

WEGE ZUR KLIMANEUTRALEN UND KOSTEN-EFFIZIENTEN WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG VON INDUSTRIESTANDORTEN

Simon Möhren¹, Jörg Meyer¹, Hartmut Krause²

¹ Hochschule Niederrhein, SWK E² - Institut für Energietechnik und Energiemanagement, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Germany, +49 2151 822 6684, simon.moehren@hs-niederrhein.de, www.hs-niederrhein.de/swk-e2

² TU Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Gustav-Zeuner-Straße 7, 09599 Freiberg, Germany, +49 3731 39 3940, Hartmut.Krause@iwtt.tu-freiberg.de, www.gwa.tu-freiberg.de

Kurzfassung: Knapp 67 % des Endenergiebedarfs der deutschen Industrie wird zur Erzeugung von Prozesswärme benötigt. Da diese derzeit fast ausschließlich durch den Einsatz fossiler Energieträger bereitgestellt wird, ist die Prozesswärmebereitstellung mit erheblichen CO₂-Emissionen verbunden. Bis zum Jahr 2050 soll auch die Industrie nahezu Klimaneutralität erreichen. Die systematische Nutzung von Abwärme und der Einsatz der Methode der Wärmeintegration kann einen signifikanten Beitrag zur Reduzierung des Endenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen beitragen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Erweiterung eines Ansatzes zur Lösung von mehrperiodischen Wärmetransportproblemen nach den Ansätzen von Cerda et al. Und Aydemir et al. vorgestellt und anhand eines Fallbeispiels aus der Literatur untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass durch die Nutzung von Abwärme und den Einsatz emissionsarmer Energieversorgungsanlagen die CO₂-Emissionen bei gleichzeitiger Reduzierung der Kosten signifikant reduziert werden können. Die angestrebte Klimaneutralität ist mit den betrachteten Technologien und getroffenen Annahmen jedoch nicht vollständig erreichbar.

Keywords: Abwärmennutzung, Wärmegestehungskosten, CO₂-Emissionen, Mehrperiodische Wärmeintegration

1 Einleitung

Die Industrie trägt zu knapp 29 % des Endenergiebedarfs der Bundesrepublik Deutschland bei. Der Bedarf an Prozesswärme von jährlich knapp 504 TWh verursacht knapp 67 % des Endenergiebedarfs der Industrie. Die Wärmebereitstellung erfolgt dabei fast ausschließlich durch die Verfeuerung fossiler Brennstoffe. Der Anteil erneuerbarer Energien beträgt hier gerade einmal 5,3 %. [1]

Die systematische Nutzung von industrieller Abwärme kann einen signifikanten Beitrag zur Reduzierung des Endenergiebedarfs sowie von CO₂-Emissionen beitragen. Das theoretische Potential zur Abwärmennutzung in Deutschland wurde im Jahr 2017 mit einem Bottom-up Ansatz auf 62 TWh/a quantifiziert [2]. Im Jahr 2018 wurde das theoretische Potenzial für Deutschland mit einem Top-down Ansatz auf 77 TWh/a geschätzt [3]. Für das Bundesland Nordrhein-Westfalen wurde im Rahmen der „Potenzialstudie Industrielle Abwärmennutzung“ im Jahr 2019 das technisch nutzbare Abwärmepotenzial sogar auf 44 bis 48 TWh/a abgeschätzt [4]. Die

Auswertung von 34 Effizienznetzwerken zeigt ebenfalls die Bedeutung der Nutzung von Abwärme. So lassen sich durch Abwärmenutzung die größten Energieeinsparungen erzielen und die identifizierten Potentiale lassen darauf schließen, dass diese bislang weitestgehend unerschlossen sind [5].

Zur systematischen Nutzung von Abwärmepotenzialen können die Methoden der Wärmeintegration (WI) eingesetzt werden. Dabei handelt es sich um Methoden zur Reduzierung des externen Wärme- und Kältebedarfs eines oder mehrerer Standorte durch Verknüpfung von Wärmequellen mit Wärmesenken. Die Methoden der WI können durch Anpassen der Zielfunktion und Nebenbedingungen auch zur Reduzierung von Kosten, Ressourcenverbrauch oder Emissionen genutzt werden. [6]

Allgemein werden zwei Arten von Methoden der WI unterschieden: Die Pinch-Analyse (PA) sowie Methoden der mathematischen Optimierung. Die PA ist ein ursprünglich graphisches Verfahren zur Bestimmung des minimalen externen Wärme- und Kältebedarfs [7]. Sie ist einfach anzuwenden, stellt die Lösung anschaulich dar und ist die am häufigsten eingesetzte Methode der WI [8]. Jedoch kann mit der PA das optimale Wärmeübertragernetzwerk (HEN¹) nicht automatisch generiert werden, sondern muss anhand von Regeln manuell aus der PA abgeleitet werden. Das HEN ist dabei die optimale Verschaltung von Wärmequellen und Wärmesenken durch Wärmeübertrager (WÜ). Bei der PA ist das Auffinden der optimalen Lösung nicht garantiert, sondern von den Fähigkeiten des Anwenders abhängig.

Zur Generierung des optimalen HEN können Methoden der mathematischer Optimierung eingesetzt werden und hierdurch die benötigte Energie, Kosten oder CO₂-Emissionen des Gesamtsystems minimiert werden [9]. Im Jahr 1979 stellen zwei unabhängige Forschergruppen (Cerde und Westerberg, Mason und Linnhoff) erstmals ein Manuskript vor, in dem sie das lineare Transportproblem zur Minimierung des Einsatzes externer Utility für klassische Wärmeübertrager Netzwerke einsetzen. Utilities (UT) sind dabei Anlagen zur Bereitstellung von Wärme (Heating Utility (HU)) oder Kälte (Cooling Utility (CU)). Veröffentlicht wurde der Ansatz schließlich in einem gemeinsamen Aufsatz [9]. Aufbauend auf der zuvor von Linnhoff und Flower [7] entwickelten Temperatur-Intervall-Methode stellt dieser Ansatz ein mathematisches Verfahren zur Ermittlung des energetisch optimalen HEN unter Berücksichtigung thermodynamischer Grenzen dar. Diese Methode wurde seit den 1970er Jahren beständig weiterentwickelt [8].

Ein Untersuchungsgebiet der WI ist das Lösen mehrperiodischer Wärmetransportprobleme als Teilgebiet der Auslegung flexibler HEN [10]. Hierbei werden zeitlich variable Prozessgrößen in Form von diskreten Betriebszuständen in mehreren Perioden berücksichtigt. Bei den bisher entwickelten Ansätzen handelt es sich in der Regel um sequenzielle² Methoden, die häufig lange Rechenzeiten benötigen und nicht das Auffinden der optimalen Lösung sicherstellen können [11] [12] [13]. Aydemir et al. [14] stellen einen simultanen³ Ansatz für mehrperiodische lineare Wärmetransportprobleme vor. Dieser hat nicht das Auffinden der optimalen, sondern einer möglichst guten Lösung bei geringer Rechenzeit für große Problemstellungen zum Ziel. Der Ansatz nutzt die Übertragung des HEN aus der ersten Periode $t = 1$ auf alle weiteren

¹ Aus dem englischen: Heat Exchanger Network (HEN)

² Mehrere Optimierungsschritte werden nacheinander schrittweise durchlaufen [11].

³ Die Optimierung erfolgt hierbei in einem einzigen Schritt.

Perioden als Vereinfachung, um das mehrperiodische lineare Wärmetransportproblem zu lösen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der simultane Ansatz nach Aydemir et al. [14] durch Kombination mit der PA verbessert und zur Reduzierung von Kosten und CO₂-Emissionen erweitert. Hierdurch kann ermittelt werden, welche Technologien der Wärme- und Kältebereitstellung bei variierenden Prozessbedingungen für die Reduzierung von Emissionen geeignet sind und welche zusätzlichen Kosten hierdurch entstehen können.

2 Methode

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das von Cerda et al. [9] entwickelte mathematische Verfahren zur Minimierung des Utility-Bedarfs zur Optimierung der Gesamtkosten und der CO₂-Emissionen des Gesamtsystems für mehrperiodische Probleme erweitert. Hierfür wurde die Zielfunktion des linearen Wärmetransportproblems sowie dessen Nebenbedingungen für Probleme mit beliebigen Perioden t und beliebiger Dauer τ angepasst. In Abbildung 1 ist der Ansatz schematisch dargestellt.

Im Folgenden wird zunächst die eingesetzte Methode der Wärmeintegration und anschließend die Berechnung der Kostenfunktionen vorgestellt.

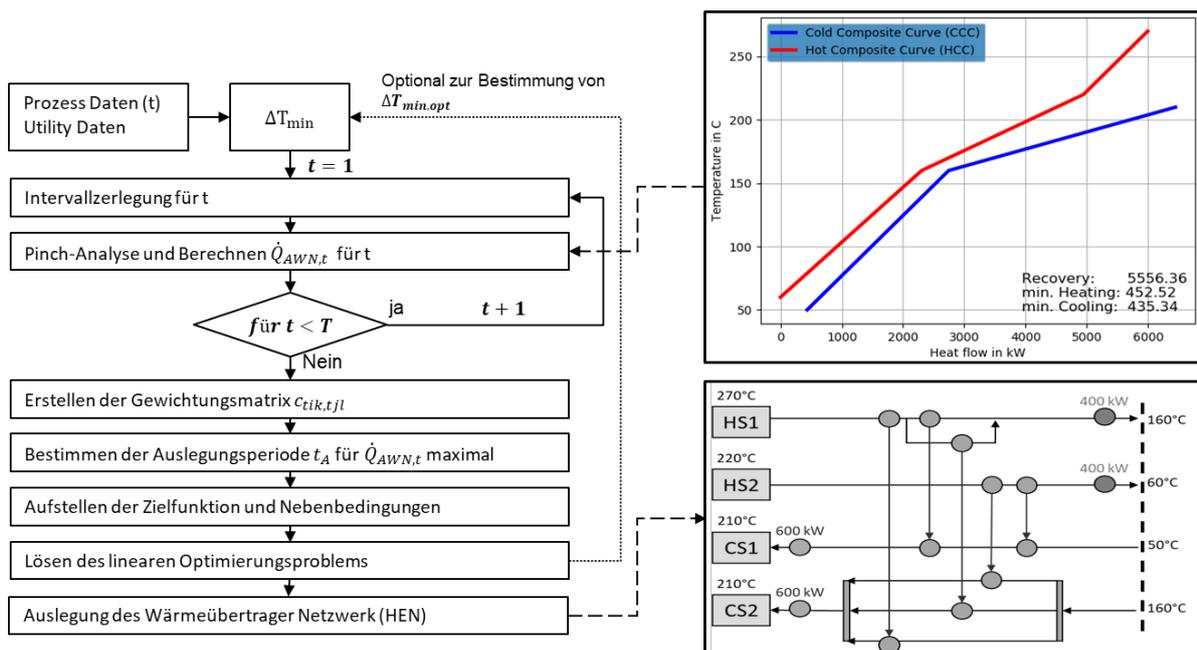


Abbildung 1: Darstellung des Ansatzes zur Lösung von mehrperiodischen Wärmetransportproblemen durch Kombination von linearer Optimierung und Pinch-Analyse

2.1 Wärmeintegration für mehrperiodische Probleme durch lineare Optimierung

Bei der Formulierung des mehrperiodischen Wärmeintegrations-Problem (MPWIP) soll der Wärmestrom $\dot{Q}_{tik,tjl}$ [kW] von einer Wärmequelle j (auch als heißer Strom (HS) bezeichnet) in einem heißen Temperaturintervall l der Periode t zu einer Wärmesenke i (auch als kalter

Strom (CS)⁴ bezeichnet) in einem kalten Temperaturintervall k in der Periode t transportiert werden. Jede Periode besitzt dabei die Dauer τ_t in $[h/a]$ und NOP ist die Anzahl betrachteter Perioden. C ist die Anzahl der CS, H die Anzahl der HS und L ist die Anzahl der Temperaturintervalle. Jeder übertragene Wärmestrom wird mit einem Gewichtungsfaktor $c_{tik,tjl}$ bewertet. Je nach Auswahl der Gewichtungsfaktoren kann hierdurch entweder der Energiebedarf $c_{Energie,tik,tjl}$ in $[kWh/kWh]$, die Gesamtkosten $c_{Kosten,tik,tjl}$ in $[\text{€}/kWh]$ oder die CO₂-Emissionen $c_{CO_2,tik,tjl}$ in $[t_{CO_2}/kWh]$ minimiert werden. Die Zielfunktion des mehrperiodischen linearen Optimierungsproblems nach dem stationären Ansatz von Cerda et al. [9] lautet

$$\min_{\dot{Q}_{tik,tjl}} \sum_t \sum_i \sum_k \sum_j \sum_l c_{tik,tjl} \cdot \dot{Q}_{tik,tjl} \cdot \tau_t$$

$$\forall t \in NOP, i \in C, k \in L, j \in H, l \in L$$

Zudem müssen einige Nebenbedingungen erfüllt sein. Die Energiebilanzen der Ströme stellt sicher, dass der Wärmebedarf jedes CS und das Wärmeangebot jedes HS der Summe aller übertragener Wärmeströme in allen Perioden entspricht. T^{ein} ist dabei die Ein- und T^{aus} die Austrittstemperatur, \dot{m} ist der Massenstrom und c_p die spezifische Wärmekapazität eines Prozessstroms im jeweiligen Temperaturintervall.

$$\text{Energiebilanz CS: } \dot{m}_{tik} c_{p,tik} (T_{tik}^{aus} - T_{tik}^{ein}) = \sum_t \sum_j \sum_l \dot{Q}_{tik,tjl}$$

$$\text{Energiebilanz HS: } \dot{m}_{tjl} c_{p,tjl} (T_{tjl}^{ein} - T_{tjl}^{aus}) = \sum_t \sum_i \sum_k \dot{Q}_{tik,tjl}$$

$$\forall t \in NOP, i \in C, k \in L, j \in H, l \in L$$

In zwei weiteren Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass die Utilities ausreichend groß dimensioniert sind, um den gesamten Wärme- und Kältebedarf zu decken.

$$\text{Dimensionierung CU: } \dot{Q}_{CU} \geq \sum_j \sum_l \dot{Q}_{tik,tjl}$$

$$\text{Dimensionierung HU: } \dot{Q}_{HU} \geq \sum_i \sum_k \dot{Q}_{tik,tjl}$$

$$\forall t \in NOP, i \in C, k \in L, j \in H, l \in L$$

Da Wärme stets nur vom höheren zum niedrigeren Temperaturniveau übertragen werden kann, gilt die Nichtnegativitätsbedingung.

$$\text{Nichtnegativitätsbedingung: } \dot{Q}_{tik,tjl} \geq 0$$

$$\forall t \in NOP, i \in C, k \in L, j \in H, l \in L$$

Eine weitere Nebenbedingung ist erforderlich um sicherzustellen, dass das berechnete HEN nicht zwischen den Perioden variiert. Dies stellt zwar in der Regel die optimale Lösung dar, ist in der Praxis jedoch nicht realisierbar. Das HEN soll daher, entsprechend des Ansatzes nach [14], ausgehend von einer Auslegungsperiode t_A für alle Perioden fixiert werden. Die beste Auslegungsperiode soll dabei nicht vorgegeben⁵, sondern anhand der PA für jedes System

⁴ Aus dem englischen für Cold Stream (CS)

⁵ Nach [16] wird unabhängig von den Prozessparametern vereinfachend $t_A = 1$ vorgegeben.

individuell bestimmt werden. Für t_A soll daher stets die Periode gewählt werden, bei der die theoretische Nutzung von Abwärme nach der PA maximal ist. Mit Hilfe eines Teillastfaktors f_{TL} kann definiert werden, um welchen Faktor der Wärmestrom jeder Periode t den Wärmestrom in der Auslegungsperiode maximal abweichen darf.

$$\text{HEN Auslegung: } \dot{Q}_{tik,tjl} \leq \dot{Q}_{t_{Aik},t_{Ajl}} \cdot f_{TL}$$

$$\forall t \in NOP, i \in C, k \in L, j \in H, l \in L$$

Bei der energetischen Optimierung werden die Gewichtungsfaktoren nach [9] entsprechend des Anteils extern zuzuführender Energie vorgenommen. Bei der Abwärmenutzung durch WÜ beträgt der Anteil extern zuzuführender Energie 0 % und beim Einsatz von Utilities 100%. Wenn thermodynamisch keine Wärmeübertragung möglich ist, so wird der Gewichtungsfaktor als M (sehr große Zahl) definiert. Bei Gegenstrom-Wärmeübertragern kann Wärme nur dann übertragen werden, wenn der Temperaturbereich des HS mindestens um ΔT_{min} über dem des CS liegt.

$$T_{HS,ein} \geq T_{CS,aus} + \Delta T_{min} \text{ und } T_{HS,aus} \geq T_{CS,ein} + \Delta T_{min}$$

Der maximal übertragbare Wärmestrom $\dot{Q}_{tik,tjl}$ ist dabei der kleinere Wärmestrom des Wärmebedarfs von CS oder des Wärmebedarfs von HS. Zur Unterbindung von Wärmeübertragung zwischen unterschiedlichen Perioden kann der Wärmetransport ebenfalls mit M gewichtet werden, wenn HS und CS nicht in derselben Periode vorliegen. Der Einsatz von thermischen Energiespeichern wird hierdurch zunächst unterbunden. Für die Gewichtungsfaktoren der energetischen Optimierung gilt somit in Anlehnung an [9]:

$$c_{Energie,tik,tjl} \begin{cases} 0 & i \text{ und } j \text{ sind Prozessströme, Wärmetransport zulässig} \\ 0 & i \text{ und } j \text{ sind Utilities} \\ 1 & i \text{ oder } j \text{ ist eine Utility} \\ M & t \text{ von HS} \neq t \text{ von CS (} M \text{ ist eine große Zahl)} \\ M & \text{in allen anderen Fällen (} M \text{ ist eine große Zahl)} \end{cases}$$

Nachfolgend sollen die Gewichtungsfaktoren von Wärmeübertragern und unterschiedlicher Utilities für die ökonomische Optimierung $c_{Kosten,tik,tjl}$ und für die ökologische Optimierung $c_{CO2,tik,tjl}$ bestimmt werden.

2.2 Ökonomische Gewichtungsfaktoren

2.2.1 Systeme zur Wärme- und Kältebereitstellung

Als Wärmeerzeuger werden allgemein technische Anlage zur Umwandlung von unterschiedlicher Formen von Energie in Wärme bezeichnet. Eine Kältemaschine ist hingegen eine technische Anlage, die einem System Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau entzieht [15]. Abbildung 2 zeigt eine mögliche Einteilung von Systemen zur Wärme- und Kältebereitstellung nach [16].

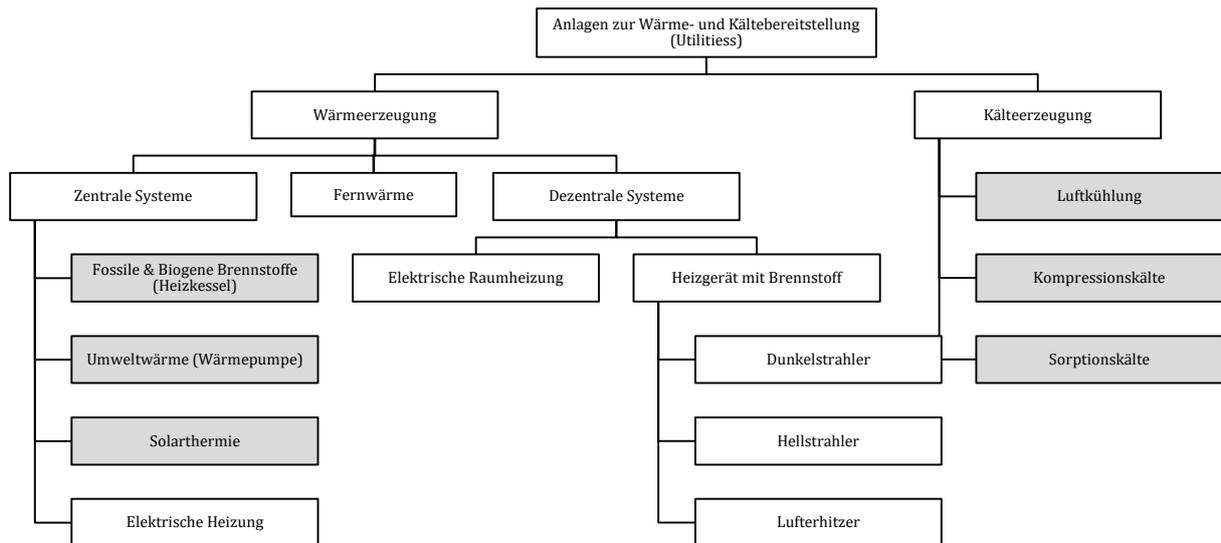


Abbildung 2: Schematische Einteilung von Systemen zur Wärmeerzeugung nach [16]

Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich zentrale Systeme zur Wärmebereitstellung betrachtet, da diese üblicherweise zur Prozesswärmeerzeugung eingesetzt werden [17]. Dezentrale Systeme, Fernwärme werden in der Regel zur Bereitstellung von Raumwärme verwendet und im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Nach VDI 6025 [18] werden bei der Berechnung von Wärme- bzw. Kältegestehungskosten kapitalgebundene, bedarfsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Zahlungen unterschieden. Der Wärme- bzw. Kältepreis $c_{UT,tik,tjl}$ einer Utility in $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$ kann allgemein nach [18] und [19] berechnet werden. Der Investitionsbetrag A_0 in Periode $t = 0$ kann durch Multiplikation der Wärmeleistung \dot{Q} mit einer spezifischen Kostenfunktion $a_0(\dot{Q})$ bestimmt werden⁶. Über den Förderfaktor $f_{\text{Förder}}$ können mögliche finanzielle Förderungen einzelner Technologien berücksichtigt werden. Kosten für die Installation der jeweiligen Anlage werden mit dem Kostenfaktor f_{Instal} berücksichtigt. Die Auszahlung A_t in Periode t setzt sich aus bedarfsgebundenen und betriebsgebundenen Zahlungen zusammen. Sonstige Zahlungen werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt. Die betriebsgebundenen Zahlungen setzen sich aus den Kosten für die Bedienung der Anlage sowie den Kosten für Instandhaltung und Wartung zusammen. k_{Personal} ist dabei der Stundenlohn des Personals, welches die Anlagen zur Wärmeerzeugung bedient. Die bedarfsgebundenen Zahlungen ergeben sich aus der Multiplikation des Energieaufwands der Wärme- bzw. Kälteerzeugung $(\dot{Q}_t \cdot \tau_t \cdot \eta_{\text{th}})$, dem entsprechenden Preis des verwendeten Energieträgers k_{Preis} , dem Annuitätenfaktor a , sowie dem preisdynamischen Barwertfaktor b . Der preisdynamische Barwertfaktor dient der Berücksichtigung von Preisänderungen des jeweiligen Energieträgers und der Betriebskosten.

⁶Sprungstellen der kapitalgebundenen Kosten (z.B. durch regulatorische Anforderungen) bleiben hierbei unberücksichtigt.

$$c_{UT,tik,tjl} = \frac{\left(A_{0,t} \cdot (1 - f_{Förder}) + \sum_{n=1}^{T_{Nutz}} \frac{A_{n,t}}{q^n} \right)}{Q_t} \cdot a_{T_{Nutz}}$$

mit

$$A_{0,t} = a_0 \cdot \dot{Q}_t \cdot f_{Instal}$$

$$A_{n,t} = \underbrace{\left[k_{Personal} \cdot \tau_{Bedienung} + A_{0,t} \cdot (f_{Inst} + f_{W+Insp}) \right]}_{\text{Betriebsgebundene Zahlungen}} \cdot a_n \cdot b_{Betrieb,n} + \underbrace{\frac{\dot{Q}_t \cdot \tau_t}{\eta_{th}} \cdot k_{Preis} \cdot a_n \cdot b_{Bedarf,n}}_{\text{Bedarfsgebundene Zahlungen}}$$

$$a_n = \frac{q-1}{1-q^{-n}} \quad b_n = \frac{1-\left(\frac{r}{q}\right)^n}{q-r}$$

$c_{UT,tik,tjl}$	€/kWh	Wärme- bzw. Kälte-Gestehungskosten
A_0	€	Investitionsbetrag in Periode t=0
A_t	€	Auszahlung in Periode t
T_{Nutz}	a	Nutzungsdauer in Jahren
n	-	Betrachtungsjahr für $n = 1, \dots, T_{Nutz}$
Q_t	kWh	Thermischer Energiebedarf pro Periode t
a_n bzw. $a_{T_{Nutz}}$	-	Annuitätenfaktor für das Betrachtungsjahr n oder T_{Nutz}
q	-	Zinssatz ($q=1+i$)
i	-	Kalkulationszinsfuß (Dezimalzahl)
f_{Inst}	%	Instandsetzungsfaktor
f_{Instal}	%	Kostenfaktor für die Installation
$f_{Förder}$	%	Förderfaktor
f_{W+Insp}	%	Wartungs- und Inspektionsfaktor
\dot{Q}_t	kW	Thermische Leistung in Periode t
τ_t	h/a	Betriebsdauer der Periode t
η_{th}	%	Thermischer Gesamtwirkungsgrad
k_{Preis}	€/kWh	Preis des verwendeten Energieträgers
$k_{Personal}$	€/h	Personalkosten, Annahme: 50€/h
$\tau_{Bedienung}$	h/a	Zeitlicher Aufwand für Bedienung
b_n	-	Preisdynamischer Barwertfaktor für das Jahr n
r	-	Preisänderungsfaktor

2.2.2 Wärmeübertrager zur Nutzung von Abwärme

Die Nutzung der Abwärme von HS zur Deckung des Wärmebedarfs von CS erfolgt in der Regel mit Hilfe von Wärmeübertragern. Im Folgenden werden ausschließlich rekuperative Gegenstrom-Wärmeübertrager betrachtet. Rekuperatoren übertrage die Wärme eines warmen Stoffstroms im Allgemeinen durch eine feste Apparatewand auf einen kalten Stoffstrom [15]. Gegenstrom-Wärmeübertrager werden dabei in entgegengesetzter Richtung durchströmt. Weitere Technologien zur Abwärmenutzung, wie in [20] oder [21] beschrieben, werden zunächst nicht betrachtet. In Anlehnung an [22] kann der Kostenfaktor eines Wärmeübertragers anhand der flächenspezifischen Investitionen für Wärmeübertrager $sk_{WÜ}$ in $[\text{€/m}^2]$, des Wärmedurchgangskoeffizienten k in $[\text{kW/m}^2 \cdot \text{K}]$, der logarithmischen Temperaturdifferenz für Gegenstrom-Wärmeübertrager $\Delta T_{lm,geg}$ in $[\text{K}]$ und des Annuitätenfaktors a berechnet werden. In der Praxis ist bei zunehmender Wärmeübertragerfläche A mit sinkenden spezifischen Preisen zu rechnen. Unter Berücksichtigung der in [22] beschriebenen Einschränkungen wird vereinfachend $sk_{WÜ} = 1733,8 \text{ €/m}^2$ angenommen. Nach Ablauf der Nutzungsdauer T_{Nutz} wird ein Restwert von Null angenommen. Für eine näherungsweise Berücksichtigung der Kosten für

Rohrleitungen und Förderpumpen wird ein Installationsfaktor von $f_{Instal,W\ddot{U}} = 2,0$ angenommen. Für die Gewichtungsfaktoren von Wärmeübertragern gilt somit nach [15], [18] und [22]:

$$c_{W\ddot{U},tik,tjl} = \frac{A_{0,t} + \sum_{n=1}^{T_{Nutz}} \left(\frac{A_{0,t} \cdot (f_{Inst} + f_{W+Insp}) \cdot a_n \cdot b_{Betrieb,n}}{q^n} \right)}{\dot{Q}_t} \cdot a_{T_{Nutz}}$$

mit

$$A_{0,t} = sk_{W\ddot{U}} \cdot A \cdot f_{Instal,W\ddot{U}}$$

$$A = \frac{\dot{Q}}{k_{W\ddot{U}} \cdot \Delta T_{lm,geg}}$$

$$\Delta T_{lm,geg} = \frac{(T_{HS,ein} - T_{CS,aus}) - (T_{HS,aus} - T_{CS,ein})}{\ln \left[\frac{(T_{HS,ein} - T_{CS,ein})}{(T_{HS,aus} - T_{CS,aus})} \right]}$$

$c_{W\ddot{U},tik,tjl}$	€/kWh	Spezifische Kosten eines Wärmeübertragers
A	m ²	Fläche des Wärmeübertragers
$sk_{W\ddot{U}}$	€/m ²	Spezifische Wärmeübertragerkosten je Übertragerfläche
$k_{W\ddot{U}}$	W/m ² · K	Wärmedurchgangskoeffizienten nach VDI Wärmeetlas [23]
$\Delta T_{lm,geg}$	K	logarithmische Temperaturdifferenz für Gegenstrom-WÜ
T_{ein} bzw. T_{HS}	K	Eintritts- bzw. Austrittstemperaturen in den Wärmeübertrager

Der Kostenfaktor eines Wärmeübertragers wird eingesetzt, wenn i und j Prozessströme sind und der Wärmetransport thermodynamisch zulässig ist. Hieraus ergeben sich die folgenden Gewichtungsfaktoren für die ökonomische Optimierung der Wärmeversorgung.

$$c_{Kosten,tik,tjl} \begin{cases} c_{W\ddot{U},tik,tjl} & i \text{ und } j \text{ sind Prozessströme, Wärmetransport zulässig} \\ 0 & i \text{ und } j \text{ sind Utilities} \\ c_{UT,tik,tjl} & i \text{ oder } j \text{ ist eine Utility} \\ M & t \text{ von HS} \neq t \text{ von CS (} M \text{ ist eine große Zahl)} \\ M & \text{in allen anderen Fällen (} M \text{ ist eine große Zahl)} \end{cases}$$

2.3 Ökologische Gewichtungsfaktoren

Im Rahmen dieser Untersuchung werden ausschließlich die bedarfsgebundenen⁷ CO₂-Emissionen betrachtet. Emissionen, die durch die Herstellung, den Transport oder die Entsorgung der Anlagen und deren technischen Komponenten entstehen, sowie Emissionen weiterer Schadstoffe werden nicht berücksichtigt. Hierdurch ergeben sich für den Einsatz von Wärmeübertragern keine CO₂-Emissionen und somit ein Gewichtungsfaktor von Null.

Für jede UT werden analog zu den Wärme- und Kältegestehungskosten die CO₂-Emissionen in Abhängigkeit von der bereitgestellten Wärmemenge berechnet. Die Gewichtungsfaktoren der jeweiligen UT können somit anhand des Quotienten aus CO₂-Emissionsfaktor f_{CO_2} und dem Nutzungsgrad η der eingesetzten Technologie berechnet werden. Die Emissionsfaktoren der verwendeten Brennstoffe sind in

⁷ Brennstoff-Emissionen ohne Vorketten-Emissionen

Anhang 2 angegeben. Die hieraus berechneten Gewichtungsfaktoren $c_{CO_2,UT,tik,tjl}$ können dem Anhang 3 entnommen werden. Für Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen wird statt des Nutzungsgrades die Leistungszahl eingesetzt.

$$c_{CO_2,UT,tik,tjl} = \frac{f_{CO_2}}{\eta \cdot 1.000 \left[\frac{kg_{CO_2}}{t_{CO_2}} \right]}$$

$c_{CO_2,UT,tik,tjl}$	tco ₂ /kWh	Wärmespezifische CO ₂ -Emissionen
f_{CO_2}	kgco ₂ /kWh	CO ₂ -Emissionsfaktor des genutzten Energieträgers
η	%	Nutzungsgrad bzw. Leistungszahl

Hieraus ergeben sich die folgenden Gewichtungsfaktoren für die ökologische Optimierung der Wärmeversorgung.

$$c_{CO_2,tik,tjl} \begin{cases} 0 & i \text{ und } j \text{ sind Prozessströme, Wärmetransport zulässig} \\ 0 & i \text{ und } j \text{ sind Utilities} \\ c_{CO_2,UT,tik,tjl} & i \text{ oder } j \text{ ist eine Utility} \\ M & t \text{ von HS} \neq t \text{ von CS (} M \text{ ist eine große Zahl)} \\ M & \text{in allen anderen Fällen (} M \text{ ist eine große Zahl)} \end{cases}$$

3 Fallbeispiel

Im Folgenden soll ein mehrperiodische Fallbeispiel nach Floudas & Grossmann [24] mit dem beschriebenen mehrperiodischen Ansatz untersucht werden. Das Beispiel beinhaltet vier HS und drei CS in drei Perioden. Jede Periode erhält eine Dauer von $\tau = 2.920 \text{ h}$ um ein vollständiges Jahr abzubilden. Die Ein- und Austrittstemperaturen der Prozessströme bleibt für alle Perioden konstant und die Massenströme variieren zwischen den Perioden. Für alle Perioden wird eine einheitliche minimale Temperaturdifferenz von $\Delta T_{min} = 10K$ vorgegeben. Die Daten des Beispiels nach [24] sind in Tabelle 1 angegeben.

Tabelle 1: Daten der Prozessströme für das Fallbeispiel nach [24]

Ströme	Periode 1			Periode 2		Periode 3	
	T^{ein} [°C]	T^{aus} [°C]	$\dot{m}_1 c_{p,1}$ [kW/K]	$\dot{m}_2 c_{p,2}$ [kW/K]	$\dot{m}_3 c_{p,3}$ [kW/K]		
HS1	160	110	8,790	7,032	10,548		
HS2	249	138	10,550	8,440	12,660		
HS3	227	106	14,770	11,816	17,724		
HS4	271	146	7,000	7,000	8,400		
CS1	96	160	7,620	9,144	6,096		
CS2	116	217	6,080	7,296	4,864		
CS3	140	250	15,000	18,000	12,000		

Der von Floudas & Grossmann [24] vorgestellte Ansatz zur Lösung des mehrperiodischen Wärmetransportproblems sieht eine separate Lösung für jede Periode, unabhängig von den übrigen Perioden, vor. Hierdurch kann das HEN zwischen den Perioden variieren. Durch den in dieser Arbeit vorgestellten Ansatz kann hingegen ein einheitliches HEN für alle Perioden bestimmt werden. Zunächst werden die Prozessströme entsprechend der Temperatur-Intervall-Methode nach [7] in Intervalle zerlegt. Anschließend erfolgt das Aufstellen der Zielfunktion

und der Nebenbedingungen, wie in Kapitel 2.1 vorgestellt. Als Teillastfaktor wird $f_{TL} = 1$ vorgegeben. Das Modell wurde in der Programmiersprache Python implementiert und zur Lösung wird der COIN-CBC Solver eingesetzt. Dieser ist für stationäre Wärmetransportprobleme in der Lage, zuverlässig das globale Optimum zu bestimmen, und benötigt bei großen Transportproblemen eine geringe Rechenzeit für die gegebene Implementierung [25]. Das in Tabelle 1 dargestellte lineare Transportproblem soll im Folgenden unter Berücksichtigung der energetischen, ökologischen und ökonomischen Gewichtungsfaktoren gelöst werden.

3.1 Energetische Optimierung

Gemäß des in 2.1 beschriebenen Ansatzes zur Auslegung des HEN, kann mit Hilfe der PA $t_A = 2$ als beste Auslegungsperiode bestimmt werden⁸. Dem System werden jeweils eine HU und eine CU hinzugefügt. In Tabelle 2 werden die Lösungen jeder einzelnen Periode nach [24] mit der Lösung des vorgestellten MPWIP-Ansatzes verglichen. Das aus der Lösung abgeleitete HEN ist in Anhang 4 angegeben. Es wird deutlich, dass für dieses spezielle Problem die Summe der Wärmemengen der Einzelperioden der optimalen Lösung des mehrperiodischen Problems entspricht. Die berechnete energetische Lösung stellt somit das globale Optimum des Wärmetransportproblems dar. Dies liegt vermutlich an den geringen Schwankungen der Massenströme zwischen den Perioden begründet, was die Bildung eines für alle Perioden einheitlichen HEN begünstigt. Da bei der energetischen Optimierung die Kosten der Wärmeübertrager unberücksichtigt bleiben, sind zur vollständigen Erschließung des Potentials eine Vielzahl von Wärmeübertragern notwendig. Der Einsatz der HU ist nur in den Perioden 1 und 2 und nur für CS3 erforderlich. Der übrige Wärmebedarf kann durch heiße Prozessströme gedeckt werden. Der Einsatz der CU ist in allen Perioden und nahezu allen HS erforderlich.

Tabelle 2: Minimaler Utility-Bedarf und maximale Abwärmenutzung jeder Periode separat nach [24] sowie die Lösung nach dem vorgestellten MPWIP Ansatz über alle Perioden $t = 1, 2, 3$

		$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$	MPWIP
	Einheit	$\tau = 1 \text{ h}$	$\tau = 1 \text{ h}$	$\tau = 1 \text{ h}$	$\tau = 3 \text{ h}$
Minimaler HU Bedarf	kWh	11,00	100,32	0,00	111,32
Minimaler CU Bedarf	kWh	1.531,96	391,38	2.925,86	4.849,20
Maximale Abwärmenutzung	kWh	2.740,76	3.201,79	2.201,41	8.143,96

Bei einer Betriebsdauer von 2.920 Stunden je Periode ergibt sich im bei maximaler Abwärmenutzung ein Jahresenergiebedarf von 14,48 GWh/a . Ohne Abwärmenutzung würde der Jahresenergiebedarf der HU 37,94 GWh/a und der CU 24,11 GWh/a betragen. Der Energiebedarf des Gesamtsystems kann somit um maximal 76,7 % reduziert werden.

3.2 Ökonomische Optimierung

Bei der ökonomischen Optimierung werden die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Gewichtungsfaktoren verwendet. Alle in Anhang 5 aufgeführten HU und CU werden parallel im System eingebunden. Je nach Prozessparametern wird die kostengünstigste Utility (mit dem niedrigsten Gewichtungsfaktor) zur Bereitstellung der Wärme oder Kälte eingesetzt. Solarthermie-An-

⁸ Gemäß PA ist für $t = 2$ das Potential zur Nutzung von Abwärme am größten (Siehe auch Tabelle 2).

lagen werden zunächst nicht berücksichtigt, da diese nur als Ergänzung eines grundlastfähigen Wärmeerzeugers eingesetzt werden können. Beim Einsatz der Kälteanlagen bzw. Wärmepumpen wird angenommen, dass die für den Betrieb erforderliche thermische Energie dem System in Form von Umwelt oder Abwärme bereitgestellt wird und hierfür keine zusätzlichen Kosten anfallen. Für die Berechnungen wird eine Verzinsung von 6 % und ein Preisänderungsfaktor von $r_B = 1,02$ angenommen. Für den Betrieb der Wärmepumpe wird eine Verdampfer-temperatur von 20°C vorgegeben und für die Kälteanlagen eine Rückkühltemperatur von 35°C angenommen. Hieraus ergeben sich die in Abbildung 3 dargestellten Wärmege-stehungskosten der betrachteten HU und die in Abbildung 4 angegebenen Kältege-stehungskosten der CU für eine thermische Leistung bis 200 kW. Aus Abbildung 3 wird ersichtlich, dass die erdgasbe-triebenen Dampfkessel (GDE) aufgrund von hohen Personalkosten⁹ bei geringen Leistungen zunächst höhere Wärmege-stehungskosten aufweisen als die übrigen HU. Mit zunehmender Wärmeleistung werden sie jedoch immer wirtschaftlicher und nähern sich ab etwa 75 kW den Kosten von Gas-Brennwertkesseln (GBK) an. Im Leistungsbereich bis 4 kW stellen mit aktu-ellem Strommix betriebene Wärmepumpen (WPX) und darüber hinaus GBK die kostengüns-tigsten Technologien. Die Wärmege-stehungskosten von mit regenerativem Strom betriebenen Wärmepumpen (WPE) sind aufgrund höherer Strompreise teurer. Trotz erheblicher finanzieller Förderung ist der Betrieb von Biomasse Holzpellet- (BPF) und Hackschnitzel-Feuerungen (BHF) über den gesamten Leistungsbereich mit höheren Wärmege-stehungskosten verbun-den. Die Bepreisung von CO₂ wurde bei diesen Berechnungen zunächst nicht betrachtet.

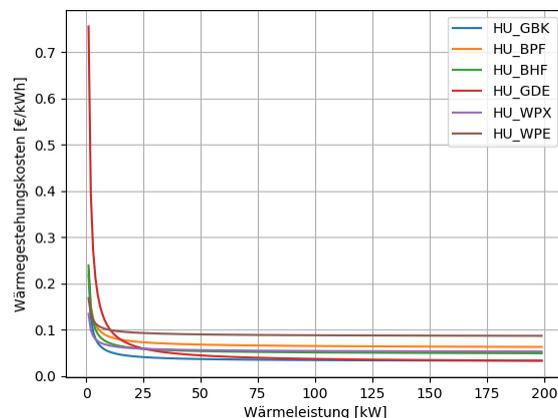


Abbildung 3: Wärmege-stehungskosten ausgewählter HU in einem Leistungsbereich bis 200 kW für 6.000 Be-triebsstunden

In Abbildung 4 sind die Kältege-stehungskosten in Euro pro kWh über einen Leistungsbereich bis 200 kW dargestellt. Aus der Darstellung kann entnommen werden, dass für geringe Kälte-leistungen die Verwendung von Luftkühlern (ACM) aufgrund niedriger Ge-stehungskosten be-vorzugt werden sollte¹⁰. Ab einer Kälteleistung von etwa 20kW verfügen Absorptionskältema-schine (AKM) über die niedrigsten Kältege-stehungskosten. Die geringeren Kosten der AKM im Vergleich zur Kompressionskältemaschine (KKM) liegen in der Annahme begründet, dass die thermische Kompression vollständig durch Abwärme erfolgt. Kann dies nicht gewährleistet werden, ist mit deutlich höheren Kältege-stehungskosten bei der AKM zu rechnen.

⁹ Für alle HU und CU wird mit Personalkosten von 50€/pro Stunde gerechnet.

¹⁰ Gilt nur unter Berücksichtigung der Einsatzgrenzen der Technologie.

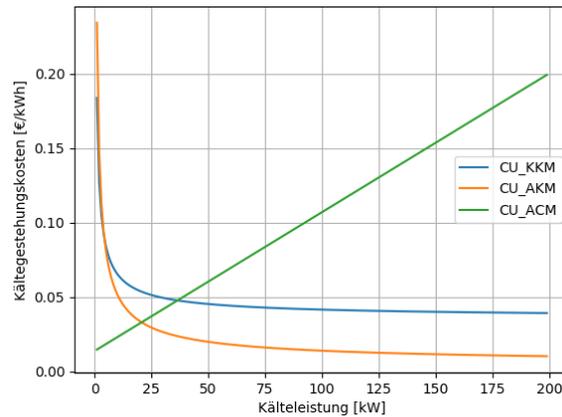


Abbildung 4: Kältegestehungskosten ausgewählter CU in einem Leistungsbereich bis 200 kW für 6.000 Betriebsstunden

In Abbildung 5 ist das berechnete HEN für die ökonomisch beste Lösung des Fallbeispiels dargestellt. Im Vergleich mit dem HEN der energetischen Optimierung (siehe Anhang 4) fallen drei Wärmeübertrager weg und für CS2 kommt eine HU hinzu. Bei der Detailbetrachtung der berechneten Wärmetransportmatrix $\dot{Q}_{tik,tjl}$ wird ersichtlich, dass weitere Wärmeübertrager wegfallen, welche in Anhang 4 zur besseren Übersicht zusammengefasst wurden. Als CU wird eine AKM und als HU ein erdgasbetriebener Dampfkessel genutzt. Alle übrigen Utilities werden mit einem berechneten Wärmestrom von jeweils 0 nicht eingesetzt. Dies deckt sich mit den in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellten Gestehungskosten und der Annahme, dass bei der ökonomischen Optimierung stets die kostengünstigste UT genutzt wird.

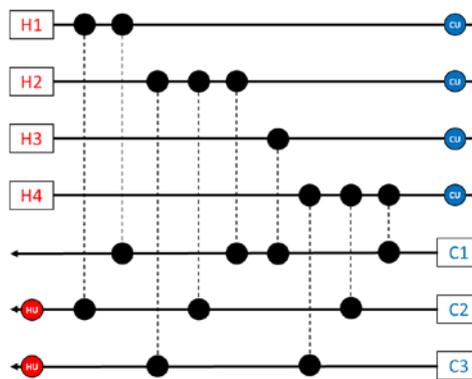


Abbildung 5: HEN der ökonomisch besten Lösung des mehrperiodischen Wärmetransportproblems (nach dem Fallbeispiel 2 aus [25]) mit, $\Delta T_{min} = 10K, \tau_t = 2.920h, \forall t = 1, \dots, 3$

Insgesamt fallen für die Wärme- und Kältebereitstellung jährliche Gesamtkosten von 1.068.971 € an. Im Vergleich zur energetisch optimalen Lösung bedeutet dies eine Einsparung von 62,7 % der Kosten.¹¹

¹¹ Bei der energetischen Optimierung werden ein Erdgas-Dampfkessel (EDE) als HU und eine Kompressionskältemaschine (KKM) als CU vorgegeben.

3.3 Ökologische Optimierung

Bei der ökologischen Optimierung werden die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Gewichtungsfaktoren bei der Formulierung der Zielfunktion verwendet. Dabei werden alle in Anhang 3 aufgelisteten Technologien als HU und CU eingefügt. Analog zur ökonomischen Optimierung wird angenommen, dass die für den Betrieb der Kälteanlagen oder Wärmepumpen erforderliche thermische Energie ohne Verursachung weiterer CO₂ Emissionen in Form von Umwelt- oder Abwärme bereitgestellt werden kann. Bei der energetischen Optimierung mit der Wärmeintegration wird zunächst angestrebt die Nutzung der Abwärme über ein optimales HEN zu maximieren, da dies ohne CO₂-Emissionen bewertet wird. Ist keine weitere Abwärmenutzung möglich, so folgt aus 2.3 die in Anhang 3 dargestellte Einsatzreihenfolge der Utilities mit aufsteigenden spezifischen CO₂-Emissionen. Die Technologien können dabei nur Prozessströme im Rahmen der vorgegebenen Anwendungsgrenzen der jeweiligen Technologien bedienen.

Das optimale HEN unter Verwendung der spezifischen CO₂-Emissionen als Gewichtungsfaktoren stimmt mit dem HEN der energetischen Optimierung überein. Als Utilities werden bei der CO₂-optimalen Lösung eine BHF als HU und eine AKM als CU bestimmt. Entsprechend der Einsatzreihenfolge der Technologien hätte eine WPE als HU zum Einsatz kommen müssen. Diese Option wurde aufgrund des vorgegebenen Einsatzbereichs der Wärmepumpe bis maximal 120°C jedoch durch den Algorithmus verworfen.

Die CO₂-Emissionen des Fallbeispiels bei ganzjährigem Betrieb mit $\tau_t = 2.920 \forall t \in T$ betragen insgesamt 237,03 t_{CO₂} pro Jahr. Erfolgt die Wärme- und Kältebereitstellung über einen GDE und eine KKM (Ergebnis der energetischen Optimierung), so betragen die Emissionen 1.824,51 t_{CO₂} pro Jahr. Durch die CO₂-optimale Auslegung des Gesamtsystems ergibt sich für das Fallbeispiel somit eine CO₂ Einsparung von 87 %. In beiden Fällen wird von einer maximalen Abwärmenutzung mittels HEN ausgegangen.

3.4 Vergleich der Ergebnisse

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse der energetischen, ökonomischen und ökologischen linearen Optimierung miteinander verglichen werden. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 3 angegeben. Ohne die Nutzung von Abwärme muss der Energiebedarf aller HS und CS durch externe UT bereitgestellt werden. Hierdurch fällt ein externer Energiebedarf der UT von insgesamt 62.045,4 MWh pro Jahr an. Bei Einsatz eines GDE als HU und einer KKM als CU entstehen hierdurch CO₂-Emissionen von 9.800 Tonnen bei Gesamtkosten von jährlich 2,86 Mio. Euro. Bei maximaler Nutzung der Abwärme in Folge der energetischen Optimierung kann bei etwa gleichen Gesamtkosten die CO₂-Emissionen um knapp 81 % verringert werden. Durch den Einsatz von emissionsärmeren Utilities können die Emissionen bei der ökologischen Optimierung sogar um bis zu 97,6 % verringert werden. Aufgrund der Kostenersparnisse durch die vollständige Nutzung der verfügbaren Abwärme können dabei trotz höherer Gestehungskosten der Utilities die Gesamtkosten um knapp 16,4 % reduziert werden.

Bei der ökonomischen Optimierung können die Gesamtkosten um bis zu 62,7 % gegenüber dem Referenzsystem ohne Abwärmenutzung verringert werden. Die Reduzierung der CO₂-Emissionen beträgt dabei immer noch 73,2 %.

Tabelle 3: Vergleich des externen Energiebedarfs, der Gesamtkosten und der CO₂-Emissionen des mehrperiodischen Fallbeispiels nach [24] je nach Wahl der Gewichtungsfaktoren (energetische, ökologischen oder ökonomische Optimierung)

		Wahl der Gewichtungsfaktoren			
	Einheit	Ohne Nutzung von Abwärme	Energetisch ¹	Ökonomisch	Ökologisch
Externer Energiebedarf	MWh/a	62.045,4	14.484,7	34.909,0	14.484,7
Min. HU Wärmeleistung	kW	2.751,76	37,11	1.202,88	37,11
Min. CU Kälteleistung	kW	4.331,05	1.616,40	2.782,17	1.616,40
Max. Abwärmeleistung	kW	-	2.714,65	1548,88	2.714,65
Gesamtkosten	T€/a	2.864,6	2.830,1	1.068,9	2.395,0
CO ₂ -Emission	tco ₂ /a	9.829,38	1.824,90	2.632,60	237,03
Kosteneinsparung	%	-	1,21	62,68	16,39
CO ₂ -Einsparung	%	-	81,43	73,22	97,59

¹HU: Erdgas-Dampfkessel; CU: Kompressionskältemaschine

In Abbildung 6 sind die Kosten und CO₂-Emissionen der vier betrachteten Varianten gegenübergestellt. Auch bei der energetischen oder ökologischen Optimierung ist kein Anstieg der Gesamtkosten zu beobachten. Im Fall der ökonomischen Optimierung können für dieses Fallbeispiel die niedrigsten Gesamtkosten bei deutlich reduzierter CO₂-Emission erzielt werden.

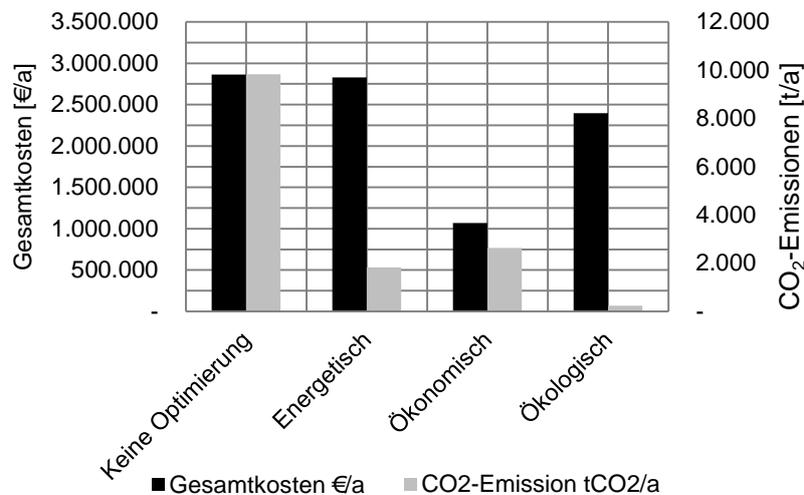


Abbildung 6: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten und CO₂-Emissionen je nach Wahl der Gewichtungsfaktoren

4 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Erweiterung eines Ansatzes zur Lösung von mehrperiodischen Wärmetransportproblemen vorgestellt. Der Ansatz basiert auf dem linearen Wärmetransportalgorithmus nach Cerda et al. [9] und der Auslegung eines für alle Perioden einheitlichen HEN nach Aydemir et al. [14]. Zur Auslegung des HEN wird mit der Pinch-Analyse die optimale Auslegungsperiode bestimmt und anschließend das HEN der ermittelten Auslegungsperiode auf die übrigen Perioden übertragen. Zur Optimierung von Kosten und CO₂-Emissionen wurde der bestehende Ansatz um entsprechend Gewichtungsfaktoren erweitert.

Die Methode wurde anschließend bei einem mehrperiodischen Fallbeispiel aus der Literatur angewendet. Dabei konnten die Ergebnisse der einzelnen Perioden reproduziert werden und mit dem mehrperiodischen Ansatz das globale Optimum über die drei betrachteten Perioden bestimmt werden. Das Auffinden des globalen Optimums kann aufgrund der periodenübergreifenden Auslegung des HEN anhand einer vorgegebenen Auslegungsperiode jedoch nicht für beliebige Probleme garantiert werden.

Es konnte gezeigt werden, dass durch die Nutzung von Abwärme und den Einsatz emissionsarmer Utilities die CO₂-Emissionen bei der Wärme- und Kälteversorgung signifikant reduziert werden können. Für das betrachtete Fallbeispiel konnten die Emissionen um bis zu 97,5 % verringert werden. Eine klimaneutrale Wärme- und Kälteversorgung kann auf Basis der betrachteten Technologien jedoch nicht erzielt werden. Einschränkungen des verwendeten Ansatzes sind unter anderem die getroffenen Annahmen, die fehlende Berücksichtigung von Rohrleitungskosten sowie die vereinfachende Annahme der Deckung des Wärmebedarfs der AKM durch Abwärme. Dies führt insgesamt zu einer Bevorzugung dieser Technologie bei der ökonomischen Optimierung und in der Tendenz einer Unterbewertung der Kosten.

Anhand des Modells können weitere Einflussfaktoren, wie beispielsweise eine in Deutschland ab 2021 geplante CO₂-Bepreisung und deren Einfluss auf die ökonomische Optimierung näher untersucht werden. Durch Einbindung von thermischen Energiespeichern in das Modell kann ein Wärmetransport über die Perioden hinweg betrachtet werden und hierdurch die CO₂-Emissionen weiter reduziert werden.

Literaturverweise

- [1] BMWI, „Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2019.
- [2] S. Bruechner, R. Arbter, M. Pehnt und E. Laevemann, „Industrial waste heat potential in Germany - a bottom up analysis,“ *Energy Efficiency*, pp. 513-525, 17 August 2017.
- [3] A. Aydemir und C. Rohde, „What about heat integration? Quantifying energy saving potentials for Germany,“ in *ECEEE Industrial Summer Study, Proceedings 2018*, Berlin, 2018.
- [4] M. Reckzügel, M. Meyer, C. Waldhoff, D. Ludwig, A. Tegeler, I. Schröder, O. Kebschull, P. Magnus und U. Niermann, „Potenzialstudie Industrielle Abwärme,“ Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV), Recklinghausen, 2019.
- [5] E. Dütschke, S. Hirzel, F. Idrissova, M. Mai, U. Mielicke und L. Nabit, „Energy efficiency networks—what are the processes that make them work?,“ *Energy Efficiency*, pp. 1177-1192, Juni 2018.
- [6] J. Klemes, F. Friedler, I. Bulatov und P. Varbanov, *Sustainability in the Process Industry, Integration and Optimization*, New York: The McGraw-Hill Companies Inc., 2011.

- [7] B. Linnhoff und J. Flower, „Synthesis of heat exchanger networks: I. Systematic generation of energy optimal networks,“ *AIChE Journal*, Bd. 24(4), pp. 633-642, 1978.
- [8] M. Morar und P. Agachi, „Review: Important contributions in the development and improvement of the heat integration techniques,“ *Computers & Chemical Engineering*, Bd. 34(8), pp. 1171-1179, 2010.
- [9] J. Cerda, A. W. Westerberg, D. Mason und B. Linnhoff, „Minimum utility usage in heat exchanger network synthesis - a transportation problem,“ *Chemical Engineering Science*, Bd. 38(3), pp. 373-387, 1983.
- [10] L. Kang und Y. Liu, „Synthesis of flexible heat exchanger networks: A review,“ *Chinese Journal of Chemical Engineering*, p. 1485–1497, 2019.
- [11] I.-B. Lee, „Toward the synthesis of global optimum heat exchanger networks under multiple-periods of operation,“ *Korean Journal of Chemical Engineering*, pp. 95-104, 1991.
- [12] M. Escobar, J. O. Trierweiler und I. Grossmann, „A heuristic lagrangean approach for the synthesis of multiperiod heat exchanger networks,“ *Applied Thermal Engineering*, pp. 177-191.
- [13] J. Aaltola, „Simultaneous synthesis of flexible heat exchanger network,“ *Applied thermal Engineering*, pp. 907-918, 2002.
- [14] A. Aydemir, C. Rohde und S. Möhren, „Energy savings of intercompany heat integration: A methodological framework - Part 1,“ in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2016.
- [15] P. Stephan, K. Schaber, K. Stephan und F. Mayinger, *Thermodynamik Band 1: Einstoffsysteme*, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2007.
- [16] K.-J. Albers, Hrsg., *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*, Bd. 77. Auflage, München: DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, 2015.
- [17] J. Meyer, M. Kruska, H.-G. Kuhn, B.-U. Sieberger und P. Bonczek, *Rationelle Energienutzung in der Ernährungsindustrie*, Braunschweig, Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, 2000.
- [18] VDI-Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung, *VDI 6025 - Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen*, Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2012-11.
- [19] *VDI 2067 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Blatt 1: Grundlagen und Kostenberechnung*, Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2012-09.
- [20] S. Hirzel, B. Sonntag und C. Rohde, „Industrielle Abwärmenutzung,“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2013.
- [21] S. Brückner, S. Liu, L. Miró, M. Radspieler, L. F. Cabeza und E. Lävemann, „Industrial waste heat recovery technologies - An economic analysis of heat transformation technologies,“ *Applied Energy*, pp. 157-167, Applied Energy.

- [22] A. Aydemir, *Ermittlung von Energieeinsparpotenzialen durch überbetriebliche Wärmeintegration in Deutschland*, Karlsruhe: TUpriprints der Technischen Universität Darmstadt, 2018.
- [23] VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, *VDI-Wärmeatlas*, Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2006.
- [24] C. A. Floudas und I. E. Grossmann, „Synthesis of Flexible Heat Exchanger Networks for Multiperiod Operation,“ *Computers and Chemical Engineering*, Bde. %1 von %2Vol.10, No. 2, pp. 153-168, 1986.
- [25] S. Möhren, „Industrielle Abwärmenutzung durch Wärmeintegration,“ in *Doktorandenkolloquium "Innovative Energiesysteme und Energieeffizienz"*, *Graduierteninstitut NRW*, Düsseldorf, 2019.
- [26] BMWI, „Energiedaten, Stand: Januar 2019,“ Berlin, 2019.
- [27] BAFA, „Merkblatt zu den CO₂-Faktoren,“ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn, 2019.
- [28] CARMEN e.V., „Preisentwicklung bei Holzpellets - Der Holzpellet-Preis-Index,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets>. [Zugriff am 19 10 2019].
- [29] CARMEN e.V., „Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln - der Energieholz-Index,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>. [Zugriff am 19 10 2019].
- [30] A. Scheunemann und M. Becker, *Kennziffernkatalog Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft*, Neuenhagen/Berlin: Energy consulting, GfEM, 2004.
- [31] C. Fränkle, „Heizkostenvergleich nach VDI 2067,“ AGFW, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt am Main, 2016.
- [32] Bosch Industriekessel GmbH, „Heizkessel Unimat Planungsunterlagen,“ Gunzenhausen, 2013.
- [33] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. , „Pelletheizungen - Marktübersicht,“ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V, Gülzow-Prüzen, 2013.
- [34] S. Chandrasekaran, J. Laing, T. Holsen, S. Raja und P. Hopke, „Emission Characterization and Efficiency Measurements of High-Efficiency Wood Boilers,“ *Energy Fuels*, pp. 5015-5021, 17 Oktober 2011.
- [35] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „Hackschnitzel-Heizungen Marktübersicht,“ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Gülzow-Prüzen, 2017.
- [36] M. Compton und B. Rezaie, „Enviro-exergy sustainability analysis of boiler evolution in district energy system,“ *Energy*, pp. 257-265, 15 Januar 2017.

- [37] Bosch Industriekessel GmbH, „Planungshandbuch für Dampfkesselanlagen,“ Gunzenhausen, 2019.
- [38] S. Wolf, U. Fahl, M. Blesl, A. Voß und R. Jakobs, „Analyse des Potentials von Industriewärmepumpen in Deutschland,“ Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Stuttgart, 2014.
- [39] A. Seitz und S. Estelmann, *Fachgespräch Erneuerbare Energien und Abwärme in der Prozesswärme*, Berlin: DLR, 2017.
- [40] D. Ritter, B. Schmitt und K. Vajen, „Analyse und Erschließung des Marktes für solare Prozesswärme in Deutschland,“ Universität Kassel, Kassel, 2017.
- [41] VDI 3988, Entwurf, „Solarthermische Prozesswärme,“ Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, 2018.
- [42] B. Schmitt, F. Pag und M. Jesper, „Solare Prozesswärme für Industrie und Gewerbe,“ Universität Kassel, Kassel, 2019.
- [43] M. Gebhardt, H. Kohl und T. Steinrötter, „Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung,“ Duisburg, 2002.
- [44] C. Schäfer, „Experimentelle Untersuchung einer 20 kW Absorptionskälteanlage bei niedrigen Heizwasserantriebstemperaturen,“ Duisburg, 2017.

Anhang

Anhang 1: Abkürzungsverzeichnis

ACM	Luftkühler
AKM	Absorptionskältemaschine
BHF	Biomasse Hackschnitzel Feuerung
BPF	Biomasse Pelletfeuerung
CU	Kältemaschine (aus dem englischen: Cooling Utility)
GBK	Gas-brennwertkessel
GDE	Gas-Dampferzeuger
HEN	Wärmeübertragernetzwerk (aus dem englischen: Heat Exchanger Network)
HU	Wärmeerzeuger (aus dem englischen: Heating Utility)
KKM	Kompressionskältemaschine
PA	Pinch-Analyse
UT	Energieversorgungsanlage ((aus dem englischen: Utility)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WI	Wärmeintegration
WPE	Mit regenerativem Strom betriebene Wärmepumpe
WPX	Mit Strommix betriebene Wärmepumpe
WÜ	Wärmeübertrager

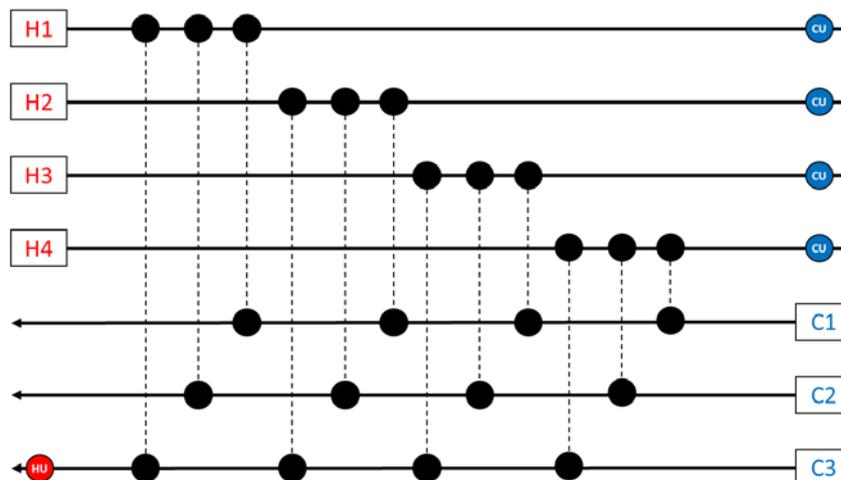
Anhang 2: Preise, Preisänderungsfaktoren und CO₂-Emissionen ausgewählter Energieträger

Energieträger	Preis k_{preis}		Preisänderungsfaktor r		CO ₂ -Emissionsfaktor f_{CO_2}	
	[€/kWh]	Quelle	[-]	Quelle	[kgCO ₂ /kWh]	Quelle
Erdgas	0,0243	[26]	1,026	[26]	0,202	[27]
Heizöl (leicht)	0,0553	[26]	1,092	[26]	0,266	[27]
Strom	0,1076	[26]	1,033	[26]	0,537	[27]
Pellets	0,0500	[28]	1,003	[28]	0,023	[27]
Hackschnitzel	0,0270	[29]	1,078	[29]	0,029	[27]

Anhang 3: Spezifische CO₂-Emissionsfaktoren je Utility

Utility	$c_{CO_2,UT,tik,tjl}$ $\left[\frac{g_{CO_2}}{kWh}\right]$
WPE Wärmepumpe (100% regenerativer Strom)	0,0
BPF Holzpellet-Festbettfeuerung	26,7
BHF Hackschnitzel-Festbettfeuerung	38,2
GDE Gas Flammrohr-Dampfkessel 10 bar	212,6
GBK Gas-Brennwertkessel	232,2
WPX Wärmepumpe (Strommix)	366,4
AKM LiBr Absorptionskälteanlage	16,1
CU ACM Luftkühler (Trocken, Horizontale Bauweise)	23,7
KKM Kompressionskälteanlage (Turbo)	124,0

Anhang 4: HEN als energetische Lösung des mehrperiodischen Wärmetransportproblems (nach dem Fallbeispiel 2 aus [24]) mit, $\Delta T_{min} = 10K$, $\tau = 1h$, $\forall t = 1, \dots, 3$ (Jede gestrichelte senkrechte Verbindungslinie zwischen zwei schwarzen Punkten symbolisiert den Wärmetransport zwischen den verknüpften Strömen mittels Wärmeübertrager; Jede Verknüpfung kann mehrere Wärmeübertrager in unterschiedlichen Temperaturintervallen symbolisieren, die aus Gründen der Übersichtlichkeit zusammengefasst wurden)



Anhang 5: Nutzungsdauer, Faktor für Instandsetzung und Wartung, sowie Aufwand für die Bedienung und spezifische Investitionswerte ausgewählter Technologien zur Wärme- und Kälteerzeugung

	Rechnerische Nutzungsdauer ¹	Aufwand für Instandsetzung ¹	Aufwand für Wartung & Inspektion ¹	Aufwand für Bedienen ¹	Spezifischer Investitionsbetrag		Nutzungsgrad / Gütegrad/Leistungszahl ⁷	Förderfaktor ²	Vorlauftemperatur		
	T	f _{Inst}	f _{w+Insp}	t _{Aufwand}	a ₀ (\dot{Q})	Quelle	$\eta_{th} / G_{WP} / EER$	f _{Förderung}	T _{max}		
	[a]	[%]	[%]	[h/a]	[€/kW]		Quelle	[-]	[°C]		
Anlagen zur Wärmeerzeugung											
Gas-Brennwertkessel	20	1	2	20	$374,09 \cdot \dot{Q}^{-0,307}$	[30]	0,87	[31]	0,00	110	[32]
Holzpellet-Festbettfeuerung	15	3	3	15	$1513,7 \cdot \dot{Q}^{-0,430}$	[33]	0,86	[34]	0,45 / 0,55	500	[16]
Hackschnitzel-Festbettfeuerung	15	3	3	20	$777,03 \cdot \dot{Q}^{-0,295}$	[35]	0,76	[36]	0,45 / 0,55	500	[16]
Gas-Flammrohr-Dampfkessel 10 bar	25	2	1,5	80	$203,46 \cdot \dot{Q}^{-0,248}$	[30]	0,95	[37]	0,00	250 ⁴	[37]
Wärmepumpe Wasser/Wasser	20	1	1,5	5	$2610,2 \cdot \dot{Q}^{-0,558}$	[38]	0,45 ³	[38]	0,45 / 0,55	120	[39]
Solarthermie Flachkollektor	20	0,5	1	5	$2450,4 \cdot \dot{Q}^{-0,134}$	[40]	-	-	0,45 / 0,55	80	[41]
Solarthermie Vakuum-Röhrenkollektor	18	0,5	1	5	$3097,3 \cdot \dot{Q}^{-0,121}$	[40]	-	-	0,45 / 0,55	120	[42]
Anlagen zur Kälteerzeugung											
Kompressionskälteanlage (Turbo)	15	2	1,5	1	$4991,34 \cdot \dot{Q}^{-0,68} + 179,63$	[43]	0,45 ³	[44]	0,00	6	[30]
LiBr Absorptionskälteanlage	18	1,5	1,5	0	$14740,21 \cdot \dot{Q}^{-0,685} + 3,29$	[43]	33,3 ⁵	[44]	0,50	6	[30]
Luftkühler (Trocken, Horizontale Bauweise)	20	2	1,5	0	$37,419 \cdot \dot{Q} + 312,93$	[43]	22,7 ⁶	[43]	0,00	35	[43]

¹ VDI 2067

² Förderung in Deutschland nach Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft - Modul 2: Förderung 45% für nicht KMU + 10% für KMU; für ausgewählte Kälteanlagen nach der BAFA Kälte-Klima-Richtlinie bis maximal 50%

³ Berechnung der realen Leistungszahl: $\epsilon_{real} = G_{WP} \cdot \frac{T_2}{T_1 - T_2}$ mit (T_1 - Verflüssiger, T_2 - Verdampfer)

⁴ Bei überhitztem Dampf kann die Sattdampf Temperatur bis zu 100 K überschritten werden [37]

⁵ Bei Absorptionskälteanlagen wird üblicherweise der COP zur Beurteilung der Effizienz eingesetzt. Dieser setzt die Nutzkälte ins Verhältnis zur benötigten Antriebswärme. Die benötigte elektrische Energie für Pumpen und weitere Komponenten ist vergleichsweise gering. Nach [44] kann $\dot{Q}_{Kälte,Nutz} / P_{el} = 27kW / 0,6kW = 33,3$ bestimmt werden. [44]

⁶ Zur Bereitstellung der Nennkälteleistung werden im Durchschnitt 4,4% der Nennkälteleistung zum Betrieb der Ventilatoren und der Solepumpe benötigt. [43]

⁷ Bei den Kälteanlagen wird die bereitgestellte Kälteleistung ins Verhältnis zur aufgebrauchten elektrischen Leistung gesetzt $EER = \dot{Q}_{th} / P_{el}$.