um Wärme für einen Dampfkraftprozess bereitzustellen. Der Dampfkreislauf ist als Entnahme-Kondensation ausgeführt, was bedeutet, dass Dampf der Turbine auf einem erhöhten Druckniveau zu Heizzwecken entnommen wird. Der Dampf wird in einem Heizkondensator kondensiert und gibt dabei Wärme an das Wärmenetz ab. Der in der Turbine verbleibende Dampf wird weiter auf einen niedrigeren Druck expandiert. Tabelle



**Abbildung 4.3:** Wärmeschaltbild des in TESP<sub>y</sub> modellierten Gas- und Dampfkraftwerks mit einer einfachen Entnahmeschaltung

4.3 fasst die wichtigsten Parameter zur Simulation des Kraftwerks zusammen.

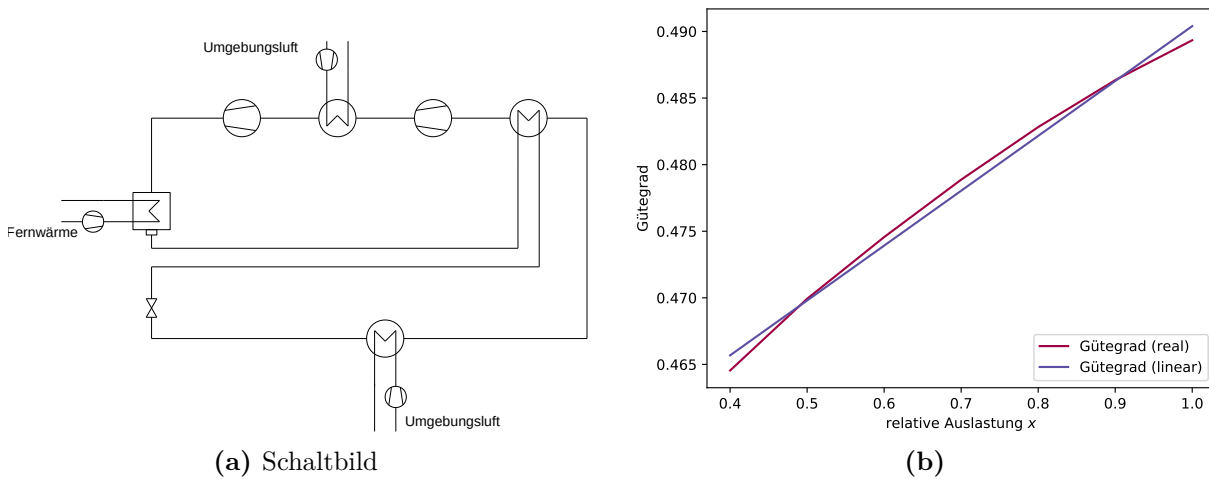
**Tabelle 4.2:** Notwendige Eckdaten zur Verwendung der GenericCHP-Komponente

Parameter	Symbol	Einheit	Wert
maximale elektrische Leistung ohne Wärmeauskopplung	$P_{\max, \text{woDH}}$	MW	406
minimale elektrische Leistung ohne Wärmeauskopplung	$P_{\min, \text{woDH}}$	MW	139
maximale Stromausbeute ohne Wärmeauskopplung	$\beta_{\max, \text{woDH}}$	-	0,5851
minimale Stromausbeute ohne Wärmeauskopplung	$\beta_{\min, \text{woDH}}$	-	0,4798
Leistungs-Verlust-Index	$\beta$	-	0,2447

Diese Parameter werden von der GenericCHP-Komponente genutzt, um ein PQ-Diagramm der Anlage zu beschreiben. So kann jeder mögliche Betriebszustand der Anlage in der Optimierung abgebildet werden. Der Leistungs-Verlust-Index  $\beta$  gibt hierin das Maß der elektrischen Leistungsabnahmen, die mit einer zunehmenden Wärmeauskopplung einhergeht, an.

**Tabelle 4.3:** Auslegungsparameter des Gas- und Dampfkraftwerks

Teilprozess	Parameter	Symbol	Einheit	Wert
<b>Fernwärme</b>	Vorlauftemperatur	$T_{VL}$	°C	124
	Rücklauftemperatur	$T_{RL}$	°C	50
	Druck	$p_{FW}$	bar	10
	Wärmeaufnahme	$\dot{Q}_{DH}$	MW	145
<b>Gasturbinenprozess</b>	Brennstoffmassenstrom	$\dot{m}_{Fuel}$	kg/s	11,58
	Umgebungstemperatur	$T_U$	°C	20
	Verbrennungstemperatur	$T_{CC}$	°C	1500
	Abgastemperatur	$T_{AG}$	°C	150
	Verdichterdruckverhältnis	pr	-	14
	Verdichterwirkungsgrad	$\eta_V$	-	0,91
	Gasturbinenwirkungsgrad	$\eta_{GT}$	-	0,9
	Gasturbinenwirkungsgrad	$\eta_{GT}$	-	0,9
<b>Dampfturbinenprozess</b>	Frischdampf Temperatur	$T_{FD}$	°C	600
	Frischdampfdruck	$p_{FD}$	bar	100
	Entnahmedruck	$p_E$	bar	3
	Abdampfdruck	$p_{AD}$	bar	0,04
	Dampfturbinenwirkungsgrad	$\eta_{DT}$	-	0,9
	Pumpenwirkungsgrad	$\eta_P$	-	0,8
	Grädigkeiten	$\Delta T$	K	5



**Abbildung 4.4:** Schaltbild der modellierten Wärmepumpe (a) und Darstellung des Gütegrads über einer variierenden Auslastung (b)

## 4.4 Kompressionswärmepumpe

Zur Bestimmung des Verhaltens der Wärmepumpe ist eine Ammoniak Kompressionswärmepumpe mit einfacher Unterkühlung in TESPpy abgebildet worden. Diese nutzt die Umgebungsluft als Wärmequelle. Ziel der Simulation ist die Bestimmung des Gütegrads über einem variierenden Lastbereich. Aus den vorliegenden Daten zur Umgebungstemperatur und der Vorlauftemperatur des Netzes sind Durchschnittswerte gebildet worden, für die die Wärmepumpe ausgelegt wurde. Diese Werte sind Tabelle 4.4 zu entnehmen.

**Tabelle 4.4:** Auslegungsparameter der Wärmepumpe

Teilprozess	Parameter	Symbol	Einheit	Wert
<b>Fernwärme</b>	Vorlauftemperatur	$T_{VL}$	°C	91,12
	Rücklauftemperatur	$T_{RL}$	°C	50
	Druck	$p_{FW}$	bar	10
	Wärmeaufnahme	$\dot{Q}_{DH}$	MW	145
<b>Komponenten</b>	Verdichterwirkungsgrad	$\eta_{V,WP}$	-	0,8
	Verdichterdruckverhältnis	$pr_V$	-	3,3
	Druckverlust der Wärmeübertrager	$pr_{WÜ}$	-	0,98
	Lüfterwirkungsgrad	$\eta_{Lü}$	-	0,6
<b>Fluidwerte</b>	Sattdampfdruck	$p_{SD}$	bar	6
	Temperatur überhitzter Dampf	$T_{ÜD}$	°C	16
	Eintrittstemperatur Verdichter 2	$T_{V2}$	°C	60
	abgegebener Wärmestrom	$\dot{Q}_{WP}$	MW	25

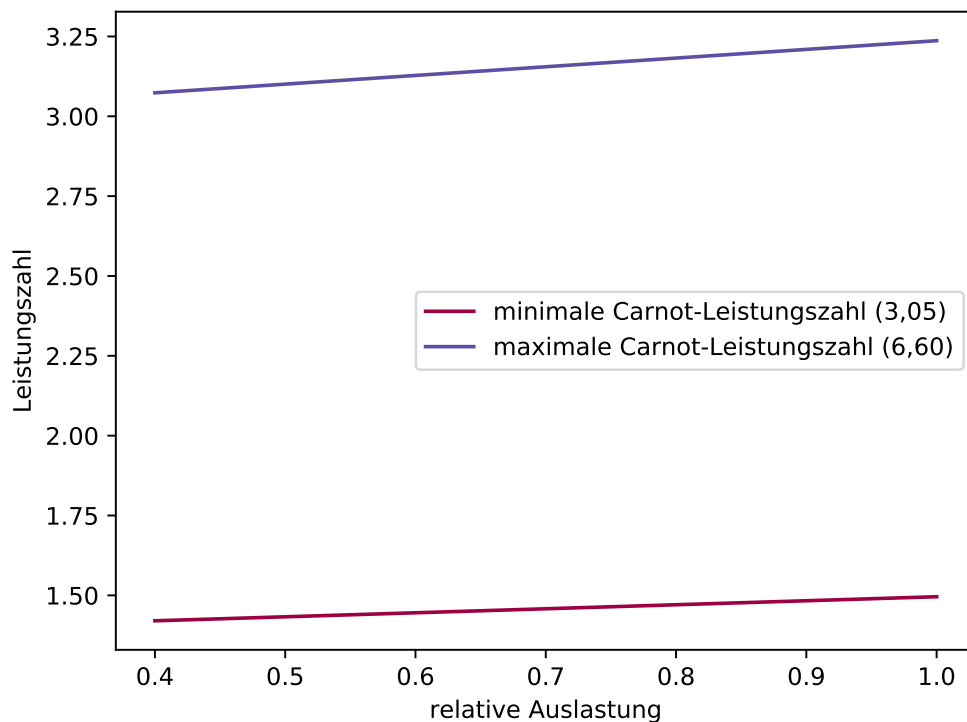
Der Gütegrad der Wärmepumpe wird als Funktion der Verdichterleistung, aber nicht der Umgebungstemperatur oder Vorlauftemperatur des Netzes angenommen. Bei dieser Vereinfachung wird die Tatsache außer Acht gelassen, dass der Verdichter der Wärmepumpe mit zunehmender Vorlauftemperatur mehr arbeiten muss, um die gewünschte

Temperatur überhaupt zu erreichen. Dieser Fehler wird für eine einfachere Beschreibung jedoch akzeptiert. Die gewonnene Kennlinie kann Gleichung 4.2 entnommen werden, welche den Gütegrad in Abhängigkeit der relativen Auslastung  $x$  der Wärmepumpe darstellt. Der Gütegrad wird zusammen mit einem Schaltbild der modellierten Wärmepumpe in Abbildung 4.4 dargestellt.

$$\eta_{WP} = 0,0412x + 0,4492 \quad (4.2)$$

Gleichung 2.8 zeigt, wie die Leistungszahl der Wärmepumpe von der Carnot-Leistungszahl und dem Gütegrad abhängt. Zur Verwendung in Solph ist die Carnot-Leistungszahl im pre-processing für jeden Zeitschritt anhand der Umgebungstemperatur und Vorlauftemperatur berechnet worden und wird als Liste an Solph übergeben. Abbildung 4.5 zeigt die möglichen Leistungszahlen während der Optimierung. Je nach Last und Vorlauf- bzw. Umgebungstemperatur kann in dem Diagramm die aus dem Gütegrad und der Carnot-Leistungszahl resultierende Leistungszahl der Wärmepumpe abgelesen werden.

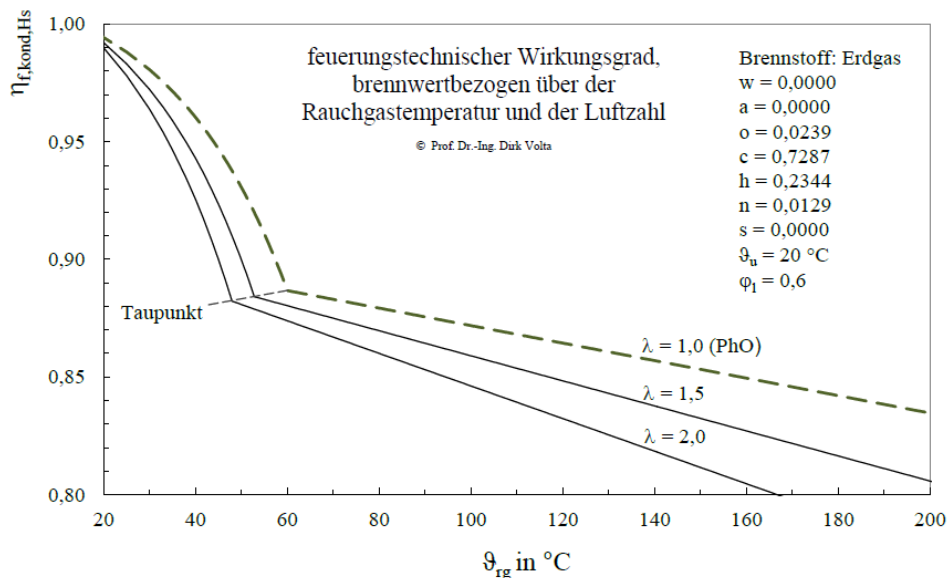
Zur Implementierung in Solph ist die Komponente *OffsetTransformer* verwendet worden, um zu gewährleisten, dass eine minimale Verdichterleistung bei der Optimierung nicht unterschritten werden kann. Das vollständige Modell und alle Randparameter können dem beigefügten Datenträger entnommen werden.



**Abbildung 4.5:** Kennfeld der modellierten Wärmepumpe. Die untere Linie stellt, je nach Auslastung, die minimal mögliche Leistungszahl dar ( $\varepsilon_{WPC,min} = 3,05$ ) - entsprechend stellt die obere Linie die maximal erreichbare Leistungszahl dar ( $\varepsilon_{WPC,max} = 6,60$ ). Während der Optimierung operiert die Wärmepumpe stets innerhalb dieser Grenzen.

## 4.5 Sonstige Technologien - Wärmespeicher, Elektrodenheizkessel, Spitzenlastkessel und Photovoltaik

Für Wärmespeicher, Elektrodenheizkessel, Spitzenlastkessel und die PV-Anlage sind keine eigenen Simulationen zum Betriebsverhalten durchgeführt worden. Bei jeder dieser Komponenten ist für die Optimierung von einem konstanten Wirkungsgrad ausgegangen worden. Der Wirkungsgrad des Spitzenlastkessel ist über das in Abbildung 4.6 dargestellte Diagramm zur Bestimmung des feuerungstechnischen Wirkungsgrades [56] abgeschätzt worden. Dargestellt wird der Wirkungsgrad bei variierendem Verbrennungsluftverhältnis über der Rauchgastemperatur. Bei der Abschätzung des Wirkungsgrades ist von einem Verbrennungsluftverhältnis  $\lambda = 1$  und gerade keiner Kondensation im Rauchgas (Taupunkt) ausgegangen worden. Der Wirkungsgrad des Elektrodenheizkessel ist einem Übersichtsblatt für verschiedene Erzeugungsanlagen der *Danish Energy Agency* [17] entnommen.



**Abbildung 4.6:** Darstellung der Abhängigkeit des feuerungstechnischen Wirkungsgrads über der Rauchgastemperatur für unterschiedliche Verbrennungsluftverhältnisse übernommen aus [56]

Für die Photovoltaik ist, wie bei der Solarthermie auch, der Anlagen-Ertrag im Preprocessing über Gleichung 2.11 berechnet worden. Der Wirkungsgrad der Module wurde hierbei dem *Photovoltaics Report* [40], der die durchschnittliche Effizienz von Silizium basierten Modulen mit 17% angibt, entnommen. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters und ein Wert für den Performance Ratio in Deutschland konnten hingegen über *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* [59] identifiziert werden.

Die Wärmespeicher sind als sensible Wärmespeicher angenommen worden. Der entsprechende Wirkungsgrad ist Kaldemayer et al. [26] zu entnehmen. In Tabelle 4.5 werden alle angenommenen Wirkungsgrade für den Speicher, Elektrodenheizkessel, Spitzenlastkessel und die PV-Anlage aufgelistet.



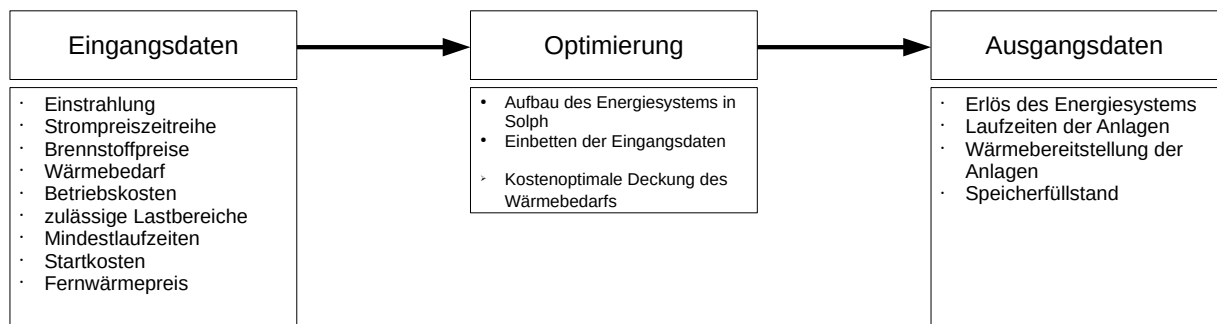
**Tabelle 4.5:** Wirkungsgrade für Wärmespeicher, Elektrodenheizkessel, Spitzenlastkessel und Photovoltaik

Komponente	Symbol	Einheit	Wert	Quelle
Wärmespeicher	$\eta_{\text{sp}}$	-	0,75	[26]
Elektrodenheizkessel	$\eta_{\text{ehk}}$	-	0,99	[17]
Spitzenlastkessel	$\eta_{\text{slk}}$	-	0,88	[56]
<b>Photovoltaik</b>				
Modul	$\eta_{\text{pv}}$	-	0,17	[40]
Wechselrichter	$\eta_{\text{wr}}$	-	0,98	[59]
Performance Ratio	PR	-	0,85	[59]



## 5 Techno-ökonomische Optimierung

Abbildung 5.1 zeigt das grundsätzliche Vorgehen bei der Optimierung von Energiesystemen. In der Vorbereitung werden die benötigten Daten gesammelt und für die Optimierung entsprechend aufbereitet. Diese Parameter werden dem Modell des Energiesystems als Eingangsdaten zugeführt und innerhalb des Modells genutzt, um entsprechende Randbedingungen für die Einsatzoptimierung zu generieren. Bei der Optimierung wird nun die kostenoptimale Deckung des vorgegebenen Wärmebedarfs bestimmt. Zur Lösung des Optimierungsproblems ist der kommerzielle Solver gurobi [21] verwendet worden, der zu akademischen Zwecken kostenfrei genutzt werden kann. Um die Dauer der Optimierung zu verringern, ist die Genauigkeit des Solvers auf 1% limitiert worden. Als Ergebnis der Optimierung können beispielsweise die Laufzeiten der Anlagen, der Speicherfüllstand oder der Erlös des Energiesystems ausgelesen werden.



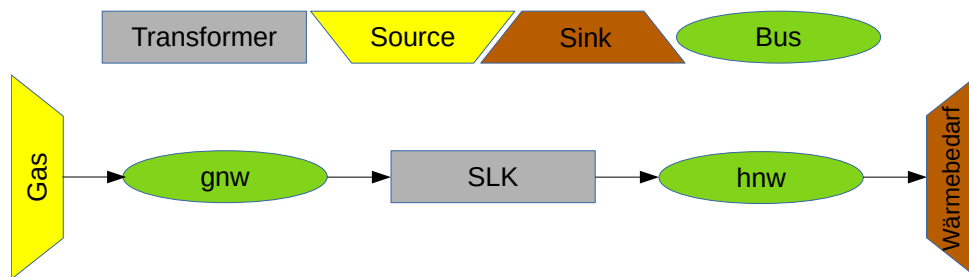
**Abbildung 5.1:** Grundsätzlicher struktureller Aufbau der Betriebsoptimierung

In diesem Kapitel wird gezeigt wie die Konzepte der solarthermischen Wärmebereitstellung in techno-ökonomische Betriebsmodelle überführt worden sind und mit welchem Ergebnis diese Modelle optimiert wurden. Die Ergebnisse der jeweiligen Optimierung werden bewertet und vergleichend in einen größeren Kontext eingeordnet. Zu diesem Zweck wird zunächst die Software Solph vorgestellt, die genutzt worden ist, um die Energiesysteme zu erstellen und zu optimieren.

Im Anschluss daran werden die Eingangsdaten der durchgeführten Optimierungen genauer betrachtet. In den folgenden Abschnitten wird dann zunächst das Referenzsystem vorgestellt, welches repräsentativ für konventionelle, auf fossilen Brennstoffen basierenden, Wärmeversorgungssysteme in Deutschland stehen soll, bevor die zuvor ausgewählten Alternativsysteme untersucht werden.

## 5.1 Optimierungssoftware Solph

Solph ist ein Python-Paket des Open Energy Modelling Framework (oemof), welches vom Reiner Lemoine Institute [43] und dem Zentrum für nachhaltige Energiesysteme [62] entwickelt worden ist, um lineare und gemischt-ganzzahlige Probleme zu erstellen und über einen Solver zu lösen. In Solph lassen sich vordefinierte Komponenten miteinander verschalten, um ein Energiesystem aufzubauen. Im Hintergrund wird aus dem erstellten System und den Eingangsdaten die in Kapitel 2.3 beschriebene Zielfunktion und die entsprechenden Nebenbedingungen eines linearen Problems erstellt. Dieses, durch Solph automatisch generierte, lineare Modell wird nun über ein anderes Python-Paket, welches nicht Teil des Open Energy Modelling Framework ist, gelöst. Hierbei handelt es sich um Pyomo [23], auf das an dieser Stelle nicht weiter eingegangen und auf die entsprechende Dokumentation verwiesen wird.



**Abbildung 5.2:** Schaltlogik eines einfachen Energiesystems in Solph. Eine Gasquelle ist als Source dargestellt und kann einen Bus, in diesem Fall das Gasnetzwerk (gnw), mit Gas beliefern. Ein Spitzenlastkessel wandelt die Energie des Gases in Wärme um und versorgt das Heiznetzwerk (hnw), aus dem schließlich der Wärmebedarf gedeckt wird.

In Abbildung 5.2 wird gezeigt, wie prinzipiell einzelne Anlagen in Solph verschaltet werden können, um ein Energiesystem abzubilden. Dabei stellen Transformer Anlagen dar, die mit einem gewissen Wirkungsgrad (conversion factor) eine oder mehrere Eingangsgrößen transformieren und entsprechende Ausgangsgrößen bereitstellen. Im gezeigten Beispiel ist der SLK ein Transformer, der Gas aus dem Gasnetzwerk (gnw) bezieht und die aus dem Gas bezogene Energie in Wärme umwandelt und dem Heiznetzwerk (hnw) zuführt. Aus dem Heiznetzwerk wird nun der Wärmebedarf gedeckt.

Die Verbindungen zwischen den einzelnen Komponenten des Energiesystems werden als Flow bezeichnet und stellen den Energiestrom zwischen verschiedenen Komponenten dar. Je nach Ziel der Optimierung ist es genauso möglich Stoffströme abzubilden, beispielsweise Abgase oder Ware einer Produktion.

Die Flows können mit Kosten oder einem Erlös pro bereitgestellter Einheit belegt werden, so ist es beispielsweise möglich den Flow zwischen der Gas-Source und dem Gasnetzwerk mit einem Gaspreis pro MWh zu belegen. Dieser Wert muss nicht konstant sein. Es können dem Modell auch Preiszeitreihen in stündlicher Auflösung übergeben werden. Dies ist beispielsweise bei dem durch den Börsenhandel volatilen Strompreis der Fall. Zusätzlich können über die Flows variable Betriebskosten der einzelnen Anlagen, maximale bzw. minimale Laufzeiten, eine minimale bzw. maximale Leistung oder Startkosten hinzugefügt

werden. Dies sind Parameter aus denen Solph die entsprechenden Randbedingungen für die Optimierung erstellt.

Im folgenden wird kurz gezeigt, wie in Solph ein Energiesystem erstellt werden kann. Diese Betrachtung ist stark an die Solph-Dokumentation [34] angelegt und für eine genauere Betrachtung wird an eben diese verwiesen.

Zunächst ist ein Betrachtungszeitraum für die Optimierung erforderlich. Dieser kann über das Python-Paket Pandas erstellt werden. Hier wird, ausgehend von einem Startdatum, der Zeitraum über die Anzahl der Intervalle *periods* und die Schrittweite *freq* (h=Stunden) definiert. In diesem Beispiel ist der Zeitraum 24 Stunden vom 01. Januar 00:00 Uhr:

```
import pandas as pd
time_index = pd.date_range('1/1/2016 00:00:00', periods=24, freq='h')
```

Dieser Betrachtungszeitraum wird nun genutzt, um ein Energiesystem zu erstellen:

```
import oemof.solph as solph
es = solph.EnergySystem(timeindex=time_index)
```

Dieses Energiesystem ist leer und enthält nichts weiter als eine Information über den Optimierungszeitraum. In einem nächsten Schritt können dem System nun die gewünschten Komponenten -Bus, Transformer, Source und Sink- hinzugefügt werden:

```
# Source and Sink
gas_source = solph.source(label='gas_source',
                           outputs={gnw: solph.Flow(variable_costs=1)})
heat_sink = solph.sink(label='heat_sink',
                       inputs={hnw: solph.Flow(actual_value=Bedarf, fixed=True)})

es.add(gas_source, heat_sink)

# Busses
gnw = solph.Bus(label='gas_network')
hnw = solph.Bus(label='heat_network')
es.add(gnw, enw, hnw)

# Transformer
SLK = solph.Transformer(label='Spitzenlastkessel',
                        inputs={gnw: solph.Flow()},
                        outputs={hnw: solph.Flow(nominal_value=30,
                                                  variable_costs=1)},
                        conversion_factors={hnw: 0.88})
es.add(SLK)
```

In diesem Beispiel ist dem Energiesystem nun eine Gasquelle hinzugefügt worden, aus der bei Bedarf Gas mit einem Preis von 1 pro Einheit bezogen und dem Gasnetzwerk zugeführt wird. An dieser Stelle liegt es an dem Modellierer, welche Einheit die *variable costs* erhalten - es können beispielsweise €/kWh oder €/MWh sein. Die Einheit muss jedoch für das gesamte Modell einheitlich gewählt werden.

Der Spitzenlastkessel bezieht sein Gas aus dem Gasnetzwerk und stellt mit einem Wirkungsgrad von 88% einen Wärmestrom bereit, der ans Heiznetzwerk abgegeben wird. Der Nenn-Wärmestrom beträgt in diesem Fall 30 - die Einheit ist wieder frei wählbar. Wichtig

ist nur, dass die Einheit mit dem Gaspreis zusammenpasst, um plausible Ergebnisse zu erhalten. Der Wärmebedarf deckt sich nun aus dem Heiznetzwerk. Durch den Befehl *fixed=True* wird vorgegeben, dass der Bedarf gedeckt sein muss. Das heißt, dass dieser Senke nicht mehr oder weniger Wärme zugeführt werden darf, als benötigt.

Das nun erstellte Netzwerk kann unter Verwendung eines geeigneten Solvers - in diesem Fall des Gurobi-Solvers - gelöst werden:

```
model = solph.Model(es)
model.solve(solver="gurobi")
```

Im Postprocessing können nun die Ergebnisse der Einsatzoptimierung über weitere Pakete des Open Energy Modelling Framework verarbeitet und dargestellt werden.

## 5.2 Eingangsparameter der Optimierung

Die Eingangsparameter der Optimierung können eigene Prognosen oder historische Parameter aus vergangenen Jahren sein. Im Rahmen dieser Arbeit ist das Jahr 2016 als Betrachtungszeitraum gewählt worden, weshalb alle Eingangsdaten aus diesem Zeitraum stammen. Dieser Abschnitt wird die verwendeten Wetterdaten, Preiszeitreihen und Wärmelast kurz vorstellen. Sollten die Daten vor oder nach der Optimierung verwendet worden sein, wird dieser Abschnitt außerdem erläutern wie dies erfolgt ist. Alle hier aufgeführten Daten können ebenfalls dem beigelegten Datenträger entnommen werden.

Kosten beschreibende Parameter, wie beispielsweise Betriebskosten oder Energiekosten, fließen mit positivem Vorzeichen in die Optimierung ein. Dementsprechend werden alle Parameter, die Einnahmen verursachen - Fernwärmepreise und Stromvermarktung - mit negativem Vorzeichen berücksichtigt.

### Wetterdaten

Für den Betrieb der Solarthermieranlagen sind die standortbezogenen Umgebungsbedingungen entscheidend. Dies sind die Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung. Die Umgebungstemperatur kann standortspezifisch und unentgeltlich auf der Internetseite Renewables.ninja [39] heruntergeladen werden. Die zugänglichen Daten stellt das MERRA-2 Projekt der Nasa [19] zur Verfügung. Registrierte Benutzer können die Temperaturen in stündlicher Auflösung für die Jahre 2000 bis 2018 erhalten. Zusätzlich zur Umgebungstemperatur können Daten zu der Bewölkung, der Einstrahlung am Boden und einigen weiteren Parametern abgerufen werden.

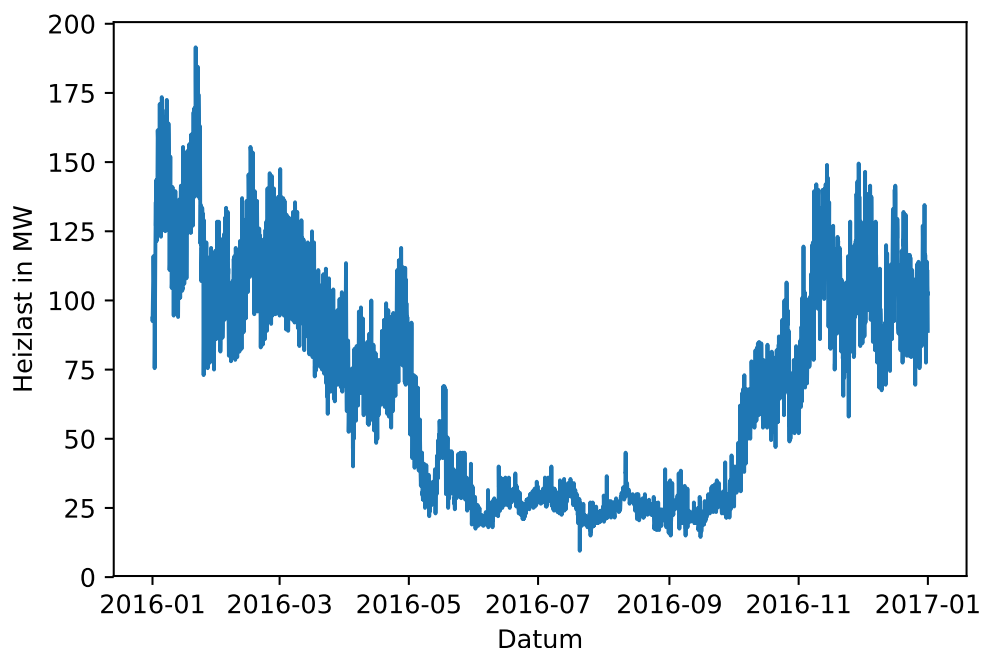
Bei der Sonneneinstrahlung von Renewables.ninja wird jedoch nicht zwischen direkter und diffuser Strahlung unterschieden. Diese Daten lassen sich deshalb nur bedingt weiter verwenden, da bei der Umrechnung von horizontaler in die direkte Einstrahlung Kenntnis über den Diffus-Anteil erforderlich ist. Aus diesem Grund ist für die Einstrahlung ein Datensatz des Deutschen Wetterdienstes verwendet worden. Dieser stellt für ausgewählte Standorte in Deutschland Wetterdaten von 1980 bis 2018 bereit [15]. Der Standort Schleswig ist repräsentativ für norddeutsche Strahlungsverhältnisse ausgewählt worden.

Die Strahlungsdaten für die horizontale Ebene sind in einem Python-Skript auf eine geneigte Ebene nach dem in Kapitel 3.1 vorgestellten DIN-Algorithmus umgerechnet worden. Das Skript ist dem Anhang A oder dem beigefügten Datenträger zu entnehmen. Die Umgebungstemperatur und Einstrahlung auf die geneigte Ebene sind im Preprocessing genutzt worden, um den Ertrag der Solarthermie zu berechnen. Der so ermittelte, stündlich aufgelöste, Wärmestrom pro  $\text{m}^2$  wurde schließlich an die Optimierungsmodelle übergeben. Im Fall der Photovoltaik ist ausschließlich die Einstrahlung zur Berechnung der elektrischen Leistung, welche an das Optimierungsmodell übergeben wird, verwendet worden.

### Heizlast, Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes

Die Stadtwerke Flensburg haben für die Jahre 2014 bis 2016 Daten zu ihrem Fernwärmenetz bereitgestellt [47]. Diese beinhalten die Rück- und Vorlauftemperaturen, sowie die Heizlast des Netzes. Diese Daten sind in Bezug auf das Temperaturniveau und den Verlauf der Heizlast als repräsentativ für typische Wärmenetze Norddeutschlands angenommen worden. Die Heizlast ist nach der Einwohnerzahl normiert worden wobei davon ausgegangen wurde, dass die Stadtwerke Flensburg ca. 100.000 Einwohner mit Fernwärme versorgen.

Die größte solarthermische Anlage Deutschlands, mit einer Fläche von  $8.300 \text{ m}^2$ , steht in Senftenberg [46]. Das Wärmenetz versorgt 25.000 Einwohner und erreicht dabei eine SF von 4% [44]. Die Heizlast, die im Rahmen dieser Arbeit zur Optimierung verwendet wird, ist auf eine Einwohnerzahl von ca. 50.000 skaliert worden. Somit wurde die Flensburger Last halbiert. Die Skalierung wurde vor dem Hintergrund gewählt, dass das im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Netz größer als bisherige solarthermisch unterstützte Netze in Deutschland ausfallen sollte, aber nicht unrealistisch groß. Prinzipiell kann die Heizlast in Norddeutschland aber auf jede Netzgröße skaliert werden. Abbildung 5.3 stellt den Verlauf der gewählten Heizlast grafisch dar.



**Abbildung 5.3:** Darstellung des Verlaufs der Heizlast des untersuchten Wärmenetzes für das Jahr 2016

Die Rücklauftemperatur des Netzes wird konstant auf 50°C gehalten. Die Vorlauftemperatur erreicht im Winter 124°C und fällt im Sommer auf durchschnittlich 80°C ab. Diese Temperaturen sind unverändert aus dem Stadtwerke Flensburg Datensatz übernommen und wurden bei der Berechnung des von den Solarkollektoren abgegebenen Wärmestroms genutzt.

## Preiszeitreihen Strom, Gas und Fernwärme

In dieser Arbeit werden folgende Preiszeitreihen benötigt:

**Fernwärmepreis** Der Fernwärmepreis ist bei der durchgeführten Optimierung als konstanter Wert angenommen worden. Aus Kaldemayer et al. [26] ist ein durchschnittlicher Fernwärmepreis für das Jahr 2016 von 68,59 €/MWh übernommen worden.

**Gaspreis** Bei dem Gaspreis wird ebenfalls von einem konstanten Gaspreis über den Betrachtungszeitraum ausgegangen. Die Pan-European Gas Trading Platform (PEGAS) veröffentlicht den nach Monaten und Jahren aufgeschlüsselten European Gas Index (EGIX) ab dem Jahr 2008. Für die durchgeführte Einsatzoptimierung ist der Durchschnittswert für das Jahr 2016 von 14,14 €/MWh verwendet worden. [37]

**Strompreis (Verkauf)** Im Rahmen dieser Arbeit ist ausschließlich die Stromvermarktung über Day-Ahead Auktionen an der europäischen Strombörse betrachtet worden. Eine stündlich aufgelöste Preiszeitreihe über die Day-Ahead-Strompreise aus dem Jahr 2016 ist dem Agorameter [5] entnommen worden.

**Strompreis (Bezug)** Der aus dem elektrischen Netz bezogene Strom setzt sich aus der Strompreiszeitreihe für den Verkauf und Stromabgaben<sup>1</sup> zusammen. Für die Stromabgaben ist ein konstanter Wert von 85,51 €/MWh angenommen worden, welcher der Strompreisanalyse des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft [12] entnommen wurde.

## Betriebskosten, CO<sub>2</sub>-Zertifikat, Energiesteuer

Unter diesem Abschnitt werden alle Kosten, die beim Betrieb der technischen Anlagen anfallen, aufgeführt. Diese reichen von den Betriebskosten, die den Verschleiß und die notwendige Wartung der Anlage berücksichtigen, über CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise pro t<sub>CO<sub>2</sub></sub> zu einer Energiesteuer beim Betrieb eines Spitzenlastkessels. Zunächst sollen die Betriebskosten der Anlagen und ihr Zustandekommen genauer betrachtet werden.

### Solarthermie / Photovoltaik

Nach Angaben des Fraunhofer-Instituts für solare Energiesysteme können für den Betrieb von PV-Anlagen Kosten in Höhe von 1% der Investitionskosten angenommen werden [59]. Dieser Wert ist für den Betrieb der solarthermischen Anlagen übernommen worden. Die Betriebskosten BK errechnen sich dann über den Quotienten aus dem im Preprocessing

---

<sup>1</sup>Stromabgaben setzten sich zusammen aus: EEG-Umlage, Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, Stromsteuer



ermittelten Ertrag  $Q_{ST} / W_{PV}$  der Anlage und den Investitionskosten  $I$ . Dies wird in Gleichung 5.1 und 5.2 veranschaulicht.

$$BK_{ST} = \frac{0,01 \cdot I_{ST}}{Q_{ST}} \quad [\text{€/MWh}] \quad (5.1)$$

$$BK_{PV} = \frac{0,01 \cdot I_{PV}}{W_{PV}} \quad [\text{€/MWh}] \quad (5.2)$$

Die Investitionskosten der Anlagen werden nach den in Kapitel 2.2.3 vorgestellten Gleichung ermittelt.

### Wärmespeicher

Für den STES sind ebenfalls Betriebskosten von 1% der Investitionskosten angenommen worden, die innerhalb von Solph auf den Input-Flow des entsprechenden Wärmespeichers gelegt wurden. Nach Pehnt et al. [38] soll es möglich sein den Wärmebedarf eines Netzes für 1/6 des Jahres über den Saisonalen Speicher zu decken. Bei der Referenzwärmemenge zur Bestimmung der Betriebskosten ist die Speicherkapazität versechsfacht worden. Dies ist erfolgt, um zu berücksichtigen, dass durch das Laden und Entladen über den Zeitraum eines ganzen Jahres mehr Wärme als die Speicherkapazität abgegeben wird. Die Berechnung der Betriebskosten des Speicher ist in Gleichung 5.3 festgehalten:

$$BK_{STES} = \frac{0,01 \cdot I_{STES}}{6 \cdot Q_{sp}} \quad [\text{€/MWh}] \quad (5.3)$$

Für den Kurzzeitspeicher ist ad hoc ein konstanter Wert von 0,05 €/MWh angenommen worden. Die Investitionskosten ergeben sich nach Pehnt et al. [38] zu 110 €/m<sup>3</sup>. Zusätzlich ist eine Förderung von 30% der Investitionskosten durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [10] berücksichtigt worden.

### Gas- und Dampfkraftwerk

Nach Schmitz und Schaumann [45] können die Betriebskosten eines GuD zwischen 1,5% und 3,5% der Investitionskosten, die sich auf 210-600 €/kW<sub>Kessel</sub> belaufen, angenommen werden. Im Rahmen dieser Arbeit ist jeweils mit dem Mittelwert gerechnet worden, womit sich die Investitionskosten der betrachteten Anlage auf ca. 280 Mio.€ belaufen. Außerdem werden die Betriebskosten im Fall der GuD-Anlage auf die elektrische Leistung  $P$  bezogen. Die gesamte, durch das Kraftwerk bereitgestellte elektrische Energie, ist über eine angenommene Volllaststundenzahl VLH abgeschätzt worden. Nach Angaben der Statista GmbH betrugen die Jahresvolllaststunden eines Braunkohlekraftwerks im Jahr 2017 durchschnittlich 6500 h [48]. Dieser Wert ist für die betrachtete GuD-Anlage übernommen worden, da Braunkohlekraftwerke in der Regel als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden und ein ähnlicher Betrieb für das verwendete GuD erwartet werden kann. Damit ergeben sich die Betriebskosten nach Gleichung 5.4 bei einer Nennleistung  $P_{Nenn}$  von 300 MW und Investitionskosten  $I_{GuD}$  in Höhe von 281,32 Mio. € zu:

$$BK_{GuD} = \frac{0,025 \cdot I_{GuD}}{P_{Nenn} \cdot VLH} = 3,61 \quad [\text{€/MWh}] \quad (5.4)$$

### Wärmepumpe, Elektrodenheiz- und Spitzenlastkessel

Die Kompressionswärmepumpe ist mit konstanten Betriebskosten von 2 €/MWh Wärme angenommen worden. Für den Elektrodenheizkessel werden 0,50 €/MWh als variable Betriebskosten angesetzt - für den Spitzenlastkessel beläuft sich dieser Wert auf 1 €/MWh. Alle Werte stammen aus *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation* [17].

### CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis und Energiesteuer

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. [12] gibt für das Jahr 2016 einen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis von 5,35 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Es ist davon ausgegangen worden, dass bei der Verbrennung von 1 MWh Gas 0,2 Tonnen CO<sub>2</sub> freigesetzt werden [41]. Danach ergibt sich der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis pro MWh zu:

$$p_{\text{CO}_2} = 5,35 \frac{\text{€}}{t_{\text{CO}_2}} \cdot 0,2 \frac{t_{\text{CO}_2}}{\text{MWh}} = 1,07 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

In dem Forschungsbericht *Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmeversorgung* des Zentrums für nachhaltige Energiesysteme ist für den Spitzenlastkessel eine Energiesteuer von 5,50 €/MWh angegeben worden [26]. Dieser Wert ist in dieser Arbeit für den Betrieb des Spitzenlastkessels übernommen worden. Die wichtigsten Eingangsparameter der Optimierung werden in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Es werden keine konkreten Werte für die Betriebskosten der Solarthermie, PV-Anlagen oder des STES in dieser Tabelle aufgeführt, da diese von der jeweiligen Anlagendimensionierung abhängig sind. Zusätzlich fließen die in Kapitel 4 ermittelten Kennlinien der Technologien in die Optimierung mit ein. Diese werden an dieser Stelle jedoch nicht näher betrachtet.

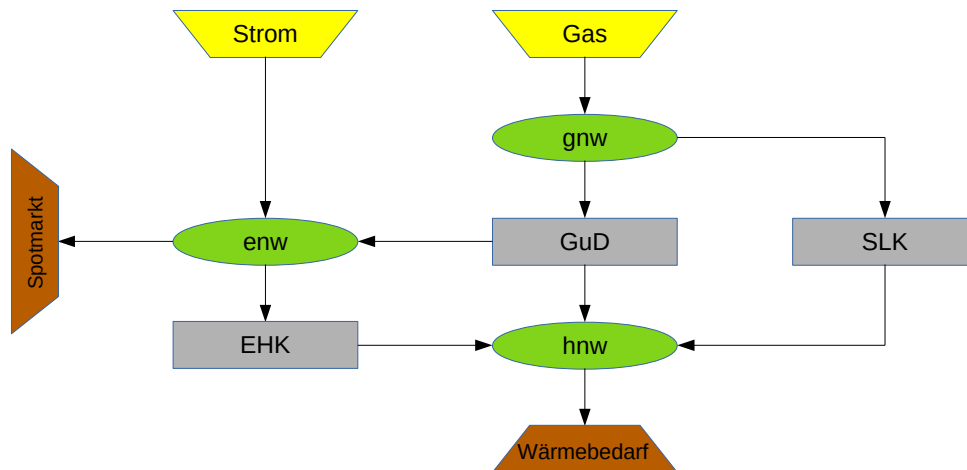
**Tabelle 5.1:** Übersicht über die wichtigsten Eingangs- und Randparameter der Einsatzoptimierungen

		Einheit	Wert	Quelle
<b>Solarthermie / PV</b>	Einstrahlung (geneigt) $\varnothing$	kWh/(m <sup>2</sup> a)	1169	[15]
	Ertrag Solarthermie	kWh/(m <sup>2</sup> a)	480	
	Ertrag Photovoltaik	kWh/(m <sup>2</sup> a)	170	
<b>Wärmenetz</b>	Heizlast $\varnothing$	MW	68,07	[47]
<b>Energiepreise</b>	Fernwärmepreis	€/MWh	68,59	[26]
	Gaspreis	€/MWh	14,14	[37]
	Strompreis (Day-Ahead) $\varnothing$	€/MWh	29	[5]
	Stromabgaben	€/MWh	85,51	[12]
<b>Betriebskosten</b>	Kurzzeitspeicher	€/MWh	0,05	
	Gas- und Dampfkraftwerk	€/MWh	3,61	nach [45]
	Wärmepumpe	€/MWh	2	[17]
	Elektrodenheizkessel	€/MWh	0,5	[17]
	Spitzenlastkessel	€/MWh	1	[17]
<b>sonstiges</b>	CO <sub>2</sub> -Zertifikat	€/MWh	1,07	[12]
	Energiesteuer	€/MWh	5,5	[26]
<b>Investitionskosten</b>	Gas- und Dampfkraftwerk	€/MW <sub>Kessel</sub>	405.000	[45]
	Elektrodenheizkessel	€/MW	60.000	[17]
	Spitzenlastkessel	€/MW	70.000	[17]
	Wärmepumpe	€/MW	250.000	[35]

## 5.3 Referenzsystem

Das Referenzsystem stellt ein auf fossilen Brennstoffen basierendes Wärmeversorgungssystem dar, welches mit ausgewählten solarthermischen Konzepten verglichen wird. In Abbildung 5.4 wird das Referenzsystem dargestellt, wie es zur Optimierung in Solph implementiert wurde. Es handelt sich hierbei um ein KWK dominiertes Wärmesystem, welches den Elektrodenheizkessel und Spitzenlastkessel bei hohen Wärmelasten als Reserve verwenden soll. Bevor im folgenden Abschnitt die Alternativsysteme vorgestellt werden, bei denen es sich um das Referenzsystem und Erweiterungen um die ausgewählten Solarthermie-Konzepte handelt, wird an dieser Stelle zunächst der Aufbau, die Auslegung und Implementierung des Referenzsystems in Solph näher betrachtet.

Aus dem Datensatz für das Flensburger Fernwärmenetz geht hervor, dass der maximale Wärmebedarf im Jahr 2016 ca. 191,5 MW betrug. Das Referenzsystem ist so dimensioniert, dass eine Reserve von 10 MW vorliegt. Die GuD-Anlage soll einen Wärmestrom von bis zu 145 MW liefern. Sowohl der Spitzenlastkessel als auch der Elektrodenheizkessel können maximal 30 MW bereitstellen. Wie in Abbildung 5.4 zu erkennen ist, beziehen sowohl das GuD als auch der SLK ihren Brennstoff aus dem Gasnetzwerk (gnw), welches von der



**Abbildung 5.4:** Schematische Darstellung des in Solph implementierten Referenzsystems. Das benötigte Gas zum Betrieb des GuD und SLK wird von der Gassource an das Gasnetzwerk (gnw) geliefert. Der EHK kann Strom aus dem elektrischen Netz (enw) beziehen, welches aus der Strom-Source und dem GuD gespeist wird. Alle Transformer speisen zur Deckung des Wärmebedarfs in das Heiznetzwerk. Bei überschüssiger Stromerzeugung ist eine Vermarktung am Spotmarkt möglich

Gasquelle gespeist wird. In dem Optimierungsmodell ist der Fluss von der Gasquelle zum Gasnetzwerk mit dem Gaspreis und dem CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis belegt. Der EHK bezieht den elektrischen Strom aus dem elektrischen Netzwerk (enw) und gibt die Wärme wiederum an das Heiznetzwerk (hnw) ab. Das elektrische Netzwerk wird aus der GuD-Anlage und dem eigentlichen Netz versorgt. Der Energiestrom der Strom-Source ist mit der Preiszeitreihe des Day-Ahead-Marktes (im Folgenden Spotmarkt) und den Stromabgaben aus 2016 belegt. Der Energiefluss des GuD ist mit den Betriebskosten der Anlage belegt.

Bei einer Überproduktion an elektrischer Energie kann diese am Spotmarkt zum Preis der Day-Ahead-Auktionen verkauft werden. Hierbei handelt es sich um eine variable Senke, da die Menge an gelieferter Energie nicht festgelegt ist. Im Gegensatz dazu ist der Wärmebedarf an Fernwärme (District Heating (DH))  $\dot{Q}^{dh}$  zu jedem Zeitpunkt der Simulation exakt zu decken. Dieser Zusammenhang ist in Gleichung 5.5 dargestellt:

$$\dot{Q}^{dh} = \dot{Q}_C^{dh} + \dot{Q}_S^{dh} + \dot{Q}_E^{dh} \quad (5.5)$$

hierin ist

$\dot{Q}_C^{dh}$	Wärmestrom des GuD an DH
$\dot{Q}_S^{dh}$	Wärmestrom des SLK an DH
$\dot{Q}_E^{dh}$	Wärmestrom des EHK an DH

Bei der GuD-Anlage handelt es sich in Solph um die GenericCHP-Komponente, welche mit den in Kapitel 4.3 ermittelten Parametern implementiert worden ist. In Tabelle 4.2 sind diese Parameter, über die ein zulässiges PQ-Diagramm gebildet wird, bereits aufgeführt worden. Zusätzlich zu diesen Daten ist das GuD mit einer Mindest-Standzeit und Startkosten belegt worden, um zu verhindern, dass die Anlage während der Simulation dauerhaft anspringt und nach nur einem Zeitschritt direkt ausgeht. Nach Christidis und Tsatsaronis

[14] kann bei einer stündlich aufgelösten Optimierung auf die Modellierung einer Lastrampe beim Start und Stopp des Kraftwerks verzichtet werden. Die Mindest-Standzeit ist mit 5h und die Startkosten mit 4000 € in die Simulation eingegangen [14].

Der EHK und SLK sind als einfache Transformer mit einem konstanten Wirkungsgrad abgebildet worden. Auf eine Mindest-Stillstandzeit und Startkosten wurde bei diesen Komponenten verzichtet. Im Gegensatz zur modellierten GuD-Anlage kann der Transformer jeden Betriebspunkt zwischen 0% und 100% der Nennleistung anfahren. Es sind folglich Wärmeströme zwischen 0 und 30 MW von diesen Komponenten zu erwarten. Der SLK und EHK sind bei der Modellierung möglichst einfach gehalten, um den Simulationsaufwand so weit wie möglich zu reduzieren.

Ziel der Einsatzoptimierung ist die Minimierung des Betriebsergebnisses, welches, auf Grund der mit negativem Vorzeichen in die Optimierung einfließenden Erlöse für die Fernwärme und Stromvermarktung, negativ ausfällt. Die Zielfunktion, die dieses Modell mathematisch beschreibt, kann Gleichung 5.6 entnommen werden:

$$\min Z_{Ref} = \min \left[ \sum_t ((C_{C,t} - R_{C,t}) + (C_{S,t} - R_{S,t}) + (C_{E,t} - R_{E,t}) + C_{CO,t}) \right] \quad (5.6)$$

Sie wird über die Kosten  $C$  und Erlöse  $R$  der im System verwendeten Technologien gebildet. Wie sich die einzelnen Terme der Zielfunktion zusammensetzen, kann Gleichung 5.7 bis 5.13 entnommen werden.

$$C_{C,t} = \dot{Q}_{C,t}^{gas} \cdot c_t^{gas} + P_{C,t} \cdot c_{C,t}^{BK} + Y_{C,t}^{start} \cdot c_{C,t}^{start} \quad (5.7)$$

$$R_{C,t} = \dot{Q}_{C,t}^{dh} \cdot c_t^{dh} + P_{C,t} \cdot c_t^{sm} \quad (5.8)$$

$$C_{S,t} = \dot{Q}_{S,t}^{gas} \cdot c_t^{gas} + \dot{Q}_{S,t}^{dh} \cdot c_{S,t}^{BK} + \dot{Q}_{S,t}^{dh} \cdot c_{S,t}^{es} \quad (5.9)$$

$$R_{S,t} = \dot{Q}_{S,t}^{dh} \cdot c_t^{dh} \quad (5.10)$$

$$C_{E,t} = P_{E,t} \cdot (c_t^{sm} + c_t^{sa}) + \dot{Q}_{E,t}^{dh} \cdot c_t^{dh} \quad (5.11)$$

$$R_{E,t} = \dot{Q}_{E,t}^{dh} \cdot c_t^{dh} \quad (5.12)$$

$$C_{CO2,t} = \dot{Q}_{gas,t} \cdot c_{CO2,t} \quad (5.13)$$

Die Kosten des GuD  $C_{C,t}$  werden über den aufgenommenen Gasstrom  $\dot{Q}_{C,t}^{gas}$  und den Gaspreis  $c_t^{gas}$ , die Betriebskosten  $c_{C,t}^{BK}$  pro MW elektrischer Leistung  $P_{C,t}$  sowie die Startkosten für das Hochfahren der Anlage  $c_{C,t}^{start}$  gebildet. Entsprechend wird der Erlös in Gleichung 5.13 über die erzeugte Fernwärme und die vermarktete elektrische Leistung gebildet. Analog werden die anderen Technologien beschrieben. Die Kosten der CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden über den gesamten Gasstrom zum Zeitpunkt  $t$  und den Zertifikatspreis  $c_{CO2,t}$  abgebildet. Die Bedeutung der verwendeten Indizes und Abkürzungen kann folgender Auflistung entnommen werden.

C	Gas- und Dampfkraftwerk	es	Energiesteuer	Y	Statusvariable Ein/Aus
S	Spitzenlastkessel	BK	Betriebskosten	start	Startbezug
E	Elektrodenheizkessel	sm	Spotmarkt	$t$	Zeitschritt
		sa	Stromabgaben		

## 5.4 Alternativsysteme

Bei den Alternativsystemen handelt es sich stets um das bereits beschriebene Referenzsystem, welches um die in Kapitel 3.2 ausgewählten Konzepte der solarthermischen Wärmebereitstellung erweitert wurde. Die Anlagendimensionierung des Referenzsystems hat sich bei der Erweiterung um andere Technologien nicht geändert. Das heißt, dass die mögliche Überproduktion an Wärme im Vergleich zum Referenzsystem steigt. Die Alternativsysteme, welche in den folgenden Abschnitten genauer betrachtet werden, sind mit drei verschiedenen Anlagengrößen für die Solarthermie und den Saisonalen Speicher simuliert worden. Danach ergeben sich für jedes Konzept insgesamt neun verschiedene Setups. Folgende Anlagendimensionierungen wurden betrachtet:

**Kollektorfläche:**      70.000    **140.000**    210.000    m<sup>2</sup>

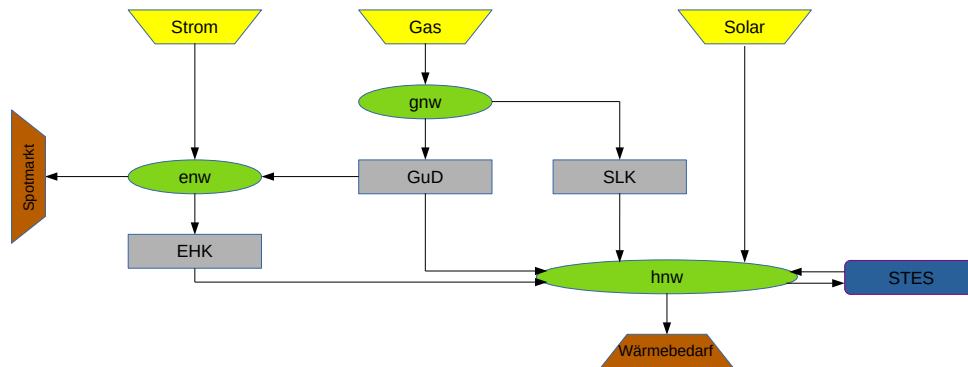
**Speicherkapazität:**   20.000    **60.000**    100.000    MWh

In der Auflistung ist eine Kollektorfläche von 140.000 m<sup>2</sup> und eine Speicherkapazität des STES von 60 GWh hervorgehoben worden, da diese Auslegungen für die Alternativsysteme als Basis-Szenario festgelegt wurden. Die Kollektorfläche ist vor dem Hintergrund gewählt worden, dass der Solaranlagen-Ertrag am sonnigsten Tag des Jahres (nach vorliegendem Datensatz der 11.06.) gleich dem Wärmebedarf dieses Tages sein soll. Die daraus hervorgehende Fläche von 140.000 m<sup>2</sup> liegt nur knapp unter der derzeit größten Anlage in Silkeborg, die eine Fläche von 156.694 m<sup>2</sup> aufweist [46]. Bei der Speichergröße ist die Anlage in Vojens als Vorlage für das Basis-Szenario verwendet worden, welche über ein Speichervolumen von 200.000 m<sup>3</sup> verfügt [6]. Bei einer maximalen Energiedichte von 300 kWh/m<sup>3</sup> [53] entspricht dies einer Kapazität von 60 GWh. Das Basis-Szenario dient als Ausgangspunkt für bei der Berechnung der Kostendegression des STES.

### 5.4.1 Solarthermie 1

Bei dem Solarthermie 1-Konzept (ST1), welches in Abbildung 5.5 dargestellt wird, handelt es sich um das Referenzsystem, welches um eine Solarthermieanlage und einen saisonalen Wärmespeicher erweitert worden ist. Der spezifische Ertrag (MW/m<sup>2</sup>) der Solaranlage ist im Preprocessing über die DIN EN 12975 und die in Kapitel 4.2 ermittelten Verlustparameter

für Kollektorfelder - bestehend aus Vakuumröhrenkollektoren - bestimmt worden. Dieser ist als Datenreihe an das Optimierungsmodell übergeben worden und wird in diesem als Source abgebildet, die direkt mit dem Heiznetzwerk verbunden ist. Je nach Anlagengröße ist dieser Eingang entsprechend skaliert worden. Es ist davon ausgegangen worden, dass durch den STES 100% der solaren Wärme abgenommen werden kann, weshalb die Solar-Source als fixe Eingangsgröße modelliert worden ist. D. h., dass der Ertrag der Solaranlage auf jeden Fall abgenommen werden muss. Dies gilt entsprechend für alle untersuchten Konzepte.



**Abbildung 5.5:** Dargestellt wird eine schematische Darstellung des in Solph implementierten Solarthermie 1-Konzepts. Dabei handelt es sich um das Referenzsystem welches um eine Solar-Source und einen STES erweitert worden ist. Der Ertrag aus der Solarthermie ist, wie der STES auch, direkt an das hnw angeschlossen.

Tabelle 5.2 zeigt, abhängig von der Fläche, den im Preprocessing berechneten Ertrag, die SF, Investitionskosten und die Betriebskosten der Solaranlage, welche in der Optimierung mit berücksichtigt werden. Die SF stellt hier den maximal möglichen Wert dar, sollte die Wärme aus der Solarthermie ausschließlich direkt genutzt und nicht zwischengespeichert werden, da die Speicherung verlustbehaftet ist.

**Tabelle 5.2:** Übersicht über flächenspezifische Daten der Solarthermie-Anlage

Fläche [m <sup>2</sup> ]	Ertrag [MWh]	SF [%]	Investition [€]	Betriebskosten [€/MWh]
70.000	33.331	5,57	19.135.308	5,74
140.000	66.622	11,14	34.327.855	5,15
210.000	99.933	16,71	48.032.234	4,81

Der von der Solaranlage übers Jahr maximal abgegebene Wärmestrom ist für den STES als höchstmöglicher Wärmeeingang zum Aufladen des Speichers festgelegt worden. Dieser Wert variiert entsprechend der Kollektorfläche. Ein maximaler Entlade-Wärmestrom ist hingegen wesentlich höher angesetzt. Es soll möglich sein, das Wärmenetz zu 100% aus dem Speicher versorgen zu können, weshalb die Entladung maximal mit der höchstmöglichen Last des Netzes erfolgen kann - in diesem Fall mit 191,5 MW. Darüber hinaus ist der Speicherwirkungsgrad von 75% auf den abgegebenen Wärmestrom bezogen. Um zu verhindern, dass der Saisonale Speicher wie ein Kurzzeitspeicher genutzt wird, der stündlich aus- und entladen wird, ist der STES mit einer minimalen Auflade- und Entladezeit von 3h modelliert worden. Darüber hinaus ist der Speicherstand zu Beginn des betrachteten Zeitraums auf 70% seiner Kapazität festgelegt. Die kapazitätspezifischen Betriebskosten des Speichers können Tabelle 5.3 entnommen werden.

**Tabelle 5.3:** Übersicht über kapazitätsspezifische Daten des saisonalen thermischen Energiespeichers

Kapazität [GWh]	Investition (mit Förderung) [€]	Betriebskosten [€/MWh]
20	7.966.141	0.66
60	15.400.000	0.43
100	20.923.290	0.35

Mathematisch kann die Zielfunktion des ST1-Modells analog zum Referenzsystem beschrieben werden. Sie muss lediglich um einen Term für die Solarthermie-Anlage (ST) und den STES erweitert werden. Dies ist in Gleichung 5.14 dargestellt.

$$\min Z_{ST1} = \min \left[ Z_{\text{Ref}} + \sum_t ((C_{ST,t} - R_{ST,t}) + C_{STES,t}) \right] \quad (5.14)$$

Wie sich die Kosten und der Erlös der Solarthermie-Anlage sowie die Kosten des Speichers bilden, ist Gleichung 5.15 bis 5.17 zu entnehmen.

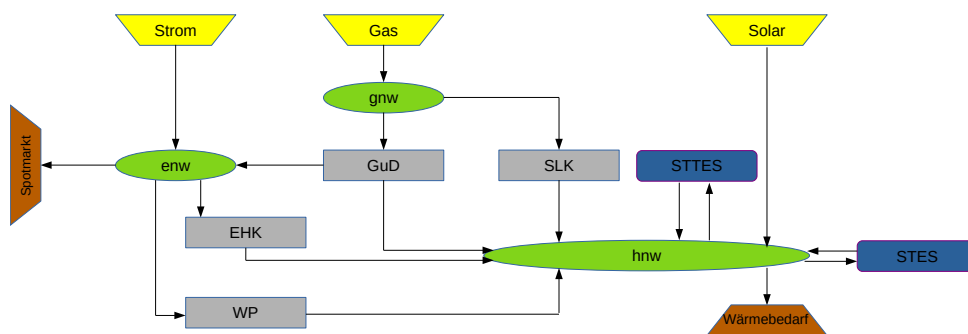
$$C_{ST,t} = \dot{Q}_{ST,t}^{DH} \cdot c_{ST,t}^{BK} \quad (5.15)$$

$$R_{ST,t} = \dot{Q}_{ST,t}^{DH} \cdot c_t^{DH} \quad (5.16)$$

$$C_{STES,t} = \dot{Q}_{STES,t}^{\text{ein}} \cdot c_{STES,t}^{BK} \quad (5.17)$$

### 5.4.2 Solarthermie 2

Abbildung 5.6 zeigt das Solarthermie 2-Konzept (ST2) in der Form, wie es in Solph implementiert worden ist. Es wurden zusätzlich zur solarthermischen Anlage und dem STES des ST1-Konzepts eine Wärmepumpe und ein Kurzzeitspeicher hinzugefügt.



**Abbildung 5.6:** Schematische Darstellung des in Solph implementierten Solarthermie 2-Konzepts. Hierbei handelt es sich um das ST1-Konzept, welches um einen Kurzzeitspeicher und eine Wärmepumpe erweitert wurde. Der Speicher (STES) ist direkt mit dem hnw verbunden - die Wärmepumpe bezieht den elektrischen Strom aus dem enw und speist die Wärme in hnw.

Die Wärmepumpe ist in Solph als OffsetTransformer modelliert worden. Das heißt, dass die WP in dieser Optimierung unter einer Leistung von 40% ihrer Nennleistung nicht arbeitet. Über die TESPy-Simulation einer Wärmepumpe ist, wie in Kapitel 4.4 bereits



dargestellt, der Gütegrad über einer variierenden Auslastung ermittelt worden. Dieser ist genutzt worden, um die linearisierte Rampe des OffsetTransformers zu definieren. Zusammen mit der, im Preprocessing ermittelten, Carnot-Leistungszahl, die als Datenreihe an das Optimierungsmodell übergeben wird, ist für jeden Zeitschritt eine Leistungs- und Temperaturabhängigkeit (Umgebung und Vorlauf des Netzes) realisiert worden.

Die Kapazität des Kurzzeitspeichers ist so gewählt worden, dass er theoretisch den Wärmebedarf des Netzes über 6 Stunden decken kann. Bei einem maximalen Bedarf von 191,5 MW entspricht dies einer Kapazität von 1149 MWh. Die Idee hinter der Verwendung des Kurzzeitspeichers ist, den Einsatz der Wärmepumpe zu optimieren - Wärmeproduktion bei niedrigen Strompreisen und zwischenspeichern im Kurzzeitspeicher - ist der maximale Be- und Entladewärmestrom des Speichers auf die WP abgestimmt, dessen maximal bereitgestellte Wärme vor der Einsatzoptimierung auf 40 MW abgeschätzt worden ist. Entsprechend wurde dieser Wert für die maximale Be- und Entladung des Speichers übernommen. Im Gegensatz zum STES ist beim Kurzzeitspeicher kein Speicherstand zu Beginn der Optimierung vorgegeben worden - dieser ist ein Ergebnis der Einsatzoptimierung. Analog zur WP ist die Auslegung des Kurzzeitspeichers Szenario unabhängig.

Um die mathematische Beschreibung der Zielfunktion des ST2-Konzepts zu erhalten ist die ST1-Funktion um einen Term für die Wärmepumpe und den Kurzzeitspeicher zu erweitern. Dies wird in Gleichung 5.18 dargestellt. Gleichung 5.19 bis 5.21 beschreiben dabei die Kosten  $C_{WP,t}$  und den Erlös  $R_{WP,t}$  der Wärmepumpe sowie die Kosten des Kurzzeitspeichers  $C_{STES,t}$ .

$$\min Z_{ST2} = \min \left[ Z_{ST1} + \sum_t ((C_{WP,t} - R_{WP,t}) + C_{STES,t}) \right] \quad (5.18)$$

$$C_{WP,t} = \dot{Q}_{WP,t}^{DH} \cdot c_{WP,t}^{BK} + P_{WP,t}(c_t^{sm} + c_t^{sa}) \quad (5.19)$$

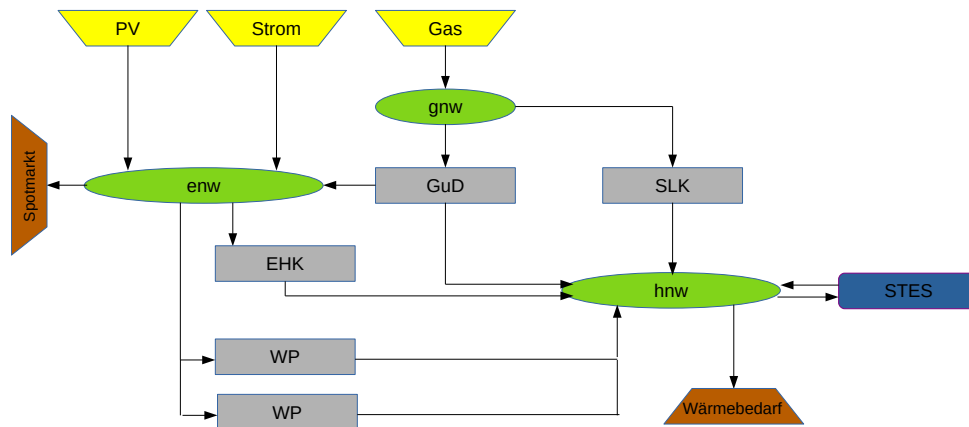
$$R_{WP,t} = \dot{Q}_{WP,t}^{DH} \cdot c_t^{DH} \quad (5.20)$$

$$C_{STES,t} = \dot{Q}_{STES,t}^{ein} \cdot c_{STES,t}^{BK} \quad (5.21)$$

### 5.4.3 Photovoltaik

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Konzepten, wie in Kapitel 3.2 bereits beschrieben, handelt es sich bei diesem Konzept um ein indirektes Solarthermie Konzept bei dem die Wärme nicht direkt von solarthermischen Kollektoren bereitgestellt wird. Zunächst stellen PV-Module dem enw elektrischen Strom zur Verfügung, welcher von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann. Darüber hinaus ist es jedoch auch möglich den gewonnen PV-Strom direkt am Spotmarkt zu vermarkten. Ebenso kann die Wärmepumpe betrieben werden, wenn keine Sonneneinstrahlung vorhanden ist - in diesem Fall wird sie über das GuD oder aus dem Strommarkt versorgt. Das in Solph modellierte Energiesystem kann Abbildung 5.7 entnommen werden.

Der spezifische Ertrag der PV-Module ist im Preprocessing über Gleichung 2.11 bestimmt worden und wird als Datenreihe an das Optimierungsmodell übergeben. In dem Modell wird der PV-Strom als Source abgebildet und ist an das enw angeschlossen. Entsprechend des Szenarios ist dieser Eingang skaliert worden. Tabelle 5.4 kann abhängig von dem



**Abbildung 5.7:** Schematische Darstellung des in Solph modellierten Photovoltaik-Konzepts. Die von der PV-Anlage bereitgestellte elektrische Leistung wird direkt an enw geliefert, an das auch die beiden Wärmepumpen angeschlossen sind, die den PV-Strom zu Bereitstellung von Wärme nutzen können.

betrachteten Szenario der Ertrag, die Investitionskosten und Betriebskosten der PV-Anlage entnommen werden.

**Tabelle 5.4:** Übersicht über flächenspezifische Daten des Photovoltaik-Konzepts

Fläche [m <sup>2</sup> ]	Ertrag [MWh]	Investition [€]	Betriebskosten [€/MWh]
70.000	11.591	11.101.514	9,58
140.000	23.181	16.826.748	7,26
210.000	99.933	21.461.247	6,17

Um mit Sicherheit 100% des PV-Stroms in Wärme umwandeln zu können sind zwei Wärmepumpen, die identisch zu der bereits im ST2-Konzept beschriebenen WP sind, verwendet worden - diese Anzahl bleibt in jedem Szenario gleich. Der STES unterscheidet sich in der Modellierung ebenfalls nicht von den vorangegangenen Szenarien. Dementsprechend kann eine genauere Beschreibung der Speicher-Modellierung sowie die von der Kapazität abhängigen Betriebskosten Kapitel 5.4.1 entnommen werden.

Die Zielfunktion des Photovoltaik Konzepts ist durch Ergänzung der Referenzsystem-Funktion mit Termen für die PV-Anlage, die WP und den STES zu erhalten - dargestellt in Gleichung 5.22. Aufgrund der Tatsache, dass in diesem Konzept mehrere Wärmepumpen verwendet werden, sind die Kosten hierfür in allgemeiner Form für eine beliebige Anzahl formuliert worden.

$$\min Z_{PV} = \min \left[ Z_{\text{Ref}} + \sum_t \left( \sum_{WP} (C_{WP,t} - R_{WP,t}) + (C_{PV,t} - R_{PV,t}) + C_{\text{STES},t} \right) \right] \quad (5.22)$$

In Gleichung 5.23 bis 5.26 wird gezeigt wie sich die einzelnen Terme zusammensetzen. Die Kosten der WP bilden sich beispielsweise über den abgegebenen Wärmestrom und die Betriebskosten sowie über die elektrische Leistung und die Summe aus dem Strompreis

und den Stromabgaben.

$$C_{WP,t} = \dot{Q}_{WP,t}^{DH} \cdot c_{WP,t}^{BK} + P_{WP,t}(c_t^{sm} + c_t^{sa}) \quad (5.23)$$

$$R_{WP,t} = \dot{Q}_{WP,t}^{DH} \cdot c_t^{DH} \quad (5.24)$$

$$C_{PV,t} = \dot{P}_{PV,t}^{sm} \cdot c_{PV,t}^{BK} \quad (5.25)$$

$$R_{PV,t} = \dot{P}_{PV,t}^{sm} \cdot c_t^{sm} \quad (5.26)$$

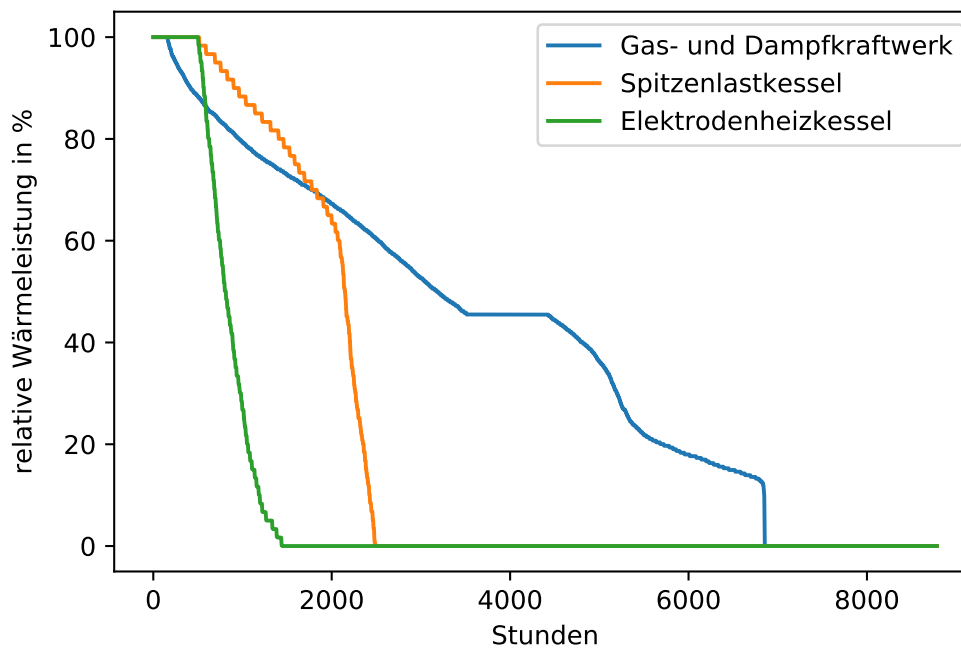
## 5.5 Ergebnisse der Einsatzoptimierung

Nach der Vorstellung aller betrachteten Konzepte in den vorangegangenen Abschnitten wird dieser Abschnitt die Ergebnisse der Einsatzoptimierungen, die mit dem Ziel der Erlös-Optimierung durchgeführt worden sind, für das Referenzsystem und die Alternativsysteme vorstellen. Dabei steht zunächst die Frage im Vordergrund, wie wirtschaftlich die verschiedenen Konzepte und Szenarien im Vergleich zum Referenzsystem sind. Zu diesem Zweck ist vorerst der Kapitalwert genutzt worden. Für die jeweils aussichtsreichsten Auslegungen werden genauere Untersuchung des Betriebsverhaltens der einzelnen Komponenten durchgeführt.

### 5.5.1 Ergebnis der Einsatzoptimierung des Referenzsystems

Das Referenzsystem dient als Vergleich zu den erstellten Solarthermie-Systemen und wird zur ökonomischen Bewertung der untersuchten Alternativsysteme herangezogen. Die Einsatzoptimierung des Referenzsystems hat einen, beim optimalen Betrieb der Anlagen, möglichen Erlös von 44,38 Mio. €/a ergeben. Dieser Erlös setzt sich aus der Differenz zwischen den Kosten zum Betrieb der Anlage und Einnahmen durch den Verkauf von Strom und Wärme zusammen. Insgesamt konnte durch die Bereitstellung von Wärme ein Betrag von 41,04 Mio. € eingenommen werden. Dieser Wert ist aufgrund eines konstanten Wärmepreises und des gleichbleibenden Wärmebedarfs bei jedem Konzept/Szenario identisch. Die Einnahmen aus dem Verkauf von Strom am Spotmarkt belaufen sich auf 73,9 Mio. € und sind damit knapp 80% größer als die Einnahmen durch den Verkauf von Wärme. Der Kapitalwert des Referenzsystems beträgt, bei einer angenommenen Laufzeit von 20 Jahren und einer Verzinsung von 5%, insgesamt 267,57 Mio. €. Die Kapitalwerte der Alternativsysteme werden auf diesen Referenz-Kapitalwert bezogen und zeigen somit bei positiven Werten an, dass das Konzept wirtschaftlich attraktiver ist, als das einfache Referenzsystem. Entsprechend zeigen negative Kapitalwerte (bezogen auf das Referenzsystem) an, dass es wirtschaftlicher ist, das Referenzkonzept zu betreiben, ohne die Einbringung von Solarthermie.

Um das Anlagenverhalten zwischen den Konzepten besser vergleichen zu können ist eine Darstellung des Betriebes in Jahresdauerlinien gewählt worden. Dieser Darstellungsform ist direkt, unabhängig von der entsprechenden Leistung, zu entnehmen, wie eine Anlage über das Jahr betrieben worden ist. Der abgegebene Wärmestrom der Anlage wird in dieser Darstellung auf den über das betrachtete Jahr maximal auftretenden Wärmestrom bezogen. Somit lässt sich Abbildung 5.8 direkt entnehmen, wie viele Stunden die Anlage betrieben worden ist und wie groß der Teillast-Anteil ist.

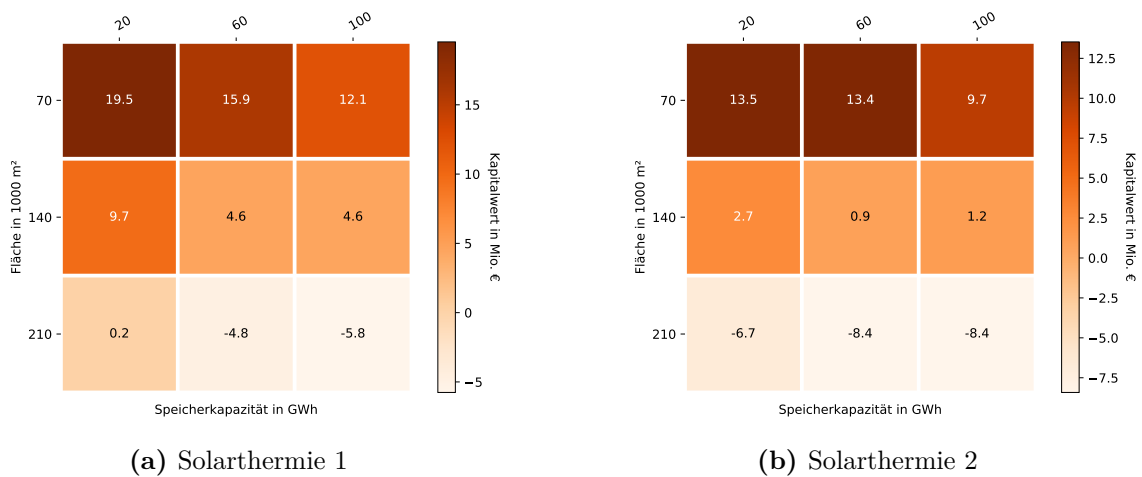


**Abbildung 5.8:** Jahresdauerlinien der Wärmebereitstellung aller verwendeten Technologien innerhalb des Referenzsystems. Auf der Abszisse sind die Stunden des Jahres aufgetragen - die Ordinate zeigt die relative Wärmeleistung.

Es ist zu erkennen, dass die GuD-Anlage mit 6850 Betriebsstunden die bevorzugte Technologie zur Wärmebereitstellung darstellt. Es ist aber auch zu erkennen, dass das GuD in diesem System nur für wenige Stunden im Jahr ihren vollen Wärmestrom abgibt und quasi dauerhaft in Teillast Wärme bereitstellt. Das heißt jedoch nicht, dass das GuD generell in Teillast betrieben wird, da das modellierte Kraftwerk 2 Freiheitsgrade und die Bereitstellung von Wärme und Strom somit entkoppelt sind. Bezogen auf die abgegebene elektrische Energie erreicht das Kraftwerk eine Volllaststundenzahl für den betrachteten Zeitraum von 5371 h.

Bei dem Betrieb des EHK und SLK ist zu erkennen, dass diese mit knapp 1500 und 2500 Betriebsstunden deutlich weniger genutzt werden als die GuD-Anlage. Beide Anlagen werden unter Volllast über ungefähr den gleichen Zeitraum verwendet. Die Jahresdauerlinie des Elektrodenheizkessels fällt im Vergleich zum Spitzenlastkessel jedoch stark ab - im niedrigen Leistungsbereich wird der EHK nur wenig genutzt. Hervorgehoben wird in Abbildung 5.8 die Bedeutung des SLK in dem Referenzsystem. Nach dem GuD ist der EHK deutlich häufiger und mit einer höheren Auslastung als der EHK verwendet worden. Überwiegend ist der Spitzenlastkessel in einem Leistungsbereich zwischen 60% und 100% eingesetzt worden. Insgesamt werden im Referenzsystem 86,15% des Wärmebedarfs von dem GuD gedeckt. Der SLK stellt 9,6% und der EHK 4,25% des gesamten Wärmebedarf zur Verfügung. Diese Zahlen heben noch einmal deutlich die Rolle der GuD-Anlage im Referenzsystem hervor.

Die Wärmegestehungskosten des Referenzsystems werden nach Gleichung 2.16 berechnet und betragen 32,7 €/MWh. Dieser Wert liegt ungefähr in der selben Größenordnung der Wärmegestehungskosten eines auf fossilen Energieträgern basierten Konzepts, bestehend aus einem Blockheizkraftwerk, einer Gegendruckturbine sowie einem Spitzenlast- und Elektrodenheizkessel, welches von Kaldemayer et al. [26] untersucht worden ist. Das



**Abbildung 5.9:** Übersicht über die Kapitalwerte des Solarthermie 1 (a) und Solarthermie 2-Konzepts (b) sowie aller betrachteten Szenarien in Form von Heatmaps. Dunkel dargestellte Flächen zeigen einen höheren Kapitalwert gegenüber den helleren Flächen an.

Ergebnis der Optimierung wird somit als plausibel angesehen.

### 5.5.2 Ergebnisse der Einsatzoptimierung der Alternativsysteme

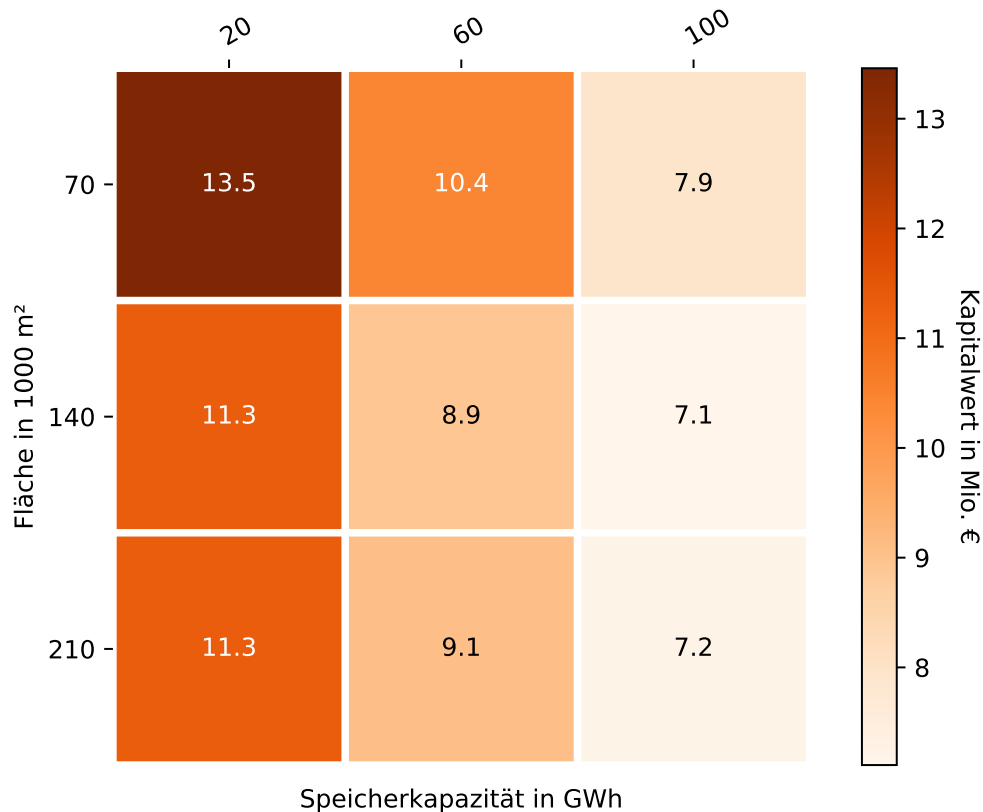
An dieser Stelle wird zunächst entschieden, welche Szenarien der einzelnen Konzepte genauer untersucht werden sollen. Als Entscheidungsvariable wird an dieser Stelle der Kapitalwert verwendet. Er wird über die Differenz des Betriebsergebnisses der Alternativkonzepte und dem Ergebnis des Referenzsystems gebildet. In Anlehnung an Gleichung 2.13 wird die Differenz zwischen den Einnahmen und Ausgaben ( $E - A$ ) nach Gleichung 5.27 berechnet. Die Investitionskosten beziehen sich bei dieser Rechnung auf die Investitionen, welche das Referenzsystem erweitern.

$$(E - A) = (E - A)_{\text{Alternativsystem}} - (E - A)_{\text{Referenzsystem}} \quad (5.27)$$

Abbildung 5.9 und 5.10 zeigen die Ergebnisse der Kapitalwertberechnung für die beiden Solarthermie-Konzepte und das Photovoltaik-Konzept in Form einer Heatmap. Darin werden die Szenarien mit hohen Kapitalwerten dunkel und diejenigen mit niedrigen Werten hell eingefärbt. Diese Heatmaps werden in diesem Abschnitt genutzt, um die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien zu bewerten.

Wie die Abbildungen 5.9 und 5.10 zeigen, haben alle Konzepte gemeinsam, dass das wirtschaftlich attraktivste Szenario stets jenes mit der niedrigsten Kollektorfläche und geringsten Speicherkapazität ist. Bei dem Solarthermie 1 und Solarthermie 2 Konzept sorgen zunehmende Dimensionierungen der Anlagen dafür, dass der Kapitalwert negative Werte annimmt. Das bedeutet, dass der Betrieb dieser Szenarien, im Vergleich zum Referenzkonzept, unwirtschaftlich ist. Bei dem ST1-Konzept ist dies erst bei einer Kollektorfläche von 210.000 m² und einer Speicherkapazität von 60 GWh bzw. 100 GWh der Fall. Das ST2-Konzept weist ausschließlich negative Kapitalwerte bei einer Fläche von 210.000 m² auf. Demgegenüber zeigt sich, dass das PV-Konzept stets positive Kapitalwerte annimmt

(vgl. Abbildung 5.10).



**Abbildung 5.10:** Darstellung einer Heatmap aller Kapitalwerte innerhalb des Photovoltaik-Szenarios. Dunkel dargestellte Fläche zeigen gegenüber helleren Flächen einen erhöhten Kapitalwert an.

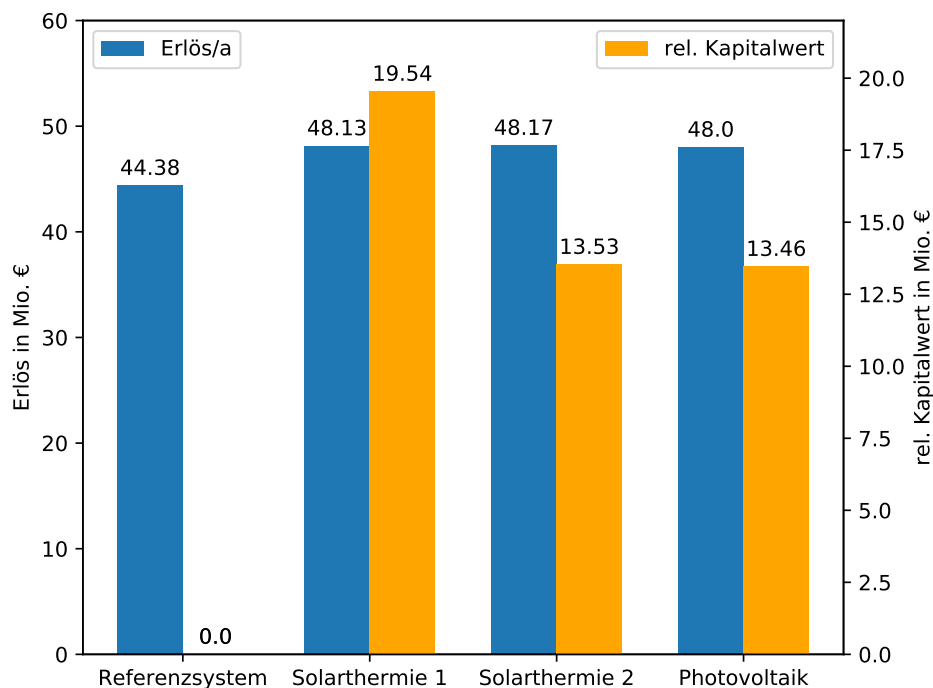
Der höchste Kapitalwert mit 19,5 Mio. € wird bei dem ST1-Konzept erreicht. Mit zunehmender Kollektorfläche auf 140.000 m<sup>2</sup> nimmt der Kapitalwert zunächst um 9,8 Mio. € ab - bei einer Vergrößerung auf 210.000 m<sup>2</sup> um weitere 9,5 Mio. €. Das zeigt, dass bei den gegebenen Umweltbedingungen eine zunehmende Kollektorfläche in dem betrachteten Bereich zu einer überproportionalen Abnahme des Kapitalwerts führt. Hieraus folgt, dass das Verhältnis aus gewonnenem Nutzen durch eine zunehmende Kollektorfläche und den zusätzlichen Kosten abnimmt. Außerdem kann an dieser Stelle zunächst davon ausgegangen werden, dass die optimale Kollektorfläche erst bei deutlich geringeren Werten erreicht wird. Bei einer Speicherkapazität von 60 GWh ist die Abnahme des Kapitalwerts ungefähr gleich der Abnahme bei 20 GWh. Erst bei der höchsten Kapazität von 100 GWh ist zu erkennen, dass die Abnahme des Kapitalwerts geringer wird. Bei einer Zunahme der Fläche auf 140.000 m<sup>2</sup> verringert sich der Kapitalwert an dieser Stelle nur um 7,5 Mio. €. Daraus kann gefolgert werden, dass bei dieser Speicherkapazität die optimale Kollektorfläche größer ist und der Auslegungspunkt bei 70.000 m<sup>2</sup> somit dichter an einem lokalen Maximum liegt. Dies ist insofern plausibel, da davon ausgegangen werden kann, dass eine zunehmende Kollektorfläche einen größeren saisonalen Wärmespeicher erfordert. Analog dazu kann Abbildung 5.9a, aufgrund der relativ konstanten Abnahme des Kapitalwerts bei einer Steigerung der Kapazität von 60 auf 100 GWh, entnommen werden, dass die optimale Speichergröße unterhalb von 20 GWh liegt.

Abbildung 5.9b stellt die Kapitalwerte des ST2-Konzeptes dar. Wie bei dem ST1-Konzept ist der Kapitalwert bei einer Fläche von 70.000 m<sup>2</sup> und einer Speicherkapazität von 20 GWh am höchsten, liegt jedoch mit 13,5 Mio. € etwas unter dem Ergebnis des ST1-Konzeptes. Eine Zunahme der Kollektorfläche hat hier die selben Auswirkungen wie in ST1. Die Kapitalwerte fallen konstant um einen Wert von ca. 10 Mio. €. Ebenso ist zu erkennen, dass die Abnahme bei einer Speicherkapazität von 60 GWh und 100 GWh zunächst geringfügig voneinander abweicht, bei einer Fläche von 140.000 m<sup>2</sup> und 210.000 m<sup>2</sup> jedoch gleich groß ist und zu identischen Kapitalwerten führt. In diesem Bereich scheinen sich der Nutzen und die zusätzlichen Kosten aufzuheben. Im Gegensatz zum ST1-Konzept ändert sich der Kapitalwert bei einer Zunahme der Speicherkapazität von 20 auf 60 GWh - und konstant bleibender Fläche von 70.000 m<sup>2</sup> - zunächst nur minimal, was darauf hindeutet, dass zwischen diesen Werten ein lokales Maximum zu finden ist.

Gegenüber den Solarthermie-Konzepten zeigen die PV-Szenarien (Abbildung 5.10) ein etwas anderes Verhalten. Der höchste Kapitalwert liegt hier zwar ebenfalls bei der geringsten Fläche und Speicherkapazität, es wird jedoch bei zunehmender Kollektorfläche und Kapazität kein Kapitalwert negativ. Das heißt, dass alle Szenarien dem Referenzsystem aus ökonomischer Sicht vorzuziehen sind. Eine Zunahme der Modulfläche führt zunächst bei allen Speicherkapazitäten zu einer Abnahme des Kapitalwerts. Eine weitere Erhöhung der Fläche hat jedoch keinen weiteren Einfluss auf den Kapitalwert. Die gleichbleibenden Kapitalwerte bei 140.000 und 210.000 m<sup>2</sup> sprechen dafür, dass mit zunehmender Modulfläche ein anwachsender Anteil des PV-Stroms am Spotmarkt vermarktet wird. Dies liegt daran, dass das PV-System mit zunehmender Fläche entsprechend mehr am Spotmarkt agiert und somit eine zusätzliche Einnahmequelle vorliegt, die den zunehmenden Kosten zunächst entgegen wirkt. Der Punkt, an dem die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten den Nutzen durch größere Anlagendimensionierungen übersteigen, wird bei diesem Konzept deutlich später erreicht.

Abbildung 5.11 stellt die, für eine genauere Untersuchung des Anlagenverhaltens ausgewählten Szenarien aller Konzepte vergleichend gegenüber. Es handelt sich hierbei stets um die Szenarien bei einer Kollektorfläche von 70.000 m<sup>2</sup> und einer Speicherkapazität von 20 GWh, da sich diese Auslegung als die wirtschaftlich attraktivste für alle Konzepte - unter den betrachteten Dimensionierungen - erwiesen hat. Es ist zu erkennen, dass im Betrachtungszeitraum alle Alternativkonzepte einen deutlich höheren Erlös gegenüber dem Referenzsystem erwirtschaftet haben. Trotzdem zeigt sich, dass der Kapitalwert des ST1-Konzeptes erheblich größer ausfällt als beim ST2-, oder PV-Konzept. Dies ist über die zusätzlichen Investitionskosten der installierten Wärmepumpen zu erklären, die im PV-Konzept 12,5 Mio. € und im ST2-Konzept 6,25 Mio. € betragen. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass die, durch eine zusätzlich installierte WP und STTES erhöhten Erlöse des Solarthermie 2 Konzeptes, die Investitionskosten der Anlagen nicht kompensieren können.

Die folgenden Abschnitte werden das Anlagenverhalten innerhalb der ausgewählten Szenarien genauer betrachten. Außerdem wird für jedes Konzept eine Einflussanalyse durchgeführt, um zu identifizieren, welche Technologie welchen Einfluss auf das entsprechende Betriebsergebnis hat.



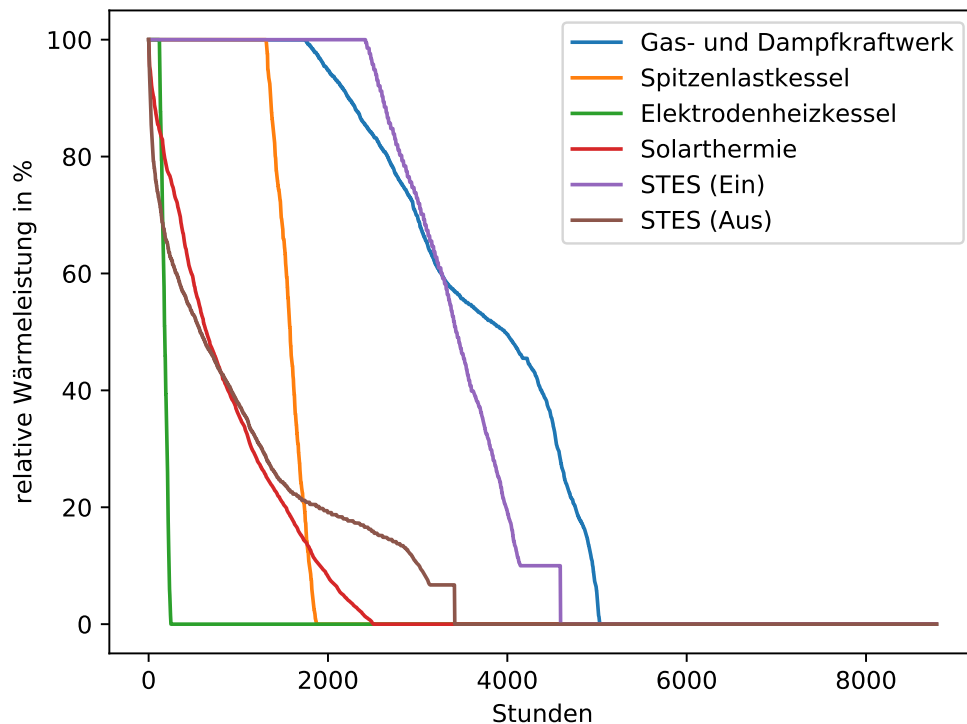
**Abbildung 5.11:** Darstellung der Erlöse und Kapitalwerte der verschiedenen Konzepte bei einer Kollektorfläche von 70.000 m<sup>2</sup> und einer Speicherkapazität von 20 GWh. Die Kapitalwerte der Alternativkonzepte werden auf das Referenzsystem bezogen, weshalb dieses mit einem Kapitalwert 0 angezeigt wird.

### 5.5.2.1 Ergebnisse der Einsatzoptimierung Solarthermie 1

Abbildung 5.12 können die Jahresdauerlinien des Solarthermie 1 Konzeptes entnommen werden. Es zeigt sich, dass der Elektrodenheizkessel als Wärmeversorgungstechnologie fast komplett verdrängt worden ist - er wird über den betrachteten Zeitraum bloß 246 h betrieben. Die Betriebsstunden des Spitzenlastkessel bleiben hingegen fast identisch zum Referenzsystem - er wird mit 1870 h nur etwas weniger betrieben. Es ist jedoch zu erkennen, dass der SLK deutlich länger im Nennbetriebspunkt betrieben wird. Ebenso hat sich der Betrieb des GuD insofern verändert, dass die Betriebsstunden mit ca. 5.031 h im Vergleich zum Referenzsystem deutlich geringer ausfallen, die Anlage jedoch erheblich länger unter Volllast betrieben wird. An dieser Stelle wird ausschließlich die Wärmebereitstellung des GuD betrachtet. Die Jahresdauerlinie der Solarthermie-Anlage zeigt, dass nur wenige Stunden im Jahr eine volle Sonneneinstrahlung vorliegt. Erst ab einer Leistung von 60% nehmen die Betriebsstunden der Anlage merklich zu. Insgesamt stellt die Solaranlage über das betrachtete Jahr 2.503 h Wärme bereit.

Vergleicht man die Technologien hinsichtlich der insgesamt produzierten Wärme, liefert die GuD-Anlage 84,77% der Wärmeproduktion. Dies ist nur geringfügig unterhalb der anteiligen Produktion innerhalb des Referenzsystems. Ähnlich verhält es sich beim Betrieb des Spitzenlastkessels, der mit 7,32% knapp 2,5 Prozentpunkte unterhalb des entsprechenden Werts im Referenzsystem liegt. Beim EHK konnte bereits über die Betriebsstunden abgelesen werden, dass diese Technologie kaum einen Beitrag an der Wärmeproduktion leistet - nur 0,83%. Die Solarthermie-Anlage schafft in diesem Konzept einen Anteil von 7,08% an der gesamten Wärmeproduktion. Die Wärmegestehungskosten dieses Systems betragen



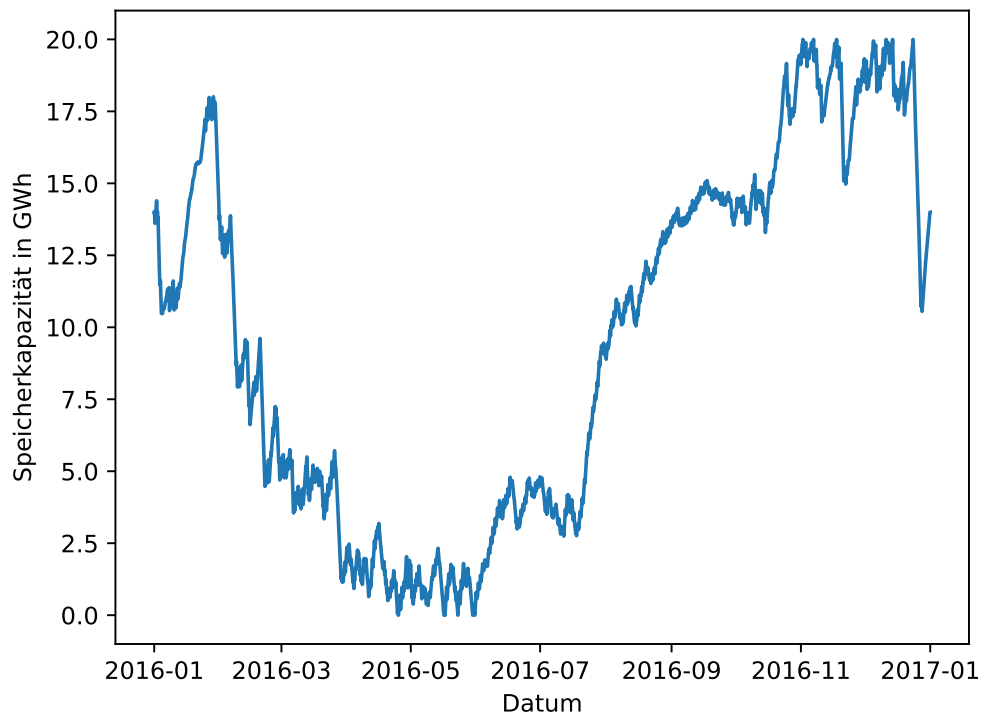


**Abbildung 5.12:** Darstellung der Jahresdauerlinie aller verwendeten Technologien innerhalb des Solarthermie 1 Konzepts bei einer Kollektorfläche von 70.000 m<sup>2</sup> und einer Kapazität von 20 GWh

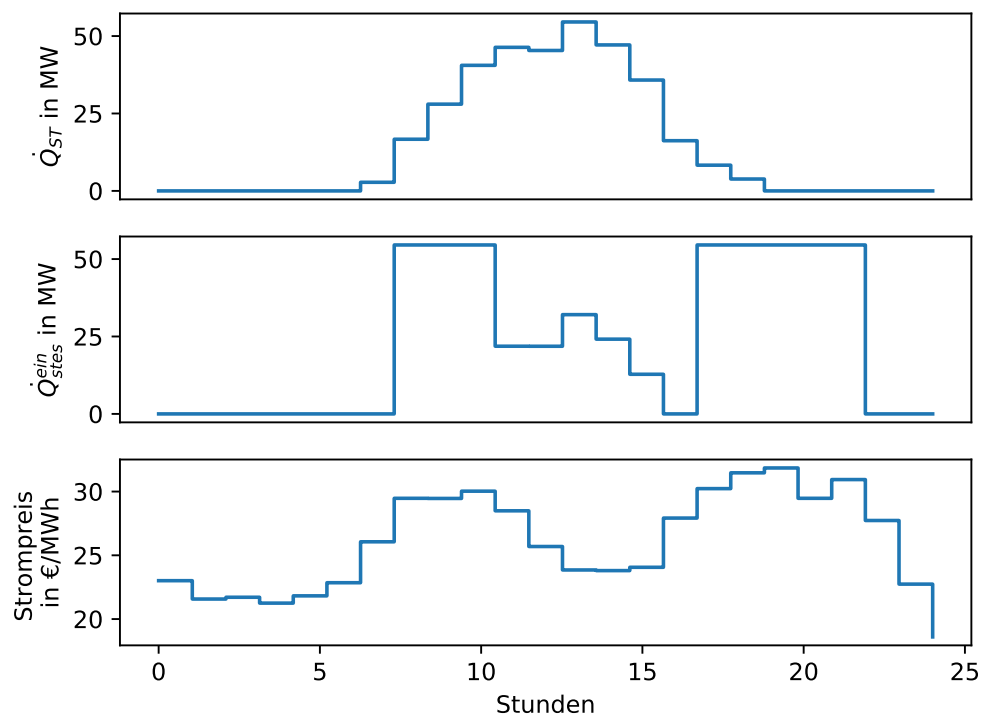
30,08 €/MWh und liegen damit 2,7 €/MWh unterhalb des Referenzsystem-Werts.

Bei dem Betrieb des STES kann den Jahresdauerlinien entnommen werden, dass er knapp 2500 h des Jahres mit dem maximal möglichen Wärmestrom geladen wird. Dem gegenüber ist der Speicher in dem betrachteten Jahr nie unter Vollast entladen worden. Die Fläche unterhalb der Kurven fürs Auf- und Entladen weichen deutlich voneinander ab, was an den unterschiedlich modellierten maximal möglichen Wärmeströmen liegt. Wie in Kapitel 5.4.1 beschrieben wurde, ist der Speicher so modelliert worden, dass er höchstens mit dem maximal möglichen Wärmestrom der Solaranlage geladen werden kann. Beim Entladen war der höchst mögliche Wärmestrom hingegen mit der maximalen Heizlast innerhalb des Jahres modelliert worden. Die Darstellung in Dauerlinien zeigt also, dass es besser gewesen wäre, die maximal mögliche Aufladung größer und die Entladung entsprechend geringer zu wählen.

Abbildung 5.13 zeigt zu jedem Zeitpunkt des betrachteten Jahres den Ladezustand des Wärmespeichers. Nachdem zunächst ca. 2 GWh aus dem Speicher entnommen werden, wird er im Februar bis auf ca. 17,5 GWh geladen. Daran anschließend wird der Speicher bis in den Mai überwiegend entladen. Von Anfang Juni bis Ende Juli bildet sich eine kleine Erhöhung aus, in der der Speicher wieder auf knapp 5 GWh geladen wird. Von August bis November wird der Speicher primär aufgeladen. Im Winter wird er mehrmals entladen - wird aber in kurzer Zeit wieder auf die maximale Kapazität aufgeladen. Dieses Verhalten ist durch tendenziell erhöhte Strompreise und den damit einhergehenden Betrieb der GuD-Anlage zu erklären. Welchen Einfluss die Solarthermie auf den Verlauf der Speicherkapazität hat wird in der an diesen Abschnitt angrenzenden Einflussanalyse untersucht.



**Abbildung 5.13:** Illustration des Ladezustands des saisonalen Wärmespeichers innerhalb des Solarthermie 1-Konzepts über den betrachteten Zeitraum



**Abbildung 5.14:** Darstellung der solaren Wärme  $\dot{Q}_{ST}$  über dem Speicher zugeführten Wärmestrom  $\dot{Q}_{STes}^{ein}$  sowie den Strompreisen für den 11.06.2016 - den Tag mit der höchsten Sonneneinstrahlung im Betrachtungszeitraum

Zunächst soll jedoch veranschaulicht werden nach welchen Prinzipien der Speicher beladen wird. Zu diesem Zweck wird in Abbildung 5.14 der Solarthermie-Ertrag über dem Wärmestrom in den STES und jeweiligen Strompreisen am Spotmarkt dargestellt. Es ist sofort zu erkennen, dass der Speicher - trotz des erheblichen Wärmestroms aus der Solarthermie - primär durch die GuD-Anlage aufgeladen wird. Dies kann daraus abgeleitet werden, dass die Aufladung des Speichers mit dem Strompreis korreliert. Ein erhöhter Strompreis am Spotmarkt führt dazu, dass das GuD verstärkt betrieben wird. Gleichzeitig kann Abbildung 5.14 entnommen werden, dass zumindest ein Teil der durch die Solarthermie bereitgestellten Wärme genutzt wird, um den Speicher zu laden. Dies ist zwischen Stunde 11 und Stunde 16 der Fall.

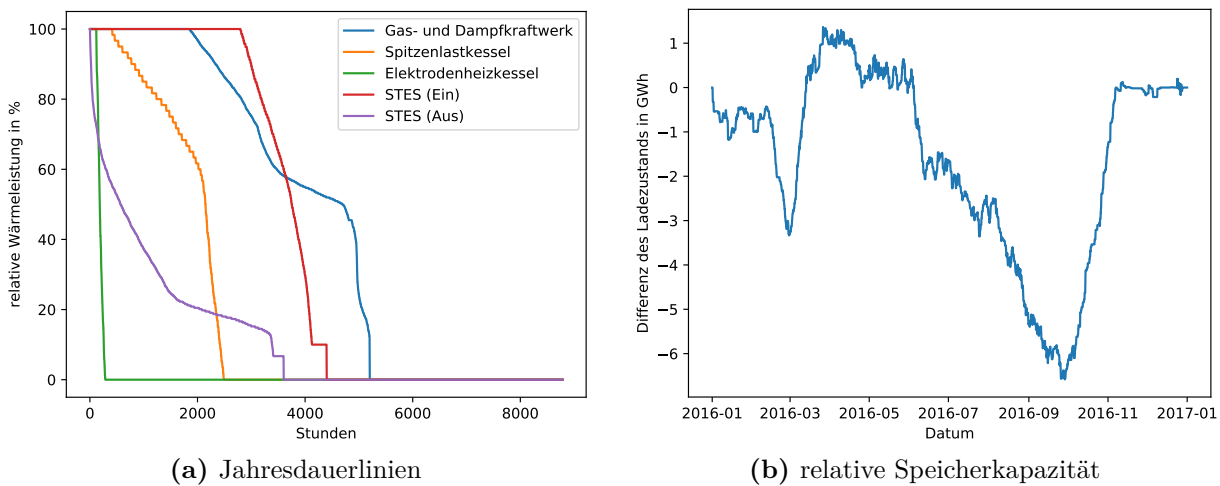
### **Einflussanalyse des ST1-Konzepts**

Abbildung 5.11 hat bereits gezeigt, dass das Solarthermie 1 Konzept - die Einbringung einer Solarthermie-Anlage und eines saisonalen Wärmespeichers - einen ökonomischen Vorteil gegenüber dem Referenzsystem darstellt. An dieser Stelle wird kurz untersucht, welchen Beitrag die einzelnen Technologien zu diesem Ergebnis geleistet haben.

Um den Einfluss der Solarthermie und des STES zu untersuchen sind diese Technologien einzeln dem Referenzsystem hinzugefügt worden. Zunächst soll der Einfluss des STES untersucht werden. Zu diesem Zweck ist der Solarthermie-Ertrag innerhalb des ST1-Konzepts auf 0 gesetzt worden. Es zeigt sich nach Abbildung 5.15a, dass das Referenzsystem einzig durch den Einsatz eines Wärmespeichers deutlich effizienter betrieben werden kann. Der Speicher sorgt für eine Entkopplung der Wärmeproduktion sowie des Bedarfs und führt somit dazu, dass das GuD verstärkt bei Nennlast Wärme bereitstellt.

Ein Vergleich der Jahresdauerlinien ohne Solarthermie zeigt darüber hinaus, dass sich das Betriebsverhalten der Anlagen kaum von dem System mit Solarthermie unterscheidet. Der EHK ist genauso aus der Wärmeproduktion verdrängt worden, was zeigt, dass die Verdrängung einzig an der Verwendung eines Wärmespeichers liegt. Demgegenüber zeigt die übers Jahr aufgetragene relative Speicherkapazität in Abbildung 5.15b, in der die Differenz zwischen dem Ladezustand des Systems mit und ohne Solarthermie abgebildet wird, einen deutlichen Unterschied des Ladeverhaltens. Es ist zu erkennen, dass der Ladezustand des Speichers zwischen August und Ende Oktober ohne Wärme aus der Solarthermie um bis zu 6 GWh niedriger ist. Dies zeigt, dass Solarthermie durchaus saisonal gespeichert wird und stützt somit das in Abbildung 5.14 dargestellte Verhalten, dass die Wärme aus der Solarthermie anteilig zur Ladung des Speichers genutzt wird. Ein kleinerer Ausschlag ist im März erkennbar. Zu dieser Zeit werden die ersten nennenswerten Erträge über die Solarthermie bereitgestellt. Zwischen diesen Zeiträumen unterscheidet sich der Ladezustand um maximal 1 GWh, was dafür spricht, dass die Solarthermie zu dieser Zeit mit einer niedrigen Wärmelast bevorzugt direkt zur Wärmebereitstellung genutzt wird.

Aus rein ökonomischer Sicht zeigt sich, dass das Hinzufügen eines Wärmespeichers - zur Entkopplung der Wärmeproduktion und des Bedarfs - attraktiver ist, als die Kombination aus Solarthermie und Speicher. Der Kapitalwert des Referenzsystems steigt allein durch den Wärmespeicher mit einer Kapazität von 20 GWh um 33,16 Mio. €, was ungefähr 170% der Kombination aus Solarthermie und Speicher entspricht. Gleichzeitig sinkt der Kapitalwert des Referenzsystems um 17,71 Mio. €, wenn ausschließlich eine Solaranlage mit 70.000 m<sup>2</sup> hinzugefügt wird. Der fehlende Speicher sorgt dafür, dass es nicht möglich



**Abbildung 5.15:** Verhalten der Anlagen des ST1-Konzepts ohne den Ertrag aus der Solarthermie-Anlage. In (a) werden die Jahresdauerlinien dargestellt, während in (b) die Differenz beim Ladezustand zwischen dem ST1-Konzept mit und ohne Solarthermie dargestellt wird. Ein negativer Ausschlag bedeutet, dass der Ladezustand des Speichers mit Solarthermie zu diesem Zeitpunkt höher ist.

ist 100% des Solar-Ertrags zu verwenden. Tatsächlich werden ohne einen Speicher nur ca. 1/4 der solarthermischen Wärme genutzt. Dies sorgt für den niedrigen Kapitalwert.

Die Einflussanalyse des Solarthermie 1-Konzepts hat gezeigt, dass bei den zugrunde gelegten regulatorischen Rahmenbedingungen und Brennstoffkosten aus rein ökonomischer Sicht die einfache Ergänzung des Referenzsystems um einen Wärmespeicher die attraktivste Maßnahme darstellt. Dies wird in Tabelle 5.5 veranschaulicht. Es ist klar zu erkennen, dass das Ergebnis des ST1-Konzepts hauptsächlich aufgrund des verwendeten Speichers gut ausfällt. Die Verwendung der Solarthermie erhöht den Erlös nur um 400.000 €, senkt den Kapitalwert durch die hohen Investitionskosten jedoch erheblich.

**Tabelle 5.5:** Übersicht über die Ergebnisse der Einflussanalyse des Solarthermie 1-Konzepts

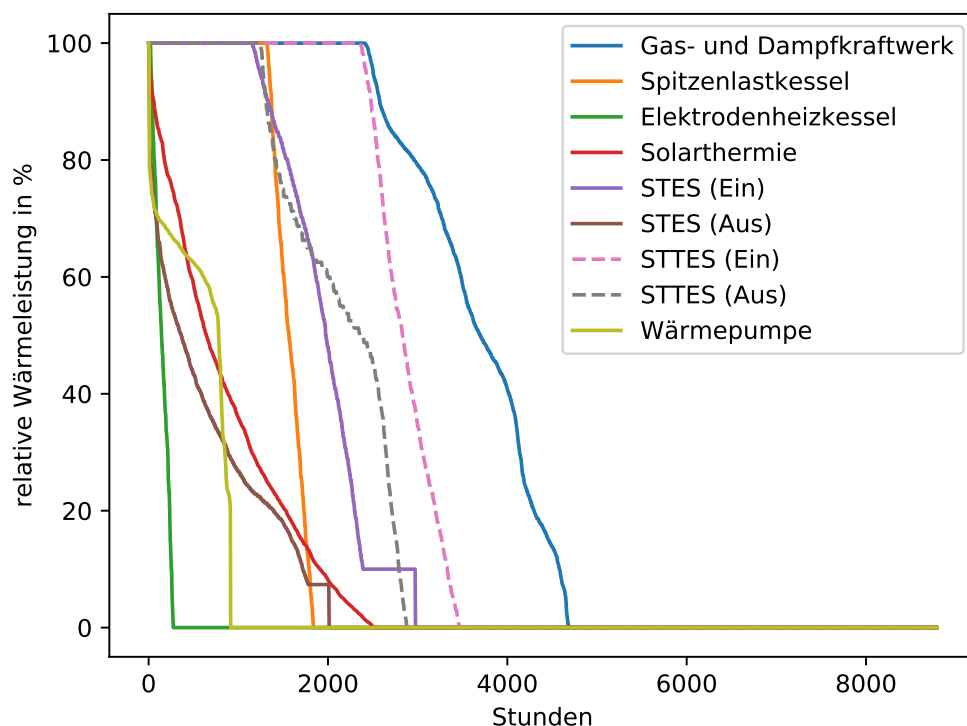
	Erlös M€/a	Kapitalwert M€	LCOH €/MWh
Solarthermie 1 (normal)	48,13	19,5	30,08
nur mit STES	47,68	33,16	28,26
nur mit Solarthermie	44,48	-17,71	35,08

### 5.5.2.2 Ergebnisse der Einsatzoptimierung Solarthermie 2

Das Solarthermie 2-Konzept stellt mit einer zusätzlichen Wärmepumpe und einem Kurzzeitspeicher (STTES) ein Konzept dar, bei dem die Solarthermie mit anderen Technologien zur Wärmebereitstellung kombiniert wird. Die WP sollte den Anteil an P2H in dem Wärmeversorgungssystem erhöhen und somit ein Wärmesystem mit erhöhtem P2H-Anteil abbilden. Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt zum ST1-Konzept, soll an dieser Stelle das Betriebsverhalten der Anlagen - als Ergebnis der Einsatzoptimierung - genauer betrachtet werden. Daran anschließend wird eine Einflussanalyse durchgeführt, die den Einfluss der neu hinzugekommenen Technologien auf das Betriebsergebnis untersuchen

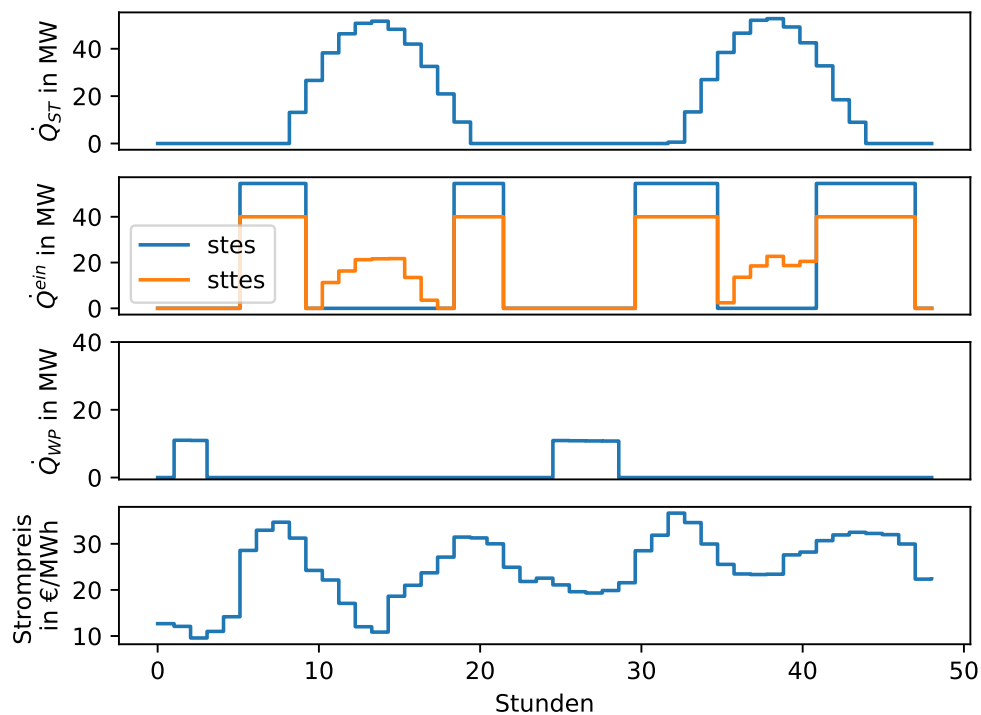
wird.

Die Jahresdauerlinien des Solarthermie 2-Konzepts werden in 5.16 dargestellt. Aufgrund der Tatsache, dass die Solarthermie als fixe Eingangsgröße in das Optimierungsmodell abgebildet worden ist, unterscheidet sich der Betrieb der Solaranlage nicht von dem aus ST1. Wie beim ST1-Konzept ist der EHK als Wärmeversorgungstechnologie hier ebenfalls fast komplett verdrängt worden - interessanterweise bleibt der Anteil an der Wärmeproduktion, trotz der zusätzlichen Wärmepumpe, nahezu unverändert. Gleiches gilt für den Betrieb des SLK, der in diesem Konzept nur 35 h weniger als beim ST1-Konzept betrieben wird. Ein entgegengesetzter Effekt ist beim Betrieb des GuD zu beobachten, welches mit 4.684 Betriebsstunden zwar knapp 350 h weniger im Betrachtungszeitraum betrieben wurde - jedoch 700 h länger unter Volllast Wärme bereitgestellt hat. Dies ist vor allem durch die Verwendung des Kurzzeitspeichers zu erklären, der im Gegensatz zum modellierten STES auf stündlicher Basis ge- und entladen werden kann. Zur Wärmepumpe ist zu sagen, dass sie überwiegend zwischen 60% und 70% gearbeitet hat. Dies liegt unter anderem daran, dass die Leistungszahl von den Umweltbedingungen und der Vorlauftemperatur des Netzes abhängt, und diese über weite Teile des Jahres keinen optimalen Betrieb erlauben.



**Abbildung 5.16:** Abbildung der Jahresdauerlinien des Solarthermie 2-Konzepts. Dargestellt wird die relative Wärmeleistung der verwendeten Technologien über den Betriebsstunden bei einer Kollektorfläche von 70.000 m<sup>2</sup> und einer Speicherkapazität von 20 GWh

Anhand der Jahresdauerlinie ist zu erkennen, dass der STES deutlich weniger genutzt wird als im ST1-Szenario. Der Verlauf der Be- und Entladung hat sich jedoch prinzipiell nicht verändert. Zum Großteil wird der Speicher noch immer unter Volllast aufgeladen, während das Entladen hauptsächlich in Teillast erfolgt. Die Gründe sind dieselben wie bereits beim ST1-Konzept. Der Kurzzeitspeicher wird zum größten Teil unter Volllast aufgeladen. Die



**Abbildung 5.17:** Illustration des Solarthermie-Ertrags  $\dot{Q}_{ST}$ , der Speicherbeladung  $\dot{Q}^{ein}$  des STES und STTES über der Wärmeabgabe durch die Wärmepumpe  $\dot{Q}_{WP}$  und den Strompreisen für den 09./10.05.2016

Entladung findet zu ungefähr der Hälfte unter Volllast statt. Der Unterschied zwischen beiden Kurven liegt beim Kurzzeitspeicher einzig an dem Wirkungsgrad von 75%.

Das Speicherverhalten hat sich im Vergleich zum ST1-Konzept nur geringfügig verändert. Dominiert wird das Verhalten immer noch von den Strompreisen - hohe Strompreise führen zu einem wirtschaftlichen Betrieb der GuD-Anlage, welche dann zum Laden des Speichers genutzt wird. Um das Anlagenverhalten zu veranschaulichen ist in Abbildung 5.17 die solarthermisch gewonnene Wärme für den 09. und 10.05.2016 über der Speicherbeladung  $\dot{Q}^{ein}$ , dem Wärmestrom der Wärmepumpe  $\dot{Q}_{WP}$  und den Strompreisen aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass der saisonale Speicher und der Kurzzeitspeicher ähnlich geladen werden. Ein erhöhter Strompreis am Morgen und Abend führt bei beiden Speichern zu einer Beladung mit dem maximal möglichen Wärmestrom. Die Wärmepumpe wird in dem Beispiel nachts bei fehlender Solarthermie genutzt, um Wärme bereitzustellen - diese wird ausschließlich ins Netz eingespeist. Die solarthermische Wärme wird wie in ST1 anteilig zur Speicherung genutzt. An den dargestellten Tagen wird jedoch vorzugsweise der Kurzzeitspeicher genutzt.

Insgesamt hat sich die Wärmeproduktion innerhalb des ST2-Szenarios kaum verändert. Der Anteil des GuD ist weiter auf 82,39% gesunken - stellt jedoch weiterhin die dominierende Technologie dar. Die Wärmeproduktion des SLK hat sich auf 7,20% und die des EHK auf 0,69% reduziert. Die Wärmeproduktion der WP beträgt anteilig an der gesamten Produktion 2,75% und ist für die reduzierten Anteile der anderen Technologien verantwortlich. Der Solarthermie-Anteil bleibt im Wesentlichen unverändert.

### **Einflussanalyse des ST2-Konzepts**

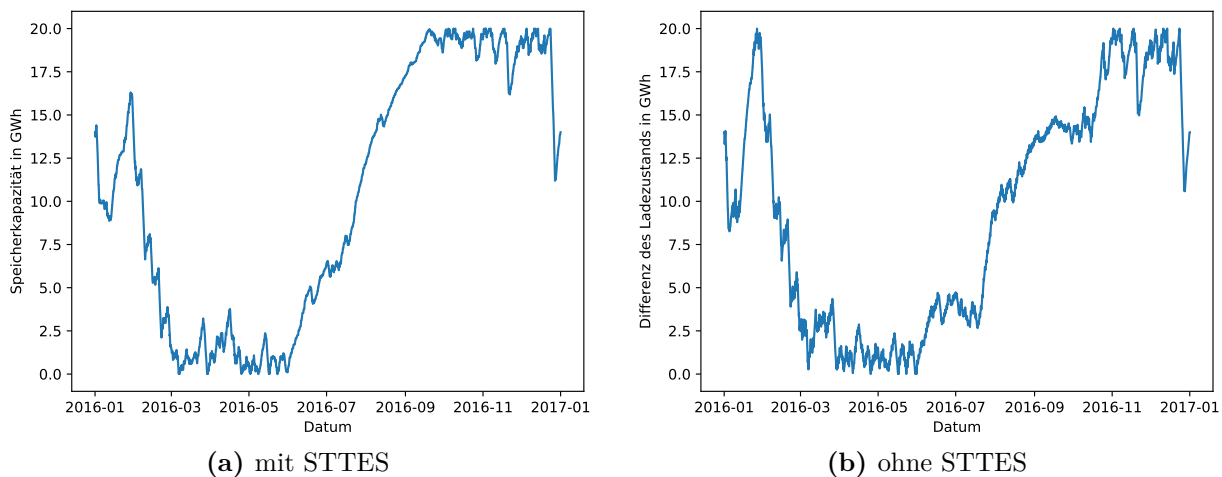
Bereits für das ST1-Szenario ist der Einfluss der Solarthermie und des STES auf das Ergebnis der Optimierung untersucht worden. Dieser Abschnitt befasst sich daher ausschließlich mit der Wärmepumpe sowie dem Kurzzeitspeicher und deren Auswirkungen auf das ST2-Konzept.

Zunächst wird der Einfluss der Wärmepumpe untersucht indem diese aus der Optimierung entfernt wird. Es zeigt sich, dass durch die zusätzliche WP das Betriebsergebnis des ST1-Konzept quasi nicht verbessert wird. Der Erlös mit einer zusätzlich installierten Wärmepumpe hat sich um 0,04 Mio. € erhöht. Eine Umverteilung der Wärmeproduktion durch den Einsatz der Wärmepumpe hat also nur einen geringen Einfluss auf das Betriebsergebnis der Optimierung. Durch die zusätzlichen Investitionskosten hat sich der Kapitalwert des Konzepts jedoch auf 13,5 Mio. € reduziert.

Ein anderer Effekt ist zu beobachten, wenn ausschließlich der Kurzzeitspeicher als Ergänzung zum ST1-Konzept betrachtet wird. In diesem Fall erhöht sich der Kapitalwert auf 18,63 Mio. € und liegt damit nur knapp unterhalb dem Kapitalwert des ST1-Konzepts. Offenbar hat der zusätzliche Speicher einen positiven Einfluss auf das Betriebsergebnis. Liegt diese Verbesserung jedoch an dem zusätzlichen Speicher, der stündlich geladen und entladen werden kann und somit einen parallelen Betrieb zum STES ermöglicht, oder ruht die Verbesserung in der Tatsache, dass insgesamt ein höherer Wärmestrom gespeichert werden kann. Um diese Frage zu beantworten ist der maximal mögliche Wärmestrom zur Beladung des STES verdoppelt (dies entspricht ungefähr der Summe des STES und STTES) und eine Betriebsoptimierung ohne einen Kurzzeitspeicher durchgeführt worden. Es zeigt sich, dass allein durch einen größeren Wärmestrom, mit dem der STES beladen wird, ein deutlich besseres Betriebsergebnis erreicht wird. Darüber hinaus führt dies zu einer, mit 2631 h unter Volllast, effizienteren Nutzung des GuD. Der Kapitalwert steigt auf 21,95 Mio. € und liegt - aufgrund der fehlenden Investitionskosten für den zusätzlichen Speicher - oberhalb des Kapitalwerts des STTES-Systems. Dieses Ergebnis zeigt, welchen Einfluss die Beladung des Speichers auf die Optimierung hat und dass der angenommene, maximale Wärmestrom im Prinzip zu niedrig angesetzt worden ist.

Abgesehen von dem Betriebsergebnis hat der zusätzliche Wärmespeicher jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Art und Weise, wie der STES betrieben wird. Abbildung 5.18 stellt den Ladezustand des saisonalen Speichers gegenüber. Die Grafik 5.18a illustriert hier das Speicherverhalten des STES bei Verwendung eines Kurzzeitspeichers. Demgegenüber stellt Grafik 5.18b den Ladezustand ohne die Verwendung eines Kurzzeitspeichers dar. Es ist zu erkennen, dass ein zusätzlicher Speicher den Betrieb des STES glättet. Die Verwendung eines zusätzlichen Speichers hat also einen erheblichen Einfluss auf die Betriebsweise des STES.

Tabelle 5.6 fasst die ökonomischen Ergebnisse der Einflussanalyse kurz zusammen. Die Tatsache, dass der Erlös der Optimierung nur mit Kurzzeit thermischer Energiespeicher höher ist, als der Erlös des normalen ST2-Konzepts ist über die Genauigkeit des Solvers (1%) zu erklären.



**Abbildung 5.18:** Gegenüberstellung des saisonalen Speicherverhaltens mit und ohne Kurzzeitspeicher. In Teil (a) wird der Ladezustand des Speichers mit Kurzzeitspeicher - in Teil (b) ohne dargestellt.

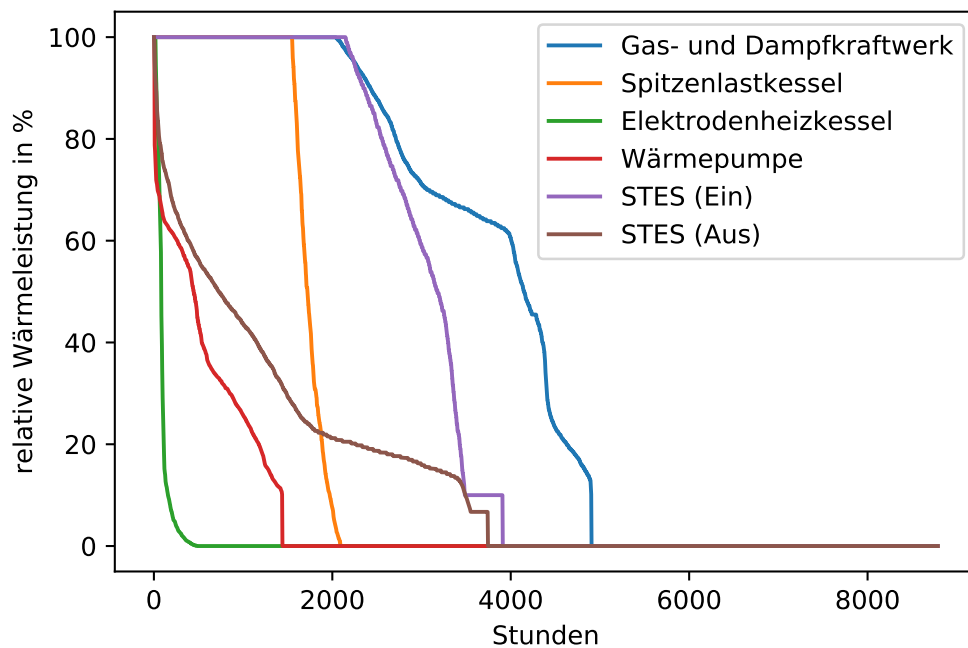
**Tabelle 5.6:** Übersicht über die Ergebnisse der Einflussanalyse des Solarthermie 2-Konzepts

	Erlös M€/a	Kapitalwert M€	LCOH €/MWh
Solarthermie 2 (normal)	48,17	13,53	30,88
nur mit WP	48,00	11,83	31,11
nur mit STTES	48,08	18,63	30,19
ST1 mit doppelter Beladung	48,31	21,95	29,76

### 5.5.2.3 Ergebnisse der Einsatzoptimierung Photovoltaik

Das Photovoltaik-Konzept stellt eine Alternative zur herkömmlichen Solarthermie dar und ist, als Konzept indirekter solarthermischer Wärme, mit dem ST1-Konzept verglichen worden. Die in Abbildung 5.19 dargestellten Anlagen zeigen ein ähnliches Verhalten, wie es bereits im ST1 und ST2-Konzept beobachtet werden konnte. Der EHK ist als Technologie quasi komplett aus der Wärmeversorgung verdrängt worden. Der EHK wird innerhalb des PV-Konzepts nur 480 h betrieben - der Anteil an der Wärmeproduktion hat sich auf 0,42% reduziert. Analog verhält es sich beim Betrieb des Spitzenlastkessels, der, wie in den vorangegangenen Konzepten, mit 2123 h und einer anteiligen Wärmeproduktion von 8,02% auch in diesem Konzept einen erheblichen Beitrag zur Wärmeversorgung leistet. Im Vergleich zu ST1 ist erkennbar, dass das GuD länger unter Volllast und somit effizienter betrieben wird. Die Wärmepumpen sind in der Jahresdauerlinie zu einer einzigen Komponente zusammengefasst worden. Es werden zwei Wärmepumpen der selben Auslegung (ST2) verwendet, um garantieren zu können, dass 100% des PV-Stroms zur Wärmebereitstellung genutzt werden können. Mit 1437 Betriebsstunden sind die Wärmepumpen in diesem Konzept knapp 500 h länger als in ST2 betrieben worden. Gegenüber dem ST2-Konzept, in dem die Wärmepumpe quasi nur zwischen 60 und 70% ihrer maximalen Leistung betrieben worden ist, werden die Wärmepumpen in diesem über ein breiteres Spektrum betrieben. Insgesamt liegt die anteilige Wärmeproduktion der WP bei 5,5%.



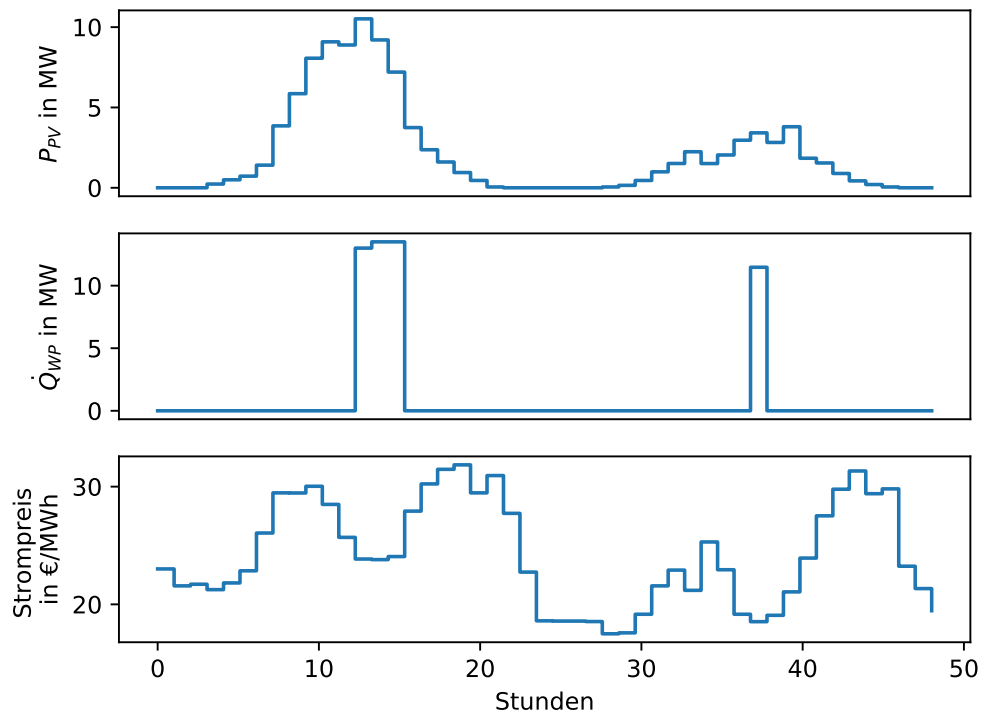


**Abbildung 5.19:** Illustration des Anlagenbetriebs innerhalb des Photovoltaik-Konzepts als Jahresdauerlinien. Es ist die relative Wärmeleistung der Anlage über den Betriebsstunden bei einer Modulfläche von 70.000 m<sup>2</sup> und einer Speicherkapazität von 20 GWh dargestellt.

Es stellt sich nunmehr die Frage, welchen Anteil der durch die PV-Anlage bereitgestellte Strom zum Betrieb der Wärmepumpe - wie es in diesem Konzept vorgesehen ist - genutzt wurde. Zu diesem Zweck ist der PV-Ertrag mit der elektrischen Leistung der Wärmepumpen verglichen worden. Sofern der Bedarf der WP den Ertrag der PV-Anlage überschreitet, ist angenommen worden, dass 100% des PV-Stroms zum Betrieb der WP genutzt wurde. Übersteigt die elektrische Leistung der PV-Anlage den Bedarf der WP, ist angenommen worden, dass diese komplett durch PV betrieben wird.

Es zeigt sich, dass 33,53% des PV-Stroms zur Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpen genutzt wird - 66,47% werden am Spotmarkt vermarktet. Über die jeweiligen Leistungszahlen kann die entsprechende Wärmeproduktion - allein durch PV - auf 9348,26 MWh berechnet werden. Dies entspricht 1,43% an der gesamten Wärmeproduktion (ca. 1/3 im Vergleich zur Solarthermie) und nimmt somit eine eher untergeordnete Rolle bei der Wärmeversorgung ein. Abbildung 5.20 soll das Verhalten der Wärmepumpe weiter veranschaulichen. Dargestellt wird der Ertrag der PV-Module über dem von den Wärmepumpen in Summe abgegebenen Wärmestrom  $\dot{Q}_{WP}$  und dem Strompreis für den 11.06. und 12.06.2016. Es ist deutlich zu erkennen, dass auch mit hohem PV-Ertrag die Wärmepumpe ausschließlich bei niedrigen Strompreisen betrieben wird - andernfalls ist es wirtschaftlicher, den Strom am Spotmarkt zu vermarkten. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass bei entsprechend hohem PV Dargebot die WP ausschließlich über die PV-Anlage betrieben wird. Dies ist an 248 Stunden des Jahres der Fall.

Auf eine Darstellung des saisonalen Wärmespeichers wird an dieser Stelle verzichtet. Der Ladezustand des Speichers hat einen ähnlichen Verlauf wie der Speicher im ST1-Konzept. Zwischen August und Oktober wird der Speicher innerhalb dieses Konzepts auf einen höheren Stand geladen - ansonsten gleichen sich die Verläufe jedoch stark. Eine Abbildung



**Abbildung 5.20:** Illustration des PV-Ertrags  $P_{PV}$ , dem von den Wärmepumpen in Summe abgegebenen Wärmestrom  $\dot{Q}_{WP}$  über dem Strompreis für den 11.06. und 12.06.2016

des über das Jahr aufgetragenen Ladezustands kann dem Anhang (A.1) entnommen werden.

### Einflussanalyse des Photovoltaik-Konzepts

Bereits in der Einflussanalyse zum ST1-Konzept ist der Einfluss des saisonalen Speichers untersucht worden. Es hat sich gezeigt, dass der saisonale Speicher den Einsatz der Anlagen, durch die Entkopplung von Erzeugung und Bedarf, erheblich verbessert. Für die Wärmepumpe in der Einflussanalyse zum ST2-Konzept konnte dargelegt werden, dass diese an sich den Betrieb nur minimal verbessert - in diesem Fall bestand jedoch nicht die Möglichkeit die Wärmepumpe regenerativ über den Strom einer PV-Anlage zu betreiben. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle die Auswirkung der PV-Anlage und der Wärmepumpen auf das Betriebsergebnis des PV-Konzepts untersucht.

Zunächst ist das PV-Konzept ausschließlich mit den PV-Modulen optimiert worden. In diesem Fall besteht nur die Möglichkeit PV-Strom über den EHK in Wärme umzuwandeln. Dies wird bei sehr niedrigen Strompreisen auch getan - die Betriebsstunden des EHK haben sich von 479 h auf 851 h erhöht und somit fast verdoppelt. Die Tatsache, dass der Erlös des Systems ohne Wärmepumpen über dem Erlös des normalen PV-Konzepts liegt ist darüber zu erklären, dass die Optimierung mit einer Genauigkeit von 1% durchgeführt worden ist. Daraus kann gefolgert werden, dass durch zusätzlich installierte Wärmepumpen, wie bereits beim ST2-Konzept, das Betriebsergebnis - bei den zugrunde gelegten Randbedingungen - nur geringfügig verbessert werden kann. Höhere Investitionskosten der WP sorgen jedoch dafür, dass der Kapitalwert deutlich abnimmt. Tabelle 5.7 fasst die Ergebnisse aller

Einflussanalysen zusammen. Die Ergebnisse der ursprünglich untersuchten Konzepte sind in der Tabelle hervorgehoben.

**Tabelle 5.7:** Übersicht über die Ergebnisse aller Einflussanalysen

	Erlös M€/a	Kapitalwert M€	LCOH €/MWh
<b>Solarthermie 1 (normal)</b>	<b>48,13</b>	<b>19,50</b>	<b>30,08</b>
nur mit STES	47,68	33,16	28,26
nur mit Solarthermie	44,48	-17,71	35,08
<b>Solarthermie 2 (normal)</b>	<b>48,17</b>	<b>13,53</b>	<b>30,88</b>
nur mit WP	48,00	11,83	31,11
nur mit STTES	48,08	18,63	30,19
ST1 mit doppelter Beladung	48,31	21,95	29,76
<b>Photovoltaik (normal)</b>	<b>47,99</b>	<b>13,46</b>	<b>30,9</b>
nur mit PV	48,09	27,13	29,07
nur mit WP	47,67	20,53	29,95



# 6 Diskussion der Ergebnisse

Folgendes Kapitel wird die Ergebnisse dieser Arbeit zusammenfassen und eine Einschätzung über die Belastbarkeit der Resultate geben. Zunächst wird im ersten Abschnitt dargelegt, welche Schlussfolgerungen dieser Arbeit zu entnehmen sind. Dafür werden die Ergebnisse der Einsatzoptimierung noch einmal vergleichend gegenübergestellt. Daran anschließend folgt eine kritische Betrachtung dieser Arbeit, in der die Belastbarkeit der erzielten Ergebnisse besprochen wird. Abschließend ist in einem Ausblick dargestellt, was im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt ist und stellt somit mögliche Ansatzpunkte für anschließende Arbeiten hervor.

## 6.1 Schlussfolgerungen

Die vorliegende Arbeit untersucht die Einsatzmöglichkeiten drei unterschiedlicher solarthermischer Konzepte zur Wärmeversorgung in einem bestehenden Versorgungssystem für den norddeutschen Raum. Zur Bewertung der drei Solarthermie-Konzepte ist zunächst ein Referenzsystem, bestehend aus einer KWK-Anlage, einem Spitzenlastkessel und Elektrodenheizkessel, erstellt worden, welches um die zu untersuchenden Konzepte erweitert wird. Bei dem ersten Solarthermie-Konzept handelt es sich um die Erweiterung des Systems um ein Kollektorfeld und einen saisonalen Wärmespeicher. Das zweite Konzept bindet zusätzlich eine Wärmepumpe und einen Kurzzeitspeicher in das System ein - so soll eine Wärmeversorgung mit erhöhtem P2H-Anteil betrachtet werden. Das letzte Konzept untersucht ein System, bei dem die Wärme über eine Kombination aus einer PV-Anlage und Wärmepumpen bereitgestellt wird. Bei allen Konzepten werden jeweils drei unterschiedliche Auslegungen für die Kollektorfläche und Speicherkapazität betrachtet. Zur Bestimmung eines ökonomisch optimalen Ergebnisses wird die gemischt-ganzzahlige Optimierung verwendet. Der so ermittelte Erlös des Systems wird, zusammen mit den Investitionskosten, genutzt, um für alle Varianten einen Kapitalwert zu ermitteln.

Es zeigt sich, dass prinzipiell alle betrachteten Konzepte und Szenarien den Kapitalwert des Referenzsystems erhöhen. Gleichzeitig hat der Vergleich aller Kapitalwerte offenbart, dass bei den solarthermischen Konzepten eine Erhöhung der Kollektorfläche und des Speichervolumens zu negativen Kapitalwerten führt. Das betrachtete System aus PV und Wärmepumpen weist mit zunehmender Dimensionierung ebenfalls eine Abnahme des Kapitalwerts auf. Im Gegensatz zu den Solarthermie-Systemen nimmt der Kapitalwert des PV-Systems jedoch keinen negativen Wert an und stellt somit bei jeder betrachteten Auslegung eine Verbesserung des Referenzsystems dar. Es lässt sich festhalten, dass von den betrachteten Szenarien, jene mit der geringsten Kollektorfläche und Speicherkapazität am wirtschaftlichsten sind. Der Vergleich aller Szenarien zeigt darüber hinaus, dass das einfache Solarthermie-Konzept unter den betrachteten Konzepten den höchsten Kapitalwert

erreicht und somit - unter den verwendeten Randbedingungen - das zu empfehlende Konzept darstellt.

Das PV-Konzept weist wegen der Investitionskosten für die Wärmepumpen - trotz eines höheren Erlöses und niedrigerer Kosten der PV-Module - einen geringeren Kapitalwert als das entsprechende Solarthermie-Konzept auf. Die von der PV-Anlage bereitgestellte elektrische Energie wird zu 33,5% für den Betrieb der Wärmepumpe eingesetzt und stellt somit 1,43% der gesamten Wärmeproduktion, was wiederum ca. 1/3 der Solarthermie entspricht, bereit. Es lässt sich folgern, dass der PV-Strom bevorzugt direkt vermarktet wird und nur bei einem geringen Strompreis zur Wärmeproduktion Verwendung findet.

Eine anschließende Einflussanalyse, die den Einfluss einzelner Technologien innerhalb der Konzepte auf das Ergebnis der Optimierung untersucht, zeigt, dass allein die Verwendung eines saisonalen Wärmespeichers den Erlös und Kapitalwert des Systems deutlich erhöht. Die zusätzliche Verwendung einer solarthermischen Anlage steigert den Erlös - sorgt auf Grund der zusätzlichen Investitionskosten jedoch für eine Abnahme des Kapitalwertes. Darüber hinaus hat die Einflussanalyse gezeigt, dass bei Verwendung einer Solarthermie-Anlage ohne Wärmespeicher die Solarthermie nicht gänzlich verwendet werden kann.

Schließlich kann festgehalten werden, dass durch den Einsatz solarthermischer Wärme - ob direkt durch Solarthermie-Kollektoren oder indirekt durch eine Kombination aus Photovoltaik und Wärmepumpe - das Referenzsystem wirtschaftlicher betrieben werden kann. Das einfache Solarthermie-Konzept stellt dabei unter den untersuchten Konzepten und den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen das wirtschaftlich attraktivste Konzept dar. Ein Hinzufügen eines Wärmespeichers ohne Solarthermie hat jedoch die höchste Kapitalwertsteigerung bewirkt - was auf den besseren Betrieb der KWK-Anlage zurückzuführen ist.

## 6.2 Kritische Betrachtung

Die lineare Optimierung erfordert eine vereinfachte Abbildung aller am Energiesystem beteiligten Komponenten. Im Rahmen dieser Arbeit sind, vor allem aus zeitlichen Gründen, einige Komponenten stärker vereinfacht als andere. Bei der Solarthermie hat die Modellierung ergeben, dass der Ertrag im Preprocessing bestimmt werden kann. Insofern muss die Solarthermie-Anlage nicht linearisiert werden. Mit der GenericCHP-Komponente und dem OffsetTransformer sind zur Abbildung des GuD und der WP zwei Komponenten gewählt worden, welche die Optimierung zu einem MILP-Problem machen, aber eine möglichst genaue Abbildung der Komponenten erlauben. Für den SLK und EHK ist eine einfachere Modellierung mit einem konstanten Wirkungsgrad gewählt worden, was vor der Erkenntnis, dass der EHK kaum und der SLK überwiegend bei Nennlast genutzt wird, kaum einen Einfluss auf das Betriebsergebnis hat. Anders verhält es sich bei der Speichermodellierung.

Die verwendeten Wärmespeicher sind, wie der EHK und SLK, mit einem konstanten Wirkungsgrad auf den austretenden Wärmestrom abgebildet worden. Der Einfluss der Vorlauftemperatur auf das Speicherverhalten oder die Speichertemperatur zur Bestimmung der thermischen Verluste werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Über ein Jahr könnten Situationen eintreten, in denen die Speichertemperatur die Vorlauftemperatur des Netzes übersteigt. In diesem Fall kann der Speicher ausschließlich entladen werden. Dies

kann mit der vorliegenden Modellierung nicht abgebildet werden.

Darüber hinaus wird in dieser Einsatzoptimierung exemplarisch ein einzelnes Jahr, 2016, betrachtet. Die von dem Betrachtungszeitraum abhängige Einstrahlung und Umgebungstemperaturen haben jedoch einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis der Solarthermie-Anlage sowie PV-Anlage und haben somit einen Einfluss auf das Gesamtergebnis der Simulation. Dementsprechend ist bei der Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen, dass die Umgebungsbedingungen von Jahr zu Jahr variieren und somit das Ergebnis der Einsatzoptimierung bei anderen Betrachtungszeiträumen entsprechend besser oder schlechter ausfallen kann.

Ähnlich verhält es sich bei den angenommenen Kosten für den Strom- und Gasbezug. Diese sind als historische Daten in die Modellierung eingegangen. Es ist jedoch zu bedenken, dass sich diese, wie die Einstrahlung, je nach Betrachtungszeitraum unterscheiden können. Gleiches gilt für die Höhe der Stromabgaben und den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis. Im Gegensatz zum realen Betrieb eines Energiesystems, bei dem nur mit kurzfristigen Prognosen gearbeitet werden kann, sind bei der durchgeführten Einsatzoptimierung alle Preiszeitreihen, Wetterdaten und Heizlasten für den gesamten Betrachtungszeitraum bekannt. Die erzielten Ergebnisse der durchgeführten Einsatzoptimierungen sind daher generell als zu hoch einzuschätzen.

## 6.3 Ausblick

Wie aus Abbildung 5.9 und 5.10 hervorgeht, ist aus wirtschaftlicher Sicht eine Tendenz zu kleineren Anlagendimensionierungen für die Kollektoren und den saisonalen Wärmespeicher zu erkennen. Eine Möglichkeit an diese Arbeit anzuknüpfen ist es daher parallel zur Einsatzoptimierung eine Auslegungsoptimierung der Kollektoren und des Speichers durchzuführen. So kann ein tatsächlich optimales Ergebnis der Einsatzoptimierung erzielt werden.

Darüber hinaus sind in der vorliegenden Arbeit Solarthermie-Konzepte betrachtet worden, bei denen die Solarthermie direkt in das Wärmeversorgungssystem einspeist. Wie in Kapitel 3.2 jedoch dargestellt wurde gibt es verschiedene Konzepte, die durch den Einsatz von Wärmepumpen einen Betrieb bei reduzierten Austrittstemperaturen ermöglichen und somit die Effizienz der Solarthermie-Kollektoren erhöhen. Folgende Arbeiten können diese Konzepte untersuchen und klären, ob die zusätzlichen Investitionskosten für die Wärmepumpe eine Effizienzsteigerung der Kollektoren rechtfertigt.

In diesem Zusammenhang ist es zusätzlich notwendig eine Wasser-Kompressionswärmepumpe abzubilden, die für den Betrieb effizienzsteigerender Solarthermie-Konzepte notwendig ist. In dieser Arbeit wird, aus Gründen der zeitlichen Begrenzung, ausschließlich eine Luft-Kompressionswärmepumpe betrachtet. Es ist angenommen worden, dass diese im Winter die Temperaturdifferenz zwischen der Umgebungs- und Vorlauftemperatur zu jedem Zeitpunkt überbrücken kann, dies ist jedoch zu bezweifeln - immerhin kann die Temperaturdifferenz im Winter über 120°C betragen.

Abschließend sollten folgende Arbeiten den Einfluss variierender Energiekosten sowie Investitionskosten untersuchen. Es sollte untersucht werden, welchen Einfluss zunehmende

Gas- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise auf die optimale Anlagendimensionierung der Solarthermie-Kollektoren und den Betrieb der KWK-Anlage hat, da anzunehmen ist, dass durch zunehmende Energiekosten höhere Kollektorflächen wirtschaftlich werden.



# Literaturverzeichnis

- [1] DIN 5034-2:1985-02, Tageslicht in Innenräumen; Grundlagen.
- [2] DIN EN 12975:2018-09, Sonnenkollektoren - Allgemeine Anforderungen; Deutsche und Englische Fassung prEN 12975:2018.
- [3] VDI 4608: Energiesysteme - Kraft-Wärme-Kopplung - Begriffe, Definitionen, Beispiele, 2005.
- [4] *Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung": Abschlussbericht.* Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- [5] Agora Energiewende. Agorameter: German net power generation, consumption and commercial exports 2016. Stand: 04.07.2017.
- [6] Arcon Sunmark. Vojens District Heating. URL <http://de.arcon-sunmark.com/referenzen/vojens-district-heating>. Abgerufen: 23.09.2019.
- [7] H. D. Baehr und S. Kabelac. *Thermodynamik - Grundlagen und technische Anwendungen*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 15. Auflage, 2012. ISBN 978-3-642-24160-4.
- [8] M. Berberich, L. Deschaintre, D. Mangold, T. Schmidt, und L. Willwerth. *SOLAR-KWK-Entwicklung multifunktionaler Systeme zur solar unterstützten Kraft-Wärme-Kopplung-solare Fernwärme und saisonale Wärmespeicher für die Energiewende: Forschungsbericht zum Forschungsvorhaben 0325542A: Laufzeit: April 2013 bis Juni 2015*. Solites, 2015.
- [9] M. Bösch. *Finanzwirtschaft - Investition, Finanzierung, Finanzmärkte und Steuerung*. Vahlen, München, 2013. ISBN 978-3-800-64663-0.
- [10] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Energieeffizienz - Kraft-Wärme-Kopplung. URL [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft\\_Waerme\\_Kopplung/Waerme\\_Kaeltespeicher/Speichervolumen\\_ueber\\_50/speichervolumen\\_ueber\\_50\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Waerme_Kaeltespeicher/Speichervolumen_ueber_50/speichervolumen_ueber_50_node.html). Abgerufen: 16.07.2016.
- [11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Klimaschutzplan 2050–Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 2016.
- [12] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. BDEW-Strompreisanalyse Juli 2019. URL [https://www.bdew.de/media/documents/190723\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Juli-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf).
- [13] E. Carpaneto, P. Lazzeroni, und M. Repetto. Optimal integration of solar energy in a district heating network. *Renewable Energy*, 75:714 – 721, 2015. ISSN 0960-1481.

- doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.055>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811400682X>.
- [14] A. Christidis und G. Tsatsaronis. Das ökonomische Potential von Wärmespeichern bei Heizkraftwerken im heutigen Strommarkt. 11 2011. doi: 10.13140/2.1.5142.6081.
- [15] Deutscher Wetterdienst. Regenerative Energien - Globalstrahlung: Summe aus direkter und diffuser Sonnenstrahlung. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/solarenergie.html>. Abgerufen: 06.05.2019.
- [16] A. Dietrich. *Assessment of Pumped Heat Electricity Storage Systems through Exergoeconomic Analyses*. PhD thesis, Technische Universität Darmstadt, 2017.
- [17] Energinet.dk - Danish Energy Agency. Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation. 2016 (Update June 2019).
- [18] P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli, und M. Mazzotti. Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage. *Applied Energy*, 219:408 – 424, 2018. ISSN 0306-2619. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.142>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917310139>.
- [19] R. Gelaro, W. McCarty, M. J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C. A. Randles, A. Darmenov, M. G. Bosilovich, R. Reichle, K. Wargan, L. Coy, R. Cullather, C. Draper, S. Akella, V. Buchard, A. Conaty, A. M. da Silva, W. Gu, G.-K. Kim, R. Koster, R. Lucchesi, D. Merkova, J. E. Nielsen, G. Partyka, S. Pawson, W. Putman, M. Rienecker, S. D. Schubert, M. Sienkiewicz, und B. Zhao. The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). *Journal of Climate*, 30(14):5419–5454, July 2017. doi: 10.1175/jcli-d-16-0758.1.
- [20] A. Gravelsins, I. Pakere, A. Tukulis, und D. Blumberga. Solar power in district heating. P2H flexibility concept. *Energy*, 181:1023 – 1035, 2019. ISSN 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.224>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219311168>.
- [21] Gurobi Optimization, LLC. Gurobi optimizer reference manual, 2019. URL <http://www.gurobi.com>.
- [22] C. Haikarainen, F. Pettersson, und H. Saxén. A model for structural and operational optimization of distributed energy systems. *Applied Thermal Engineering*, 70(1):211 – 218, 2014. ISSN 1359-4311. doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.04.049>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431114003135>.
- [23] W. E. Hart, C. D. Laird, J.-P. Watson, D. L. Woodruff, G. A. Hackebeil, B. L. Nicholson, und J. D. Sirola. *Pyomo—optimization modeling in python*, volume 67. Springer Science & Business Media, 2017.
- [24] A. Hesaraki, S. Holmberg, und F. Haghighat. Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects—A comparative review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43:1199 – 1213, 2015. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.002>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114010545>.

- 
- [25] M. Joly, G. Ruiz, F. Mauthner, P. Bourdoukan, M. Emery, und M. Anderson. A methodology to integrate solar thermal energy in district heating networks confronted with a Swedish real case study. *Energy Procedia*, 122:865 – 870, 2017. ISSN 1876-6102. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.451>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217334069>. CISBAT 2017 International Conference Future Buildings & Districts – Energy Efficiency from Nano to Urban Scale.
- [26] C. Kaldemayer, C. Boysen, und I. Tuschy. Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmever-sorgung 2020. Mai 2019. ISSN 2195-492.
- [27] J. Kallrath. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis - Mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 2013. ISBN 978-3-322-80219-4.
- [28] T. M. Klucher. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 23(2):111 – 114, 1979. ISSN 0038-092X. doi: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90110-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90110-5). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X79901105>.
- [29] P. Konstantin. *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 3. Auflage, 2013. ISBN 978-3-642-37265-0.
- [30] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, und B. V. Mathiesen. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68:1 – 11, 2014. ISSN 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002369>.
- [31] R. Marx, D. Bauer, und H. Drueck. Energy Efficient Integration of Heat Pumps into Solar District Heating Systems with Seasonal Thermal Energy Storage. *Energy Procedia*, 57:2706 – 2715, 2014. ISSN 1876-6102. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.302>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214016695>. 2013 ISES Solar World Congress.
- [32] E. Mollenhauer, A. Christidis, und G. Tsatsaronis. Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 7(2):167–176, feb 2016. doi: 10.1007/s40095-016-0204-6.
- [33] B. Morvaj, R. Evins, und J. Carmeliet. Optimising urban energy systems: Simultaneous system sizing, operation and district heating network layout. *Energy*, 116:619 – 636, 2016. ISSN 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.139>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216314207>.
- [34] Oemof Developer Group. oemof - open energy modelling framework (v0.3.1), 2019. URL <https://oemof.readthedocs.io/en/stable/index.html>.
- [35] A. Paar, F. Herbert, M. Pehnt, S. Ochse, S. Richter, S. Maier, M. Kley, H. Huther, J. Kühne, und I. Weidlich. Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwär-

meerversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. *BMU-Studie von ifeu, GEF und AGFW, BMU, Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main*, 2013.

- [36] I. Pakere, F. Romagnoli, und D. Blumberga. Introduction of small-scale 4th generation district heating system. Methodology approach. *Energy Procedia*, 149:549 – 554, 2018. ISSN 1876-6102. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.219>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218305150>. 16th International Symposium on District Heating and Cooling, DHC2018, 9–12 September 2018, Hamburg, Germany.
- [37] Pan-European Gas Trading Platform (PEGAS). Veröffentlichung des European Gas Index (EGIX) für mehr Transparenz und Rechtssicherheit am Markt. URL [https://www.powernext.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/20190902\\_PEGAS\\_Reference\\_Price\\_EGIX.pdf](https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/20190902_PEGAS_Reference_Price_EGIX.pdf). Abgerufen: 18.09.2019.
- [38] M. Pehnt, M. Nast, C. Götz, S. Blömer, A. Barckhausen, D. Schröder, R. Miljes, C. Pottbäcker, H. Breier, C. Nabe, S. Lindner, und B. Dannemann. *Wärmenetzsysteme 4.0: Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme: Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen*. 2017. URL <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf>.
- [39] S. Pfenninger und I. Staffell. Renewables.ninja. 2016. URL <https://www.renewables.ninja>.
- [40] S. Philipps. Photovoltaics Report. *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE*, 2019. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [41] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Simulation*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, M, 2015. ISBN 978-3-446-44333-4.
- [42] F. M. Rad und A. S. Fung. Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage – Review of systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1550 – 1561, 2016. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.025>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116002604>.
- [43] Reiner Lemoine Institute. URL <https://reiner-lemoine-institut.de/>. Abgerufen: 21.06.2019.
- [44] Ritter-XL-Solar. Stadtwerke Senftenberg - Solarwärme für städtischen Fernwärmenetz. URL <https://www.ritter-xl-solar.de/anwendungen/waermenetze/stadtwerke-senftenberg/>. Abgerufen am 18.09.2019.
- [45] K. W. Schmitz und G. Schaumann. *Kraft-Wärme-Kopplung*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 4. Auflage, 2009. ISBN 978-3-642-01425-3.
- [46] Solar District Heating. Plant Database. URL <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/>. Abgerufen 22.07.2019.
- [47] Stadtwerke Flensburg GmbH. District heating network data for the city of Flensburg from 2014 to 2016, Jan. 2019. URL <https://doi.org/10.5281/zenodo.2553968>.

- [48] Statista GmbH. Jahresvolllaststunden der Kraftwerke in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2017 (in Stunden), . URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37610/umfrage/jahresvolllaststunden-deutscher-kraftwerke-im-jahr-2009/>. Abgerufen: 20.07.2019.
- [49] Statista GmbH. Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Stromkraftwerke nach Kraftwerktyp (in Gramm pro Kilowattstunde), . URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38910/umfrage/hoehe-der-co2-emissionen-nach-kraftwerk/>. Abgerufen am: 12.08.2019.
- [50] H. Stöcker. *Taschenbuch mathematischer Formeln und moderner Verfahren*. Frankfurt am Main, 4. Auflage, 2008. ISBN 978-3-808-55686-3.
- [51] J. Stefan. *Über die Beziehung zwischen der Wärmestrahlung und der Temperatur*. Sitzungsberichte der Kaiserlichen Akademie der Wissenschaften in Wien. Aus der k.k. Hof-und Staatsdruckerei, 1879.
- [52] P. A. Østergaard, B. V. Mathiesen, B. Möller, und H. Lund. A renewable energy scenario for Aalborg Municipality based on low-temperature geothermal heat, wind power and biomass. *Energy*, 35(12):4892 – 4901, 2010. ISSN 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.08.041>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210004779>. The 3rd International Conference on Sustainable Energy and Environmental Protection, SEEP 2009.
- [53] M. Sterner und I. Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 2. Auflage, 2017. ISBN 978-3-662-48893-5.
- [54] R. J. Vanderbei. *Linear Programming - Foundations and Extensions*. Springer Science & Business Media, Berlin Heidelberg, 2014. ISBN 978-1-4614-7629-0.
- [55] E. Vartiainen, G. Masson, C. Breyer, D. Moser, und E. R. Medina. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, aug 2019. doi: 10.1002/pip.3189.
- [56] D. Volta. *Thermische Energietechnik - Grundlagen, Stoffdaten, Anhaltswerte, Diagramme*. 2018.
- [57] H. Watter. *Regenerative Energiesysteme - Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 3. Auflage, 2013. ISBN 978-3-658-01484-1.
- [58] C. Winterscheid, J.-O. Dalenbäck, und S. Holler. Integration of solar thermal systems in existing district heating systems. *Energy*, 137:579 – 585, 2017. ISSN 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.159>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217307363>.
- [59] H. Wirth. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme*, 2019. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.

- [60] F. Witte. Thermal Engineering Systems in Python, 2019. URL <https://tespy.readthedocs.io/en/master/introduction.html>.
- [61] L. Yang, E. Entchev, A. Rosato, und S. Sibilio. Smart thermal grid with integration of distributed and centralized solar energy systems. *Energy*, 122:471 – 481, 2017. ISSN 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.114>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217301214>.
- [62] Zentrum für nachhaltige Energiesysteme. URL <http://www.znes-flensburg.de/>. Abgerufen: 21.06.2019.

# A Anhang

## Sonnenstandberechnung

Die Sonnenstandberechnung (Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und Sonnenazimut  $\alpha_s$ ) ist auf Grundlage des in DIN-5034 [1] vorgestellten Algorithmus erfolgt. Folgend werden die verwendeten Gleichungen aus Quaschnig [41] dargestellt:

1. Hilfsparameter  $J'$  des DIN-Algorithmus:

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Tage im Jahr}}$$

2. Sonnendeklination  $\delta(J')$  in  $^\circ$

$$\delta(J') = 0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' - 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3J' + 26^\circ)$$

3. Zeitgleichung in Minuten

$$Zgl(J') = 0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3J' + 105,2^\circ)$$

4. Bestimmung der mittleren Ortszeit MOZ in Stunden über die lokale Uhrzeit LZ, die Zeitzone (Stundendifferenz zu UTC-Zeit) und der geographischen Länge  $\lambda$

$$\text{MOZ} = \text{LZ} - \text{Zeitzone} + \frac{4 \cdot \lambda}{60}$$

5. Wahre Ortszeit über Zgl

$$\text{WOZ} = \text{MOZ} - Zgl(J')$$

6. Stundenwinkel

$$\omega = (12 - \text{WOZ}) \cdot \frac{15^\circ}{\text{h}}$$

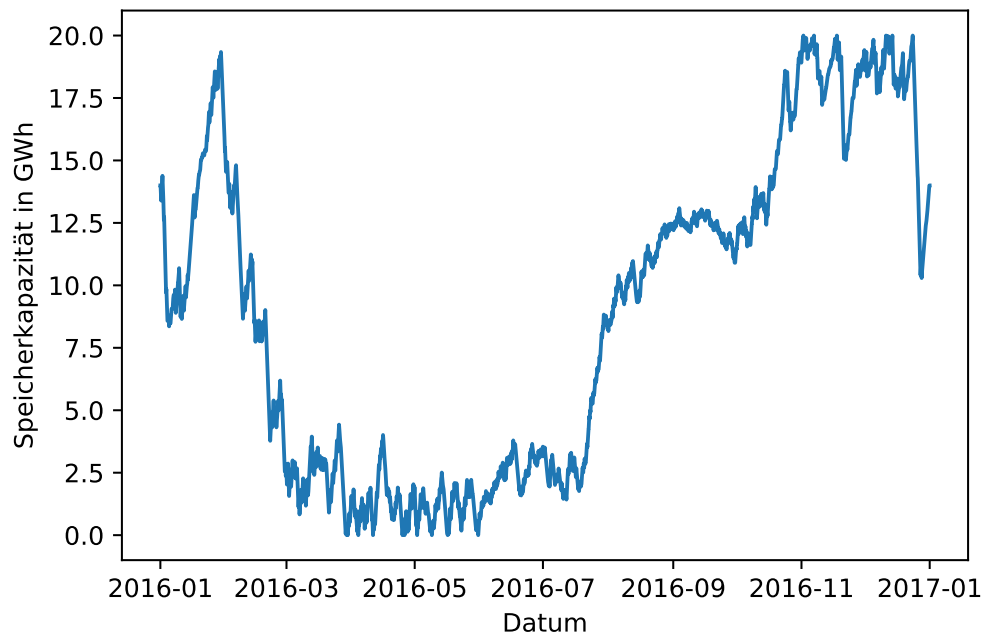
$\Rightarrow$  Sonnenhöhe  $\gamma_s$  über die geographische Breite  $\varphi$ :

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta)$$

⇒ Sonnenazimut  $\alpha_s$ :

$$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{für } \text{WOZ} \geq 12 \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{für } \text{WOZ} < 12 \end{cases}$$

## Abbildungen



**Abbildung A.1:** Darstellung des Ladezustands des saisonalen Wärmespeichers innerhalb des Photovoltaik-Konzepts