Auswirkungen der Energiepreisinflation auf die wirtschaftliche Bewertung industrieller Abwärme-Großwärmepumpen

Mateo Jesper, Felix Pag, Klaus Vajen, Ulrike Jordan
Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik,
Fachgebiet Solar und Anlagentechnik
Tel.: +49 (0) 561 804 1971
E-Mail: solar@uni-kassel.de
Internet: www.solar.uni-kassel.de

Zusammenfassung

In den 2010er Jahren waren Großwärmepumpen in der Industrie i.d.R. nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig zu Gaskesseln. Seit 2021 ist der durchschnittliche Gaspreis jedoch deutlich stärker als der Strompreis gestiegen. Dies hat dazu geführt, dass mit einer Wärmepumpe in vielen Fällen bei Temperaturhüben von maximal 60 K zwischen Wärmequelle und -senke niedrigere Wärmegestehungskosten als mit Gaskesseln erzielt werden. Neben den Energiepreisen und dem Temperaturhub haben jedoch noch zahlreiche weitere Paramater einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen, insbesondere die spezifischen Investitionskosten, die Dimensionierung sowie die Lastprofile der Wärmequelle und -senke, welche im Rahmen dieser Arbeit systematisch untersucht werden. Es wird gezeigt, dass für Unternehmen mit hohem Prozesswärmebedarf und Dreischichtbetrieb sowie für Unternehmen mit überwiegend Raumwärmebedarf ein Deckungsgrad von mehr als 90 % nur zu geringfügig höheren Wärmegestehungskosten von maximal 0,01 €/kWh gegenüber einer Grundlastauslegung führt. Im Gegensatz dazu resultiert ein hoher Deckungsgrad von mehr als 90 % bei Unternehmen mit hohem Prozesswärmebedarf und Einschichtbetrieb zu deutlichen Mehrkosten von 0,02 €/kWh bis 0,05 €/kWh. Anhand zweier Fallstudien wird der Effekt der Energiepreisinflation auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen in der Praxis verdeutlicht. Außerdem wird anhand dieser Fallstudien eine Methodik für die Vorplanung und Machbarkeitsabschätzung von Großwärmepumpen vorgestellt.

Einleitung

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Schon bis 2030 soll die Hälfte der Wärme klimaneutral bereitgestellt werden. Strom, Fernwärme und erneuerbare Energieträger hatten im Jahr 2020 zusammen jedoch nur einen Anteil von 30 % an der gesamten Endenergie, die zur Wärmebereitstellung eingesetzt wurde (BMWK, 2022). Der Anteil dieser Energieträger an der Prozesswärmebereitstellung war mit 31 % ähnlich gering (BMWK, 2022). Dies unterstreicht die hohe Dringlichkeit, dezentrale Wärmeversorgungsysteme in der Industrie grundlegend umzubauen, so dass klimaneutrale Energieträger wie Strom,

Fernwärme oder erneuerbare Energieträger eingesetzt werden können. Da der Ausbau der Erneuerbaren Energien stockt und die Verfügbarkeit von klimaneutralen Strom, klimaneutraler Fernwärme, Biomasse oder regenerativ erzeugter synthetischer Energieträger auf absehbare Zeit limitiert sein wird (Zühlsdorf et al; Agora Energiewende, 2023), ist es notwendig, vorhandene Potentiale anderer dezentraler regenerativer Wärmeerzeuger so weit wie möglich auszunutzen.
Wärmepumpen zur Versorgung von Wärmesenken mit bis zu 150 °C im Leistungsbereich von unter 100 kW bis hin zu mehreren MW sind kommerziell verfügbar (Jesper et al., 2021b). Mit Komponenten aus der Öl- und Gasindustrie wären gegenwärtig auch schon Senkentemperaturen von bis zu 280 °C erreichbar (Zühlsdorf et al., 2019).
Zahlreiche Studien der vergangenen Jahre haben in unterschiedlichen Branchen und Regionen große Mengen an bisher ungenutzter Abwärme identifiziert (bspw. Paardekooper et al. (2018) oder Reckzügel et al. (2019)). Zuletzt konnten Gruber-Glatzl et al. (2021) für das Österreichische Bundesland Steiermark zeigen, dass 91 % der industriellen Abwärme bisher nicht genutzt werden. Das ermittelte technische Potential der Abwärmenutzung entspricht 29 % des gesamten Wärmebedarfs aller Sektoren. Da 83 % der Abwärme eine Temperatur von weniger als 50 °C hat, sind Wärmepumpen zwingend notwendig, um dieses Potential zu erschließen. Für Wärmepumpen in der deutschen Industrie hat Wolf (2017) ein technisches Potential in Höhe von 23,3 % und ein wirtschaftliches Potential in Höhe von 3,4 % des gesamten industriellen Wärmebedarfs identifiziert. Die in der Literatur dokumentierte Anzahl umgesetzter Anlagenbeispiele in der Industrie beschränkt sich auf eine zweistellige Anzahl (Jakobs and Stadtländer, 2020).
Die Literatur nennt vier Hemmniskategorien, mit Hilfe derer die geringe Anzahl umgesetzter Anlagen und der große Unterschied zwischen technischem und wirtschaftlichem Potential zu erklären ist:

1. Wirtschaftliche Hemmnisse: Insbesondere im Vergleich zu Erdgaskesseln hatten Wärmepumpen in der Vergangenheit hohe Wärmegestehungskosten und daraus resultierend lange Amortisationszeiten (Wolf, 2017; Jesper et al., 2021b)
2. Technische Hemmnisse und fehlende Konzepte: Die maximal erreichbare Temperatur von kommerziellen Wärmepumpen ist limitiert. Viele Kältemittel haben ein hohes Treibhausgaspotential und sind von der F-Gase-Verordnung betroffen. Regernative Wärmeerzeuger wurden bisher fast ausschließlich zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Systemkonzepte, die auf eine regenerative (nahezu) Volldeckung in der Industrie abzielen, wurden selbst bei ausreichender Abwärmeverfügbarkeit nicht erforscht oder erprobt (Arpagaus et al., 2018; Jakobs and Stadtländer, 2020).
3. Unbekannte Abwärmepotentiale: Vielen Unternehmen sind die vorhandenen Abwärmepotentiale nicht bekannt. In seltenen Fällen existieren Messdaten (Volumenstrom, Temperatur, Leistung), sodass diese bei einer Machbarkeitsstudie z.T. erst aufwändig erhoben werden müssen (König et al., 2019; Reckzügel et al., 2019).

4. Komplexe Systeme und nicht standardisierte Planung: Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugern sind regenerative Wärmeversorgungssysteme komplexer, da i.d.R. bivalente oder multivalente Systeme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind und die Technologien sich gegenseitig beeinflussen. Integrierte Wärmepumpensysteme zur Nutzung von Abwärme steigern die Komplexität zusätzlich, da sowohl die Wärme- als auch die Kälteversorgung gewährleistet werden muss. Vorplanung, Machbarkeitsabschätzung und Detailplanung sind dementsprechend ebenfalls aufwendiger und bisher nicht standardisiert (Köfinger et al., 2017; Schlosser, 2020).

Die Inflation der Energiepreise, die im Jahr 2021 begann und durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine im Jahr 2022 deutlich verstärkt wurde, hat einen deutlichen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen (Hemmniskategorie 1). Ziel dieser Arbeit ist es, die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen in der Industrie systematisch zu untersuchen und anhand zweier Fallstudien beispielhaft darzustellen. Dabei wird auf Vorarbeiten der Autor:innen aufgebaut, die im Folgenden kurz erläutert werden. Weiterhin wird im Rahmen der Vorstellung der Fallstudien eine Methodik für die Vorplanung und Machbarkeitsabschätzung von Großwärmepumpen in der Industrie präsentiert.

Entwicklung der Energiepreise

Während der Gaspreis mit Ausnahme eines Ausreißers zwischen 2011 bis 2015 auf einem gleichbleibendem Niveau lag, hat der Strompreis seit 2005 bis 2020 kontinuierlich zugenommen (Abbildung 1). Bereits im Jahr 2021 vor dem russischen Angriff auf die Ukraine stiegen die Gas- und Strompreise drastisch an. Während sich der durchschnittliche Gaspreis für Industriekunden (c_{ng}) von 2020 bis 2022 jedoch mehr als verfünffacht hat, ist der Strompreis für Sondervertragskunden (c_{el}) in dem gleichen Zeitraum weniger als halb so stark um den Faktor 2,5 gestiegen. Daraus resultiert ein deutlich kleineres Strom- zu Gaspreisverhältnis (c_{el}/c_{ng}) im Jahr 2022 im Vergleich zu den vorherigen Jahren. Die staatliche Energiepreisbremse in Deutschland, die für 70 % des Energieverbrauchs von Industrieunternehmen im Jahr 2023 gilt, führt zu einem noch kleineren Verhältnis von 2,0.

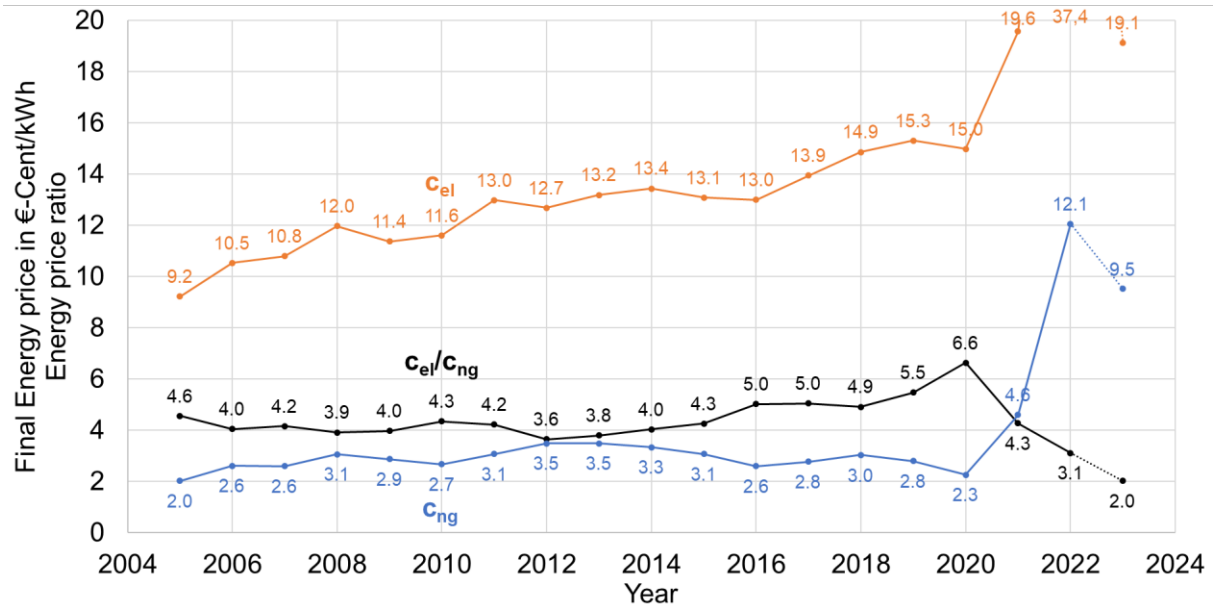

Abbildung 1: Strompreis für Sondervertragskunden, Gaspreis für Industriekunden und Verhältnis des Strom- und Gaspreises. Für 2023 sind die Preise der staatlichen Energiepreisbremse, die für 70 % des Verbrauchs des Jahres 2021 gilt, angegeben. Preise inklusive aller Abgaben und Steuern außer Umsatzsteuer (Destatis, 2023).

Vorarbeiten

Auf der Basis realer Betriebsdaten von insgesamt 33 unterschiedlichen marktverfügbaren Wärmepumpen von elf Herstellern haben die Autor:innen empirische Regressionsfunktionen zur Abschätzung der Leistungszahl (COP) von Großwärmepumpen entwickelt (Schlosser et al., 2020; Jesper et al., 2021b). Die entwickelten Regressionsfunktionen zeigen eine deutlich höhere Genauigkeit als die vorher üblicherweise verwendete Methoden zur COP-Abschätzung auf Basis eines angenommenen Gütegrades und des Carnot-COPs. Unter Zuhilfenahme der COP-Regressionsfunktionen zeigen die Autor:innen, dass die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von elektrisch angetriebenen mechanischen Kompressionswärmepumpen im Vergleich zu Gaskesseln zu einem großen Teil von zwei Kennzahlen abhängt:

1. Der Temperaturhub (ΔT_{lift}) zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist ausschlaggebend für die Effizienz der Wärmepumpe. Je größer ΔT_{lift} ist, desto kleiner ist der COP und desto größer ist der Stromverbrauch.
2. Das Strom- zu Gaspreisverhältnis (c_{el}/c_{ng}) bestimmt das Verhältnis der Wärmegestehungskosten von Wärmepumpe ($LCOH_{WP}$) und Gaskessel ($LCOH_{SGB}$).

Abbildung 2 stellt das Verhältnis der Wärmegestehungskosten von Wärmepumpe und Gaskessel ($LCOH_{WP}$/ $LCOH_{SGB}$) in Abhängigkeit von c_{el}/c_{ng} und ΔT_{lift} dar. Vor dem Krieg in der Ukraine lag c_{el}/c_{ng} in Deutschland in einem Bereich von 4 bis 6 (Abbildung 1). Daraus ergab sich, dass, bei den in Abbildung 2 gewählten Rahmenbedingungen, eine Wärmepumpe nur bei Temperaturhüben von maximal 10 K bis 30 K günstigere Wärmegestehungskosten im Vergleich zu einem Gaskessel erreicht. Bei einem Energiepreisverhältnis von 2,0 im Jahr 2023 hat eine Wärmepumpe selbst noch bei einem ΔT_{lift} von bis zu 60 K geringere Wärmegestehungskosten als ein Gaskessel. Bei

spezifischen Investitionskosten (c_{HP}) in Höhe von 420 €/kW$_{th}$ bzw. 830 €/kW$_{th}$ verschiebt sich diese Grenze um ca. 6 K bis 7 K nach unten bzw. oben (siehe Anhang A).

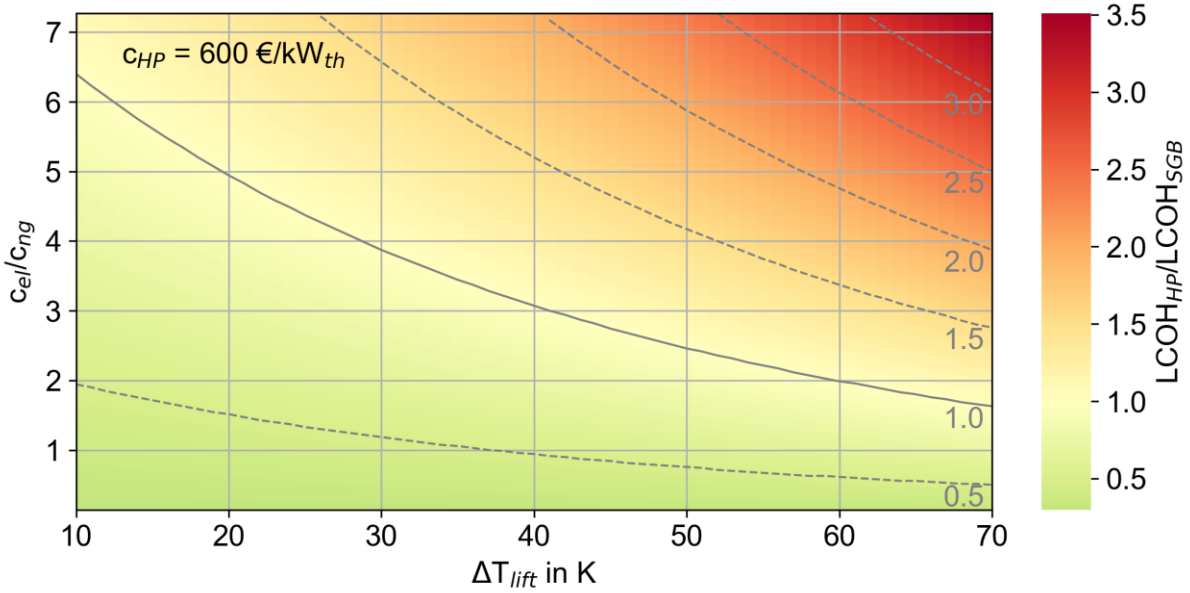

Abbildung 2: $LCOH_{WP}/LCOH_{SGB}$ in Abhängigkeit von c_{el}/c_{ng} und ΔTlift. (Spezifische Investitionskosten Wärmepumpe: 600 €/kW; Spezifische Investitionskosten Gaskessel: 60 €/kW; Vollbenutzungsstunden: 3.600 flh/a; Nutzungsgrad Gaskessel: 86 %; Nutzungsdauer: 20 a; Wartungskosten Wärmepumpe: 1,6 %/a der Investitionskosten; Wartungskosten Gaskessel: 1,7 %/a der Investitionskosten; Kalkulationszinssatz: 8 %; Gaspreis: 0,07 €/kWh).

Ein weiterer entscheidender Einfluss, der über Eignung und Dimensionierung eines regenerativen Wärmeversorgungsystems für die Versorgung einer bestimmten Wärmesenke entscheidet, ist das Lastprofil des Wärmebedarfs. Um bspw. eine Vorplanung, Machbarkeitsabschätzung oder ähnliche Untersuchungen zu regenerativen Wärmeversorgungssystemen zu erleichtern, haben die Autor:innen auf Basis von 797 Gaslastprofilen von Großverbrauchern aus der Industrie, Gewerbe und dem öffentlichen Sektor eine Methodik entwickelt, mit der für einen bestimmten Großverbraucher ein Lastprofil mit einer Auflösung von einem Tag erzeugt werden kann (Jesper et al., 2021a).

Methodik

Abbildung 2 basiert auf zahlreichen Annahmen zu den wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen. Die Annahme zur Auslastung der Wärmepumpe bzw. des Kessels (3.600 flh/a) ist stark vom jeweiligen Lastprofil und der Dimensionierungsstrategie abhängig. Je gleichmäßiger der Wärmebedarf auf das Jahr verteilt ist, je höher die Gleichzeitigkeit von Wärmebedarf und Wärmeangebot der Wärmequelle sind und je kleiner die Wärmepumpe dimensioniert wird, desto mehr Vollbenutzungsstunden (flh) werden in der Tendenz erreicht. Auf Basis der oben kurz vorgestellten Methodik wurden drei Lastprofile mit geringer (wd cluster 0), mittlerer (wd cluster 1) und hoher Saisonalität (wd cluster 2) für den Standort Potsdam mit einer Auflösung von einem Tag erzeugt (Abbildung 3 (a)). Die gewählten Lastprofile zeigen keine wesentlichen Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden. Um die

Auflösung der Profile auf eine Stunde zu erhöhen, wurden die Tageslastprofiltypen „constant“ und „daily“ nach Lauterbach (2014) (Abbildung 3 (b)) verwendet. Das Tageslastprofil „constant“ repräsentiert Unternehmen mit einem vom Prozesswärmebedarf dominierten Wärmebedarf, welche im Dreischichtbetrieb produzieren, oder Unternehmen mit einem vom Raumwärmebedarf dominierten Lastprofil. Das Tageslastprofil „daily“ repräsentiert Unternehmen, mit hohem Prozesswärmebedarf und Einschichtbetrieb.

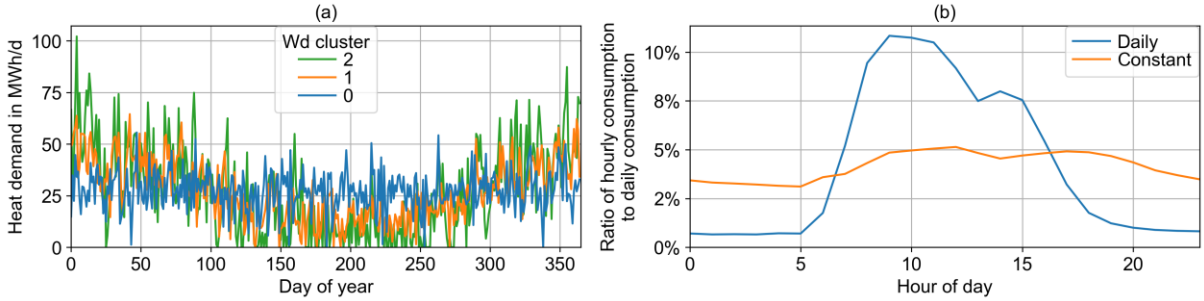

Abbildung 3: (a) Verwendete Jahreslastprofile mit wd cluster 0 (keine Saisonalität), wd cluster 1 (geringe Saisonalität), wd cluster 2 (starke Saisonalität) mit einem Gesamtwärmebedarf von jeweils 10 GWh/a. (b) Verwendete Tageslastprofile „Daily“ und „Constant“ nach Lauterbach (2014).

Um unterschiedliche Dimensionierungen der Wärmepumpe miteinander zu vergleichen und ins Verhältnis zum Wärmebedarf zu stellen, wird die Wärmeleistung der Wärmepumpe mit dem Verhältnis des maximalen stündlichen Wärmebedarfs im Jahresverlauf ins Verhältnis gesetzt (1).

$$cr_{HP} = \frac{\dot{Q}_{HP}}{\dot{Q}_{HS,peak}} \qquad (1)$$

cr_{HP}	Verhältnis von Heizleistung und Wärmebedarf
$\dot{Q}_{HP}$	Heizleistung der Wärmepumpe in kW
$\dot{Q}_{HS,peak}$	maximaler stündlicher Wärmebedarf in kW

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Zusammenhang zwischen cr_{HP}, den erreichten flh und dem Deckungsgrad der Wärmepumpe (f_{HP}) anhand der insgesamt sechs Kombinationen der drei jährlichen Lastprofile und zwei täglichen Lastprofile untersucht und grafisch dargestellt. Dazu wird angenommen, dass die Wärmepumpe zu jeder Zeit des Jahres einen beliebigen Prozentsatz ihrer maximalen Heizleistung zwischen 0 % und 100 % bereitstellen kann, was unter Berücksichtigung eines entsprechend dimensionierten Speichers eine plausible Annahme ist. Die Möglichkeit zeitweise auch eine höhere Wärmeleistung bereitzustellen, die sich durch einen thermischen Speicher ergeben würde, wird nicht berücksichtigt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass die Wärmequelle für die Wärmepumpe ganzjährig mit ausreichender Leistung und konstanter Temperatur zur Verfügung steht. Die LCOH werden im Rahmen dieser Arbeit auf Basis der Annuitätenmethode entsprechend der Richtlinie VDI 2067-1 (2012) berechnet.

Tabelle 1 listet die in dieser Arbeit untersuchten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf. Zur Berücksichtigung verschiedener Dimensionierungsstrategien werden beispielhaft drei unterschiedliche flh untersucht. Wenn das Ziel eines hohen Deckungsgrads der Wärmepumpe verfolgt wird, resultieren i.d.R. relativ geringe

Volllaststunden (1700 flh/a, 3600 flh/a). Zielt die Dimensionierung hingegen auf möglichst niedrige Wärmegestehungskosten ab, sollte die Wärmepumpe auf die Grundlast ausgelegt werden (≥ 6000 flh/a). Die betrachteten spezifischen Investitionskosten in Höhe von 420 €/kW$_{th}$ bzw. 830 €/kW$_{th}$ stellen das Minimum bzw. Maximum einer von Wolf (2017) entwickelten und von Schlosser (2020) weiterentwickelten Kostenfunktion für Großwärmepumpen in einem Leistungsbereich zwischen 50 und 1.000 kW$_{th}$ dar. Zusätzlich wird ein mittlerer Wert von 600 €/kW$_{th}$ betrachtet. Die Auswirkung der Betriebsweise auf die Wartungskosten bspw. durch längere Betriebszeiten oder mehr Start/Stopp-Vorgänge wird im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt.

Tabelle 1: Annahmen zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

flh	1.700 flh/a, 3.600 flh/a, 6.000 flh/a
Kalkulationszinssatz	8 %
Nutzungsdauer	20 a
Spez. Investitionskosten Wärmepumpe (inkl. Planung und Integration)	420 €/kW$_{th}$, 600 €/kW$_{th}$, 830 €/kW$_{th}$
Stromkosten	0,1 €/kWh, 0,2 €/kWh, 0,3 €/kWh, 0,4 €/kWh
Wartungskosten	1,6 %/a bezogen auf Investitionskosten

Theoretische Ergebnisse

Abbildung 4 stellt den Zusammenhang zwischen f_{hp} bzw. flh und cr dar. Bei einer klassischen Auslegung auf die Grundlast („base load“) mit angestrebten 6.000 flh/a variiert f_{hp} stark (Abbildung 4 (a)). Besonders die täglichen Lastprofile vom Typ „daily“ resultieren unabhängig vom jährlichen Lastprofil in einem kleinen f_{hp} im Bereich von 21 % bis 36 %. Bei einem täglichen Lastprofil vom Typ „constant“ liegt f_{HP} in einem Bereich von 59 % bis 97 % .

Abbildung 4 (a) zeigt, dass ein cr von 50 % für alle untersuchten Lastprofile ausreichend ist, um ein f_{hp} von mehr als 90 % zu erreichen. Eine solche Auslegung führt jedoch zu deutlich weniger flh im Vergleich zu einer Grundlastauslegung (Abbildung 4 (b)): Wird eine f_{HP} von mindestens 90 % angestrebt, ist die Wärmepumpe bei einem täglichen Lastprofil vom Typ „constant“ mindestens rund 3.600 flh/a in Betrieb. Bei einem täglichen Lastprofil vom Typ „daily“ werden nur mindestens rund 1700 flh/a erreicht.

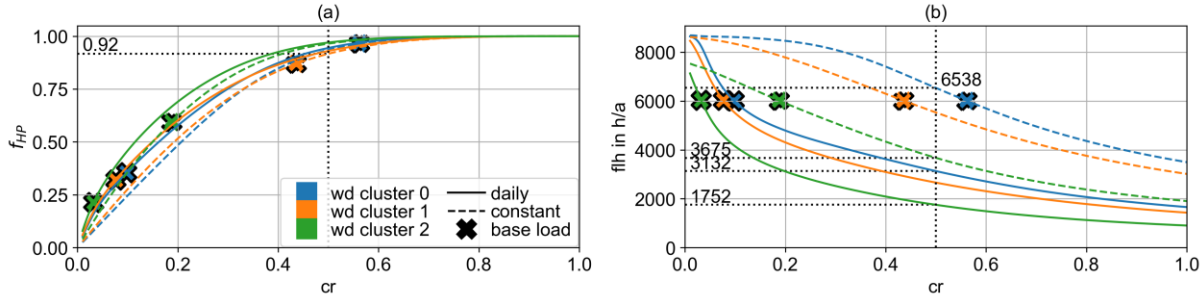

Abbildung 4: f_{hp} (a) und flh (b) in Abhängigkeit von cr.

Abbildung 5 (a) stellt die LCOH in Abhängigkeit von ΔT_{lift} bei Stromkosten in Höhe von 0,2 €/kWh dar. Für 3.600 flh/a bis 6.000 flh/a liegen die LCOH unabhängig von den spezifischen Investitionskosten nah beieinander und unterscheiden sich für ein gegebenes ΔT_{lift} um maximal 0,02 €/kWh. Bei 1.700 flh/a erhöhen sich die LCOH deutlich und die spezifischen Investitionskosten bekommen zusätzlich einen stärkeren Einfluss. Aus der gewählten Bandbreite der spezifischen Investitionskosten von 420 €/kW$_{th}$ bis 830 €/kW$_{th}$ ergibt sich ein Unterschied in den LCOH von 0,03 €/kWh.
Die Wärmegestehungskosten einer Wärmepumpe setzen sich aus betriebsgebundenen (OPEX) und kapitalgebundenen Kosten (CAPEX) zusammen. Abbildung 5 (b) stellt den Anteil der OPEX an den LCOH dar. Für ΔT_{lift} im oberen Betriebsbereich von einstufigen Wärmepumpen und für eine mittlere (3.600 flh/a) bis starke Auslastung (6.000 flh/a) der Wärmepumpe sind die OPEX dominierend. Bei einem niedrigen ΔT_{lift} und dem damit verbundenen hohen COP sowie bei einer geringen Auslastung (1.700 flh/a) bekommen die kapitalgebundenen Kosten (CAPEX) deutlich mehr Gewicht und dominieren die LCOH.

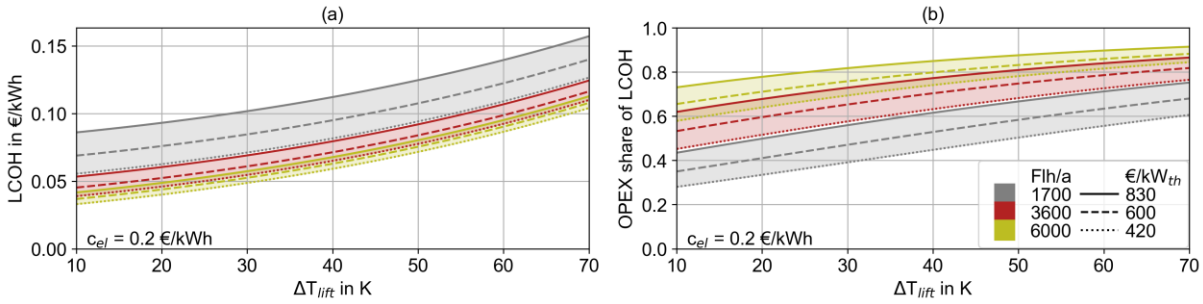

Abbildung 5: LCOH in Abhängigkeit von ΔT_{lift} für Stromkosten in Höhe von 0,2 €/kWh.

Abbildung 6 stellt die Wärmegestehungskosten einer Wärmepumpe in Abhängigkeit von ΔT_{lift} und flh für niedrige (0,1 €/kWh) bis hohe (0,4 €/kWh) Stromkosten und mittlere spezifische Investitionskosten (600 €/kW$_{th}$) dar. Weiterhin enthält Anhang B die gleichen Abbildungen für niedrige und hohe spezifische Investitionskosten. Es ist zu erkennen, dass die Iso-LCOH-Linien (schwarz gestrichelt) im Bereich unterhalb von 1.500 flh/a bis 2.000 flh/a annähernd horizontal verlaufen. Ab rund 2000 flh/a nimmt die Steigung der Iso-LCOH-Linien stark zu. Bei einem konstanten täglichen Lastprofil kann daher f_{HP} in allen untersuchten Fällen auf mehr als 90 % (3600 flh/a) gesteigert werden, ohne dass die LCOH um mehr als 0,01 €/kWh im Vergleich zu einer Grundlastauslegung (6.000 flh/a) steigen. Bei einem täglichen Lastprofil des Typs „daily“ liegt eine Wärmepumpe mit einem Deckungsgrad von mehr als 90 % (1.700 flh/a) im Bereich annähernd horizontaler Iso-LCOH-Linien. Eine geringfügige

Änderung der Auslastung hat in diesem Bereich einen großen Effekt auf die LCOH. Im Vergleich zu einer Grundlastauslegung sind die LCOH um bis zu 0,05€/kWh höher.

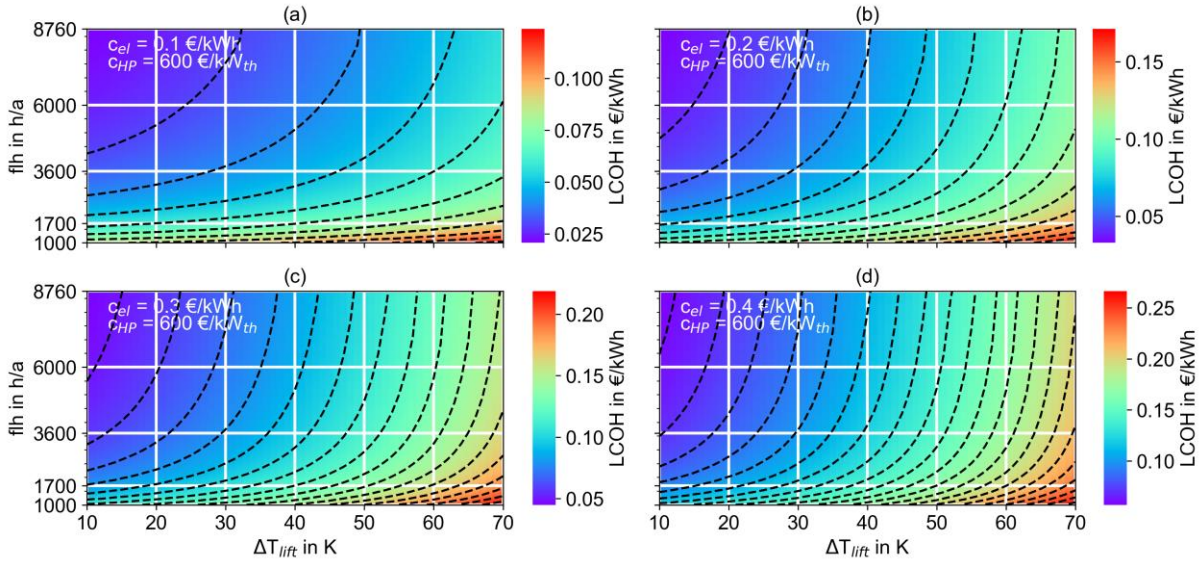

Abbildung 6: LCOH in Abhängigkeit von flh und ΔT_{lift} für unterschiedliche Stromkosten in Höhe von 0,1 €/kWh (a), 0,2 €/kWh (a), 0,3 €/kWh (c) und 0,4€/kWh (d) und für mittlere spezifische Investitionskosten (600 €/kW$_{th}$). Die schwarz gestrichelten Linien kennzeichnen konstante LCOH im Abstand von 0.01 €/kWh.

Fallstudie 1

Die erste Fallstudie wurde an einem innerstädtisch gelegene Industriestandort der Automobilbranche durchgeführt. Der Wärmebedarf von rund 80 GWh/a wird mit Hilfe von Fernwärme versorgt. Auf dem ca. 0,5 km² großen Unternehmensgelände konnten zahlreiche Abwärmequellen identifiziert werden, durch deren Nutzung der Fernwärmebezug weiter reduziert werden soll. Derzeit wird außerdem geprüft, ob überschüssige regenerative Wärme zurück in das Fernwärmenetz gespeist werden kann.

Die Abwärme eines Oberflächenbehandlungsprozesses sowie von Druckluftkompressoren hat sich zur Nutzung mit Hilfe von Wärmepumpen als vielversprechend gezeigt. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

Die Abwärmeströme der Druckluftkompressoren wurden über einen Zeitraum von 2,5 Monaten mit Hilfe von nichtinvasiven Ultraschalldurchfluss- und Temperaturmessungen erfasst. Der Rücklauf des Kühlwasser hat eine nahezu konstante Temperatur von 25 °C und eine maximale Leistung von rund 0,8 MW. Diese Leistung könnte ganzjährig in das firmeneigene Wärmenetz eingespeist werden. Somit ist es nicht notwendig, die Gleichzeitigkeit von Wärmebedarf und Abwärmeangebot genauer zu untersuchen. Die Auslegung erfolgt daher nur auf Basis der Jahresdauerlinie der Abwärmeleistung. Da im Betrieb der Druckluftkompressoren keine Saisonalität zu erwarten ist, kann die Dauerlinie mit rund 1.500 gemessenen stündlichen Mittelwerten auf 8.760 Stunden extrapoliert werden (Abbildung 7). Bei einem ΔT_{lift} von 25 °C (Abwärme) auf 80 °C (Netzvorlauftemperatur) ergibt sich auf Basis der für die VDI 3988 Richtlinie entwickelten COP-Regressionsfunktionen (Jesper et al., 2021b) ein COP von 3,4. Weder auf der Seite der Wärmequelle oder der -senke besteht die Möglichkeit, einen thermischen Speicher zu installieren. Unter der

Annahme, dass die Wärmepumpe stufenlos in einem Leistungsbereich von 25 % bis 100 % modulieren kann, ergeben sich daher zwei Extremfälle für die Dimensionierung:

(a) Die Wärmepumpenauslegung wird hinsichtlich minimaler Wärmegestehungskosten optimiert.

(b) Die Wärmepumpenauslegung wird hinsichtlich der Maximierung der genutzten Abwärmemenge optimiert.

Bei einer Grundlastdimensionierung mit über 8.500 flh/a (Abbildung 7 (a)) wird von der Wärmepumpe 44 % weniger Wärme als bei der maximalen Dimensionierung mit rund 4.700 flh/a bereitgestellt (Abbildung 7 (b)). Die LCOH im Fall (b) sind 7 % größer als im Fall (a). Bei dem derzeitigen Strombezugspreis von rund 0,18 €/kWh liegen in beiden Fällen die LCOH deutlich unterhalb des derzeitigen Fernwärmearbeitspreises (rund 0,15 €/kWh). Für beide Auslegungsstrategien führt dies zu Amortisationszeiten von unter einem Jahr. Vor dem Ukraine-Krieg lag der Fernwärmearbeitspreis bei rund 0,07 €/kWh, weshalb sich eine Wärmepumpe in keinem Fall amortisiert hätte.

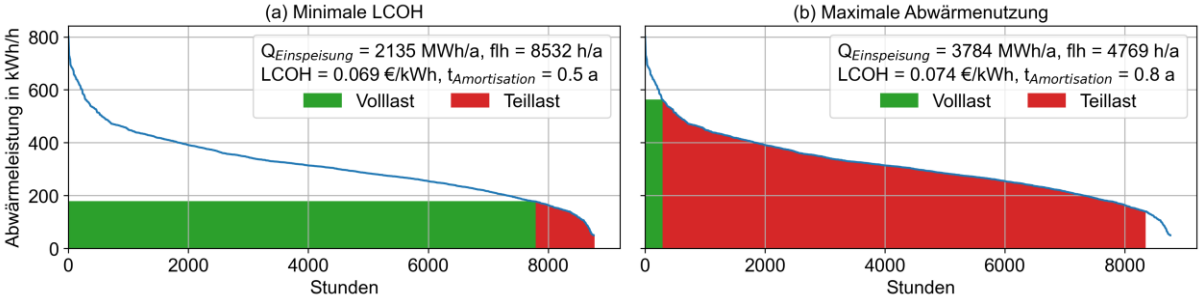

Abbildung 7: Auslegungsvarianten (a) minimale LCOH und (b) maximale Abwärmenutzung einer Wärmepumpe zur Nutzung der Abwärme der Druckluftkompressoren.

Die Abwärme der Schleifemulsion aus dem Oberflächenbehandlungsprozess wurde über einen Zeitraum von zwei Monaten vermessen. Die Temperatur der Schleifemulsion beträgt ganzjährig 25 °C. Auch hier ist zu erwarten, dass diese Abwärme ganzjährig zur Verfügung steht und keinen saisonalen Schwankungen unterliegt. Aus diesem Grund konnte bei der Machbarkeitsabschätzung der Wärmepumpe analog zum oben beschriebenen Beispiel der Druckluftkompressoren vorgegangen werden. Abbildung 8 stellt die resultierende Jahresdauerlinie und die Ergebnisse der beiden Dimensionierungsstrategien dar. Die Ergebnisse der beiden Dimensionierungsstrategien (a) und (b) liegen noch enger beieinander als in dem ersten Beispiel der Druckluftkompressoren, da die Jahresdauerlinie zu Beginn stärker abfällt und dann in einem Plateau endet. Im Fall (b) werden 30 % mehr Wärme bereitgestellt und die LCOH sind 3 % größer als im Fall (a). Wie auch im oben dargestellten Beispiel amortisiert sich die Wärmepumpe bei den aktuellen Strom- und Fernwärmepreisen in einem Zeitraum von weniger als einem Jahr. Nach Vorgaben des Unternehmens wurde für die wirtschaftliche Bewertung keine staatliche (Investitions-) Förderung berücksichtigt.

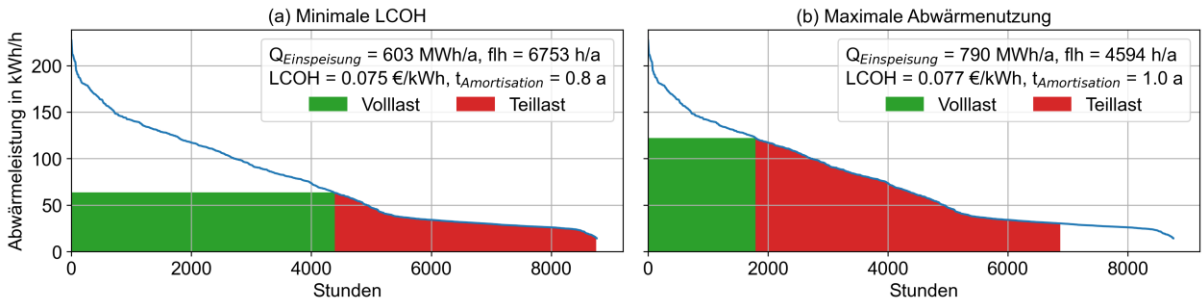

Abbildung 8: Auslegungsvarianten (a) minimale LCOH und (b) maximale Abwärmenutzung einer Wärmepumpe zur Nutzung der Abwärme eines Oberflächenbehandlungsprozesses.

Fallstudie 2

Zur Deckung des Heizwärmebedarfs eines mittelständisches Kunststoffspritzgussunternehmens werden rund 4 GWh/a Gas eingesetzt. Die insgesamt drei Heizungsnetze werden bei einer Vor- und Rücklauftemperatur von 70/40 °C betrieben. Aufgrund der diffusen Abwärme der Spritzgussmaschinen muss nur der Logistik- und Montagebereich beheizt werden. Das Unternehmen verbraucht 8 GWh/a Strom hauptsächlich zum Betrieb der Spritzgussmaschinen. Zur Kühlung der Werkzeuge und der Hydraulik werden zwei Kältenetze bei 17/15 °C bzw. 32/27 °C betrieben, die je nach Außentemperatur durch Freikühler oder Kompressionskältemaschinen versorgt werden.

Die Abwärmeströme beider Kältenetze wurden über einen Zeitraum von zwei Wochen mittels nicht invasiver Ultraschalldurchfluss- und Temperaturmessungen erfasst. Da der Abwärmestrom von max. 250 kW im Sommer und in den Überganzzeiten nicht vollständig genutzt werden kann, ist bei der Planung die Gleichzeitigkeit von Wärmebedarf und Abwärmeangebot zu berücksichtigen. Mit Hilfe der Abwärmemessdaten und des Stromverbrauchs der Spritzgussmaschinen zum gleichen Zeitraum wurde ein neuronales Netz trainiert, um auf Basis eines Jahresprofils des Stromverbrauchs ein jährliches Abwärmeprofil zu erzeugen. In einer Kreuzvalidierung konnte für den Meszeitraum ein mittleres Bestimmtheitsmaß (R^2) der Abwärmeprognose der Hydraulikkühlung von 86 % und ein mittleres R^2 der Werkzeugkühlung von 54 % erreicht werden.

Um die höhere Temperatur des Hydraulikkreis nutzen zu können, werden zwei Wärmepumpen entsprechend des Ansatzes (b) geplant. Die Wärmepumpe im Hydraulikkreis wird priorisiert betrieben, da sie einen höheren COP erreicht. Bei einer Einspeisung in alle drei Heizungsnetze könnten mit Hilfe der Wärmepumpen rund 30 % des Gasverbrauchs eingespart werden, es würden 3.400 flh/a (Hydraulikkreis) bzw. 3.200 flh/a (Werkzeugkreis) erreicht und die LCOH würden 0,046 €/kWh (Hydraulikkreis) bzw. 0,064 €/kWh (Werkzeugkreis) betragen. Nach Vorgaben des Unternehmens wurde für die wirtschaftliche Bewertung eine staatliche Förderung der Investitionskosten in Höhe von 40 % berücksichtigt.

Die Kältezentrale liegt in räumlicher Nähe zu Heizkreis III. Würde nur in Heizkreis III eingespeist, könnten 19 % weniger Wärme durch die Wärmepumpen bereitgestellt werden. Dies hätte einen vernachlässigbaren Effekt auf die Wärmepumpe im Hydraulikkreis. Die Wärmepumpe im Werkzeugkreis würde jedoch deutlich weniger ausgelastet (2.300 flh/a), was zu höheren LCOH führen würde (0.070 €/kWh). Die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen liegen damit in allen analysierten Szenarien (0,046 €/kWh/a bis 0,07 €/kWh) deutlich unter den voraussichtlichen LCOH im der Gaskessel im Jahr 2023, welche bei 80 €/MWh liegen werden. Daraus resultiert

eine Amortisationszeit von unter 3 a für die Wärmepumpe im Hydraulikkreis. Aufgrund des niedrigeren COPs und der geringeren Auslastung der Wärmepumpe im Werkzeugkreis liegt die Amortisationszeit bei 7,6 a (globale Einspeisung) bzw. 17,2 a (Einspeisung Heizzentrale III). Aufgrund deutlich niedriger Gaskosten lagen die Wärmegestehungskosten der Gasheizung im Jahr 2022 noch bei rund 0,03 €/kWh, so dass sich die Wärmepumpen in keinem Szenario amortisiert hätten.

Zusammenfassung der Fallstudien

Im Rahmen dieser Arbeit wurden zwei Wärmepumpen-Fallstudien wirtschaftlich neubewertet, welche sich beide bei einer ersten Bewertung im Jahr 2021 als wirtschaftlich unattraktiv dargestellt hatten. In Fallstudie 1 fällt die wirtschaftliche Bewertung insgesamt positiver aus als in Fallstudie 2. Dies ist dadurch zu erklären, dass der Deckungsgrad beider Wärmepumpen in Fallstudie 1 maximal rund 5 % betragen würde. Daraus resultiert trotz eines saisonalen Wärmebedarfsprofils in allen Fällen eine hohe Auslastung der Wärmepumpen von mindestens 4.500 flh/a im Vergleich zu 2.300 flh/a bis 3.400 fl/a in Fallstudie 2. Nichtsdestotrotz liegen in allen untersuchten Szenarien beider Fallstudien die LCOH der Wärmepumpen signifikant unter den Kosten des jeweiligen Referenzsystems. Die zwei Fallstudien machen damit deutlich, dass die Nutzung bisher kaum genutzter Abwärme bei Temperaturen von weniger als 40 °C mittels Großwärmepumpen durch die Energiepreisinflation deutlich an Attraktivität gewonnen hat. Trotz der vom Heizwärmebedarf dominierten, sehr saisonalen Wärmebedarfsprofile werden für drei der vier analysierten Integrationspunkte in allen analysierten Szenarien Amortisationszeiten von unter drei Jahren erreicht. Auch im Fall des vierten Integrationspunktes (Fallstudie 2, Werkzeugkreis) liegen die LCOH in beiden analysierten Szenarien mindestens 13 % unter den LCOH des Referenzsystems (Gaskessel). Dies reicht jedoch nicht aus, um eine ähnlich niedrige Amortisationszeit wie in den anderen Beispielen zu erreichen.

Fazit

In den 2010er Jahren konnten mit Wärmepumpen nur bei Temperaturhüben von 10 K bis 30 K konkurrenzfähige LCOH im Vergleich zu einem Gaskessel erreicht werden. Die Energiepreisinflation seit dem Jahr 2021 hat dazu geführt, dass der Gaspreis deutlich stärker als der Strompreis gestiegen ist. Dadurch haben Großwärmepumpenprojekte in der Industrie deutlich an wirtschaftlicher Attraktivität gewonnen. Im Jahr 2023 sind die LCOH einer Wärmepumpe mit mittlerer bis starker Auslastung (≥ 3.600 flh/a) bei Temperaturhüben von maximal 53 K bis 67 K niedriger als die LCOH eines Gaskessels.

Um eine starke Auslastung und niedrige LCOH zu erreichen, wurden Großwärmepumpen in der Industrie in der Vergangenheit i.d.R. zur Deckung der Grundlast ausgelegt. Zahlreiche Studien der letzten Jahre haben jedoch gezeigt, dass in der Industrie große Mengen Abwärme ganzjährig zur Verfügung stehen. Um eine weitgehende Substituierung von fossilen Energieträgern zu erreichen, ist es sinnvoll, vorhandene Abwärmequellen so weit wie möglich zu nutzen und Wärmepumpen so zu dimensionieren, dass ein Großteil des Wärmebedarfs gedeckt werden kann. Im Fall der sechs untersuchten generischen Lastprofile, die von einem ganzjährig konstanten Wärmebedarf bis hin zu einem stark saisonalen Wärmebedarf reichen, genügt es, um einen Deckungsgrad von mehr als 90 % zu erreichen, die Wärmeleistung der Wärmepumpe so zu wählen, dass sie der Hälfte des maximalen stündlichen Wärmebedarf im Jahresverlauf entspricht.

Im Fall von im Jahres- und Tagesverlauf nahezu konstanten Lastprofilen, kann gleichzeitig ein hoher Deckungsgrad (> 90%) und eine starke Auslastung (≥ 6.000 flh/a) der Wärmepumpe erreicht werden. Solche Lastprofile sind typisch für Unternehmen, die im Dreischichtbetrieb produzieren und einen hohen außentemperaturunabhängigen Prozesswärmebedarf haben (bspw. Lebensmittelindustrie, Wäschereien oder Galvanikbetriebe). Unternehmen mit einem überwiegend außentemperaturabhängigen (Raum-)Wärmebedarf können bei einem hohen Deckungsgrad (> 90 %) immer noch eine mittlere Auslastung (> 3.600 flh/a) erreichen, da der Wärmebedarf trotz einer eventuellen Nachtabsenkung relativ gleichmäßig über den Tagesverlauf verteilt ist. Bei einer mittleren bis starken Auslastung (≥ 3600 flh/a) der Wärmepumpe führt ein Deckungsgrad von mehr als 90 % zu niedrigen Mehrkosten von weniger als 0,01 €/kWh gegenüber einer Grundlastauslegung der Wärmepumpe.
Unternehmen, die im Einschichtbetrieb produzieren und sich durch einen deutlich größeren Prozesswärme- als Raumwärmebedarf auszeichnen, zeigen einen im Tagesverlauf stark variierenden Wärmebedarf („daily“). Wird in solchen Unternehmen ein Wärmepumpendeckungsgrad (> 90%) angestrebt, resultiert dies in einer niedrigen Auslastung (≤ 1.700 flh/a) der Wärmepumpe. Die niedrige Auslastung einer Wärmepumpe führt wiederum zu deutlichen Mehrkosten im Bereich von 0,02 €/kWh bis 0,05 €/kWh gegenüber einer Grundlastauslegung.

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie dem Projektträger Jülich für die Förderung des Vorhabens (FKZ 03ETW014A).

Anhang A

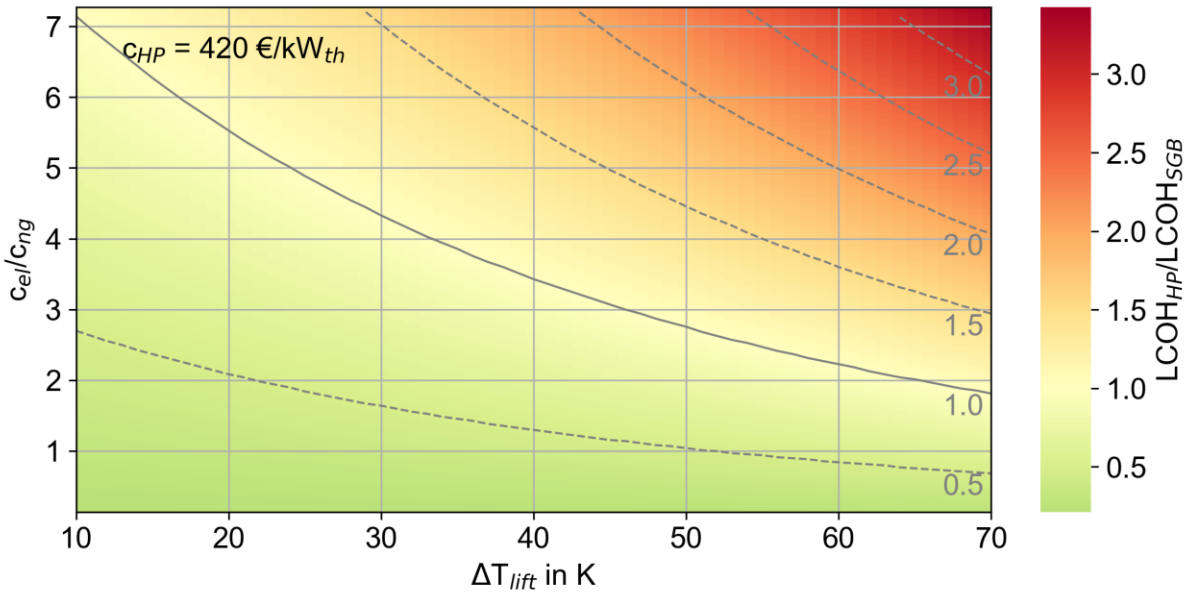

Abbildung 9: LCOH$_{WP}$/LCOH$_{SGB}$ in Abhängigkeit von c_{el}/c_{ng} und ΔTlift. (Spezifische Investitionskosten Wärmepumpe: 420 €/kW; Spezifische Investitionskosten Gaskessel: 60 €/kW; Vollbenutzungsstunden: 3.600 flh/a; Nutzungsgrad Gaskessel: 86 %; Nutzungsdauer: 20 a; Wartungskosten Wärmepumpe: 1,6 %/a der Investitionskosten; Wartungskosten Gaskessel: 1,7 %/a der Investitionskosten; Kalkulationszinssatz: 8 %; Gaspreis: 0,07 €/kWh).

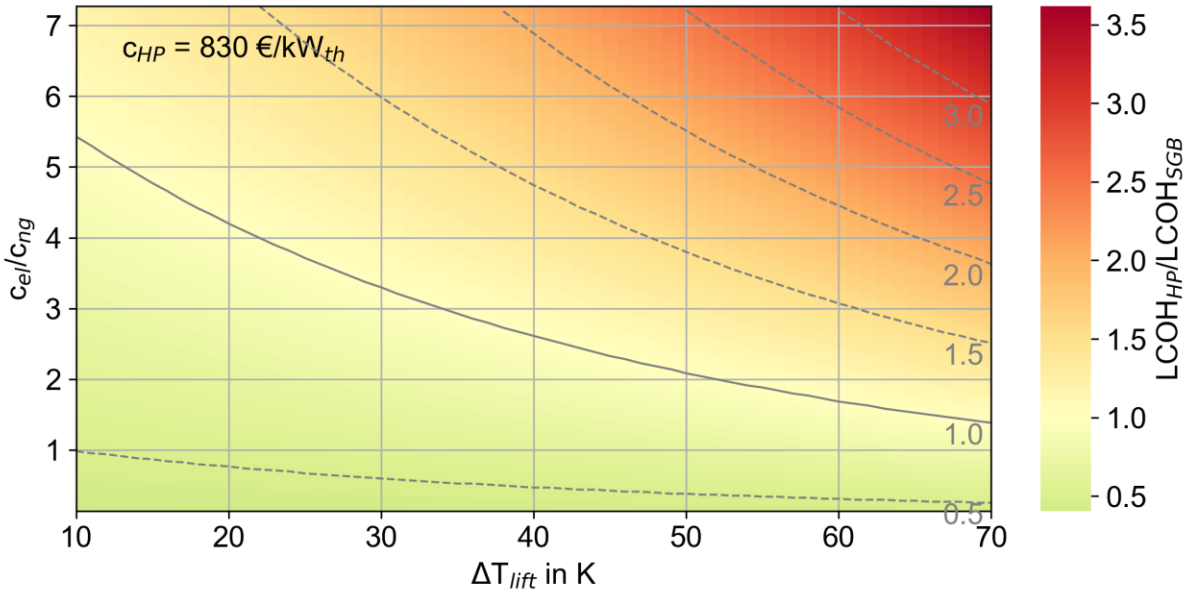

Abbildung 10: LCOH$_{WP}$/LCOH$_{SGB}$ in Abhängigkeit von c_{el}/c_{ng} und ΔTlift. (Spezifische Investitionskosten Wärmepumpe: 830 €/kW; Spezifische Investitionskosten Gaskessel: 60 €/kW; Vollbenutzungsstunden: 3.600 flh/a; Nutzungsgrad Gaskessel: 86 %; Nutzungsdauer: 20 a; Wartungskosten Wärmepumpe: 1,6 %/a der Investitionskosten; Wartungskosten Gaskessel: 1,7 %/a der Investitionskosten; Kalkulationszinssatz: 8 %; Gaspreis: 0,07 €/kWh).

Anhang B

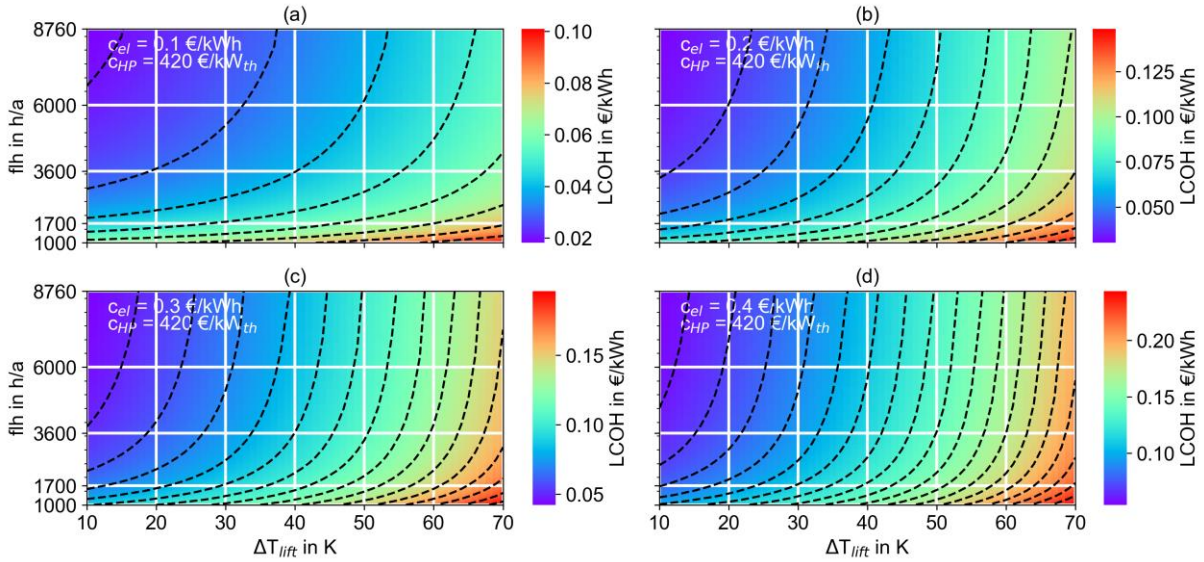

Abbildung 11: LCOH in Abhängigkeit von flh und ΔT_{lift} für unterschiedliche Stromkosten in Höhe von 0,1 €/kWh (a), 0,2 €/kWh (a), 0,3 €/kWh (c) und 0,4€/kWh (d) und für niedrige spezifische Investitionskosten (420 €/kW$_{th}$). Die schwarz gestrichelten Linien kennzeichnen konstante LCOH im Abstand von 0.01 €/kWh.

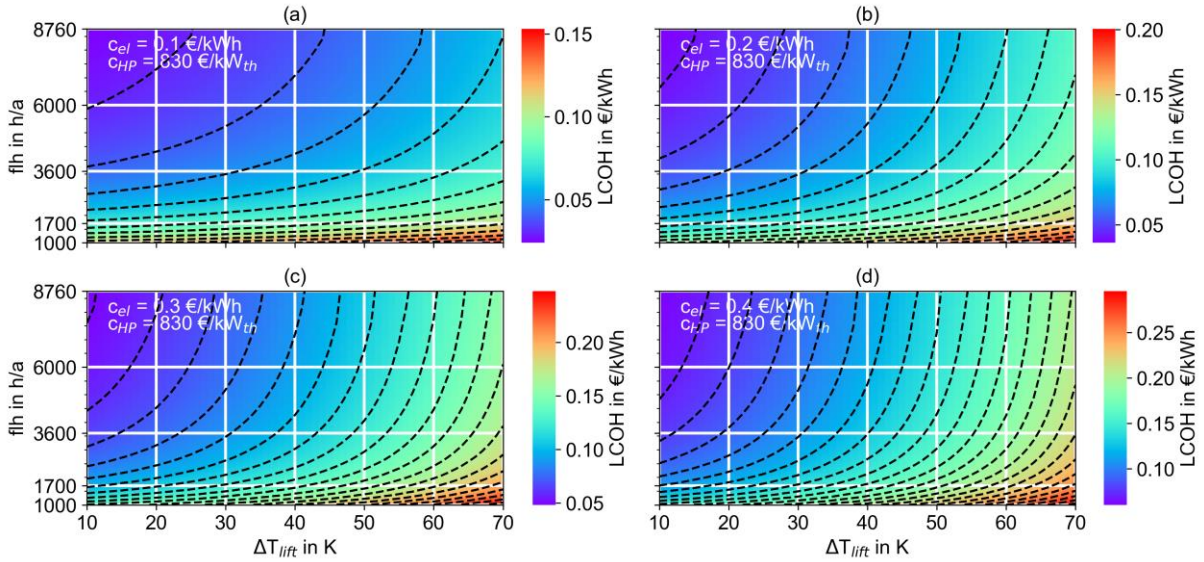

Abbildung 12: LCOH in Abhängigkeit von flh und ΔT_{lift} für unterschiedliche Stromkosten in Höhe von 0,1 €/kWh (a), 0,2 €/kWh (a), 0,3 €/kWh (c) und 0,4€/kWh (d) und für hohe spezifische Investitionskosten (830 €/kW$_{th}$). Die schwarz gestrichelten Linien kennzeichnen konstante LCOH im Abstand von 0.01 €/kWh.

Quellenverzeichnis

Agora Energiewende, 2023. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023, Berlin. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/A-EW_283_JAW2022_WEB.pdf. Accessed 13 January 2023.

Arpagaus, C., Bless, F., Uhlmann, M., Schiffmann, J., Bertsch, S.S., 2018. High temperature heat pumps. Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. Energy 152, 985–1010.

BMWK, 2022. Energiedaten: Gesamtausgabe, Berlin. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html. Accessed 13 January 2022.

Destatis, 2023. Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen bis Dezember 2022, Wiesbaden. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-xlsx-5619001.xlsx?__blob=publicationFile.

Gruber-Glatzl, W., Krainz, R., Fluch, J., Mauthner, F., Hammer, A., LAchner, E., Kienberger, T., Hummel, M., Müller, A., 2021. Abwärmekataster III Steiermark. Öffentlicher Kurzbericht, Graz, Österreich. https://www.aee-intec.at/0uploads/dateien1573.pdf.

Jakobs, R.M., Stadtländer, C., 2020. Final Report Annex 48: Industrial Heat Pumps, Second Phase, Borås, Sweden. https://heatpumpingtechnologies.org/publications/final-report-annex-48-industrial-heat-pumps-second-phase/. Accessed 22 November 2022.

Jesper, M., Pag, F., Vajen, K., Jordan, U., 2021a. Annual Industrial and Commercial Heat Load Profiles: Modeling Based on k-Means Clustering and Regression Analysis. Energy Conversion and Management: X 10, 100085.

Jesper, M., Schlosser, F., Pag, F., Walmsley, T.G., Schmitt, B., Vajen, K., 2021b. Large-scale heat pumps: Uptake and performance modelling of market-available devices. Renewable and Sustainable Energy Reviews 137, 110646.

Köfinger, M., Geyer, R., Basciotti, D., 2017. Task 5.2 Methods for selection, design and integration of heat pumps, Vienna, Austria (in German). https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/heat-portfolio-D5.2.pdf. Accessed 21 April 2022.

König, J., Bartholomé, K., Winkler, M., Bach, D., Hoffmann, P., Pernau, H.-F., Guss, H., Luxenburger, M., Groß, B., Heuer, J., Schäfer-Welsen, O., Noll, F., Sommer, M., Tänzer, G., 2019. Survey, estimation and evaluation of industrial waste heat in Germany - potentials and need for research. Final report of the joint project : Project duration: 01.01.2015 - 30.06.2018, (in German).

Lauterbach, C., 2014. Potential, system analysis and preliminary design of low-temperature solar process heat systems. PhD thesis. Kassel Univ. Press, Kassel, 127 pp.

Paardekooper, S., Lund, R.S., Mathiesen, B. V. et al., 2018. Heat Road Map Europe. Quantifying the Impact of Low-carbon Heating and Cooling Roadmaps, Copenhagen. http://vbn.aau.dk/files/288075507/Heat_Roadmap_Europe_4_Quantifying_the_Impact_of_Low_Carbon_Heating_and_Cooling_Roadmaps.pdf.

Reckzügel, M., Meyer, M., Waldhoff, C., Ludwig, Dorothea, Tegeler, Anja, Schröder, I., Kebschull, O., Magnus, P., Niermann, U., 2019. Potenzialstudie Industrielle Abwärme. LANUV-Fachbericht 96. LANUV-Fachbericht 96, Recklinghausen,

Germany. https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuv/presse/dokumente/LANUV_Fachbericht_96.pdf. Accessed 27 September 2019.
Schlosser, F., 2020. Integration of heat pumps for decarbonization of industrial heat supply. PhD thesis. University of Kassel, Kassel. http://dx.doi.org/doi:10.17170/kobra-202103023389 (in German).
Schlosser, F., Jesper, M., Vogelsang, J., Walmsley, T.G., Arpagaus, C., Hesselbach, J., 2020. Large-scale heat pumps. Applications, performance, economic feasibility and industrial integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews 133, 110219.
VDI 2067-1, 2012. Economic efficiency of building installations - Fundamentals and economic calculation, 09th ed. Beuth Verlag, Berlin, Germany ICS 91.140.01.
Wolf, S., 2017. Integration of heat pumps into industrial production systems. Potentials and instruments for potential development. PhD thesis, Stuttgart, Germany (in German).
Zühlsdorf, B., Bühler, F., Bantle, M., Elmegaard, B., 2019. Analysis of technologies and potentials for heat pump-based process heat supply above 150 °C. Energy Conversion and Management: X 2, 100011.