



Schlussbericht vom 17.12.2021

BillySolar

Konzernrelevante Verringerung von CO₂-Emissionen durch die Integration von skalierbaren und kostengünstigen Solarwärme-Einheiten



Datum: 17.12.2021

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Institut für Solartechnik SPF
OST Ostschweizer Fachhochschule
Oberseestrasse 10, CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch, www.ost.ch

Hochschule Luzern HSLU
Technikumstrasse 21
CH-6048 Horw

Autor/in:

Mercedes Rittmann-Frank, Institut für Solartechnik SPF, OST, mercedes.rittmann@ost.ch
David Theiler, Institut für Solartechnik SPF, OST, david.theiler@ost.ch
Florian Ruesch
Evelyn Bamberger
Beat Wellig, HSLU, beat.wellig@hslu.ch
Philipp Stirnimann, HSLU, philipp.stirnimann@hslu.ch
Donald Olsen, HSLU, donald.olsen@hslu.ch

BFE-Projektbegleitung:

Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501843-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

In diesem Projekt wurden die Modularität und Kompatibilität von skalierbaren solarthermischen Systemen für industrielle Prozesse mit Fernwärme und Wärmepumpen unter Verwendung verschiedener Kollektortechnologien untersucht. Identifizierte Verbrauchsprofile für industrielle Anwendungen wurden mit den Kosten für die solarthermischen Anlagen kombiniert, und so wurden die Wärmegestehungskosten für die betrachteten Industriestandorte berechnet. Auch die Kosten für das Potential der CO₂-Reduktion wurden für verschiedene Kollektortechnologien berechnet und mit konkreten Herstellerangeboten am Beispiel eines Unternehmens verglichen. Darüber hinaus wurden die Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Förderbeitragshöhe Förderungen für solare Prozesswärme untersucht.

Résumé

Ce projet a étudié la modularité et la compatibilité des systèmes solaires thermiques extensibles pour les processus industriels avec le chauffage urbain et les pompes à chaleur, en utilisant différentes technologies de capteurs thermiques. Les profils de consommation identifiés pour les applications industrielles ont été combinés avec les coûts pour les systèmes solaire thermiques, ce qui a permis de calculer les coûts de production de chaleur pour les sites industriels considérés. Également les coûts de réduction des émissions de CO₂ ont été calculés pour différentes technologies de capteurs thermiques et comparés à des offres concrètes de fabricants en prenant l'exemple d'une entreprise. En outre, la rentabilité en fonction du montant des subventions pour la chaleur industrielle solaire ont été étudiées.

Summary

In this project, the modularity and compatibility of scalable solar thermal energy systems for industrial processes by itself and with district heating and heat pumps using different collector technologies were investigated. Identified consumption profiles for industrial applications were combined with costs, and thus the heat cost was calculated for the industrial sites considered. CO₂ reduction costs were also calculated for different collector technologies and compared with specific manufacturer offers based on the example of one company. In addition, the economic efficiency depending on the amount of subsidies for solar process heat were investigated.



Take-home messages

- Für die untersuchten Beispiele konnten solare Wärmegestehungskosten zwischen 74 CHF/MWh bis 150 CHF/MWh ermittelt werden. Damit konnten die angegebenen konventionellen Wärmegestehungskosten bei fast der Hälfte der Beispiele unterschritten werden.
- Es wurde eine Solarwärmeeinheit mit einem Verhältnis von 1:10 von Speichergrösse (in m^3) zu Kollektorfeldfläche in (m^2) ermittelt. Mit dieser Einheit konnten bei allen Beispielen tiefe Gestehungskosten erreicht werden, welche nur in einem Fall um mehr als 3 % über den Gestehungskosten einer individuell optimierten Anlagenkonfiguration lagen.
- Solarthermieranlagen führen unter Berücksichtigung von Subventionen nach dem Harmonisierten Fördermodell der Kantone zu geringeren solaren Gestehungskosten als die nicht-subventionierte Kombination PV und Wärmepumpe, ohne Subventionen aber zu höheren Gestehungskosten.
- Es konnte ein Potenzial für weitere Kostensenkungen der Solarwärmeeinheit durch die Kombination mit einer Wärmepumpe oder durch die Verbindung mit einem (Fern-)Wärme-netz aufgezeigt werden. Nicht nur der solare Deckungsgrad wurde erhöht, sondern auch die Wärmegestehungskosten konnten durch diese Massnahmen weiter gesenkt werden.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	8
1.1	Ausgangslage und Hintergrund	8
1.2	Motivation des Projektes.....	8
1.3	Projektziele	9
2	Skalierbare Wärmesenken	10
2.1	Einführung	10
2.2	Vorgehen und Methoden zur Identifikation	10
2.2.1	Datenextraktion aus Pinch-Analysen	10
2.2.2	Umfrage.....	18
2.3	Ergebnisse.....	20
2.3.1	Datenextraktion aus Pinch-Analysen der HSLU	20
2.3.2	Umfrage.....	30
2.4	Analyse und Auswertung	30
3	Energetische Simulation und Industriebetriebe	33
3.1	Beschreibung Simulationsmodelle: Betriebe und Prozesse.....	33
3.2	Simulationsmodelle.....	36
3.2.1	Wärmesenke und Wärmequelle (Billy-Einheiten).....	36
3.2.2	Solarthermische Kollektoren (ST)	38
3.2.3	Wärmepumpenkombination mit Solarthermie (WP+ST)	39
3.2.4	Fernwärme und Solarthermie (FW+ST)	40
3.2.5	Photovoltaik und Wärmepumpe (PV+WP)	40
3.3	Auswertungsmethoden	41
3.3.1	Solarer Deckungsgrad.....	41
3.3.2	Autarkiegrad und CO ₂ -Belastung PV-WP & ST-FW	41
4	Ökonomische Beschreibung Technologie	42
4.1	Vorgehen	42
4.1.1	Kosten Solarthermiekollektoren	43
4.1.2	Kosten Solarthermie + Wärmepumpe (ST+WP)	46
4.1.3	Kosten Solarthermie + Fernwärme (ST+FW).....	46
4.1.4	Kosten Wärmepumpe und Photovoltaik (WP +PV).....	46
4.2	Subvention (ST, CO ₂)	46
5	Simulationsergebnisse	47
5.1	BillySolar Einheiten	47
5.1.1	Energetische Betrachtung (Simulationsergebnisse)	47
5.1.2	Ökonomische Betrachtung	48
5.1.3	Untersuchung der modularen BillySolar Einheit.....	53
5.2	Solarthermie und Wärmepumpe	56



5.2.1	Energetische Betrachtung	56
5.2.2	Ökonomische Betrachtung	57
5.2.3	Analyse und Zusammenfassung	58
5.3	Solarthermie und Fernwärme	59
5.3.1	Energetische Betrachtung	59
5.3.2	Ökonomische Betrachtung	60
5.4	Wärmepumpe und Photovoltaik WP-PV	62
5.4.1	Energetische Betrachtung	62
5.4.2	Ökonomische Betrachtung	64
5.4.3	Analyse und Zusammenfassung	64
6	Synthese und Fallstudie.....	66
6.1	Fallstudie Lagnau (Prozess Reinigung 3)	66
6.1.1	Untersuchungen ST, ST - WP, ST – FW	66
6.1.2	Fazit, Empfehlung	68
7	Wirtschaftlichkeit	69
7.1	Sensitivitätsanalyse Kosten	69
7.2	Regulatorische Massnahmen zur Dekarbonisierung der Industrie.....	71
7.3	Geschäftsmodell: Solarthermie Anschluss und Wärmenetze	73
8	Schlussfolgerungen und Fazit.....	75



Abkürzungsverzeichnis

VTC	Vakuurröhrenkollektor	Vacuum Tube Collector
VFC	Vakuumflachkollektor	Vacuum Flat Collector
FP	Flachkollektor	Flat Plate (Collector)
ST	Solarthermie	
FW	Fernwärme	
WP	Wärmepumpe	
PV	Photovoltaik	
WRG	Wärmerückgewinnung	
RCC	Residual Composite Curve	
GCC	Grand Composite Curve	
PA	Pinch-Analyse	
PGA	Pinch-Grobanalyse	
CO ₂ eq	Menge eines Stoffes, der dieselbe Umweltschädlichkeit zeigt wie eine Tonne CO ₂	
COP	Coefficient Of Performance	
GHG	Treibhausgas	GreenHouse Gas



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Gemäss dem Deutschen Bundesverband Solarwirtschaft nutzt eine steigende Anzahl von Industriebetrieben die Möglichkeit, durch Wärme aus Sonnenenergie ihre Energiekosten zu reduzieren und ihre CO₂-Bilanz zu verbessern. Von 2012 bis 2016 hat sich weltweit die Zahl der Solarthermieanlagen zur Erzeugung von solarer Prozesswärme von 120 auf 700 mehr als verfünffacht [1]. Die Mehrheit der industriellen Solarwärmeanlagen kommen in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, dem Maschinenbau und in der Textilbranche zum Einsatz. Verschiedene Solarkollektortechnologien sind verfügbar, z.B. Vakuumröhren Kollektoren oder nachgeführte, konzentrierende, kleine Parabolrinnenkollektoren für Temperaturen bis zu 180 °C. Allerdings sind die meisten dieser Solarwärmeanlagen das Ergebnis massgeschneiderter Einzelplanungen, was die Attraktivität von Solarthermieanlagen für die Erzeugung von Prozesswärme für Industriebetriebe senkt. Dies weil insbesondere die Planungskosten der solarthermischen Anlagen einen relevanten Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Bei herkömmlichen solaren Grossanlagen liegt der Anteil der Planungs- an den Gesamtkosten im Bereich von 15 Prozent. Für Anlagen zur Bereitstellung solarer Prozesswärme dürfte dieser Anteil zurzeit noch deutlich höher liegen aufgrund der bislang kaum übertragbaren Erfahrungen und den noch immer notwendigen umfangreichen Voruntersuchungen zur Einbindung und Auslegung der Anlage angesichts der hohen Investitionskosten [2] [3]. Eine andere Variante, die CO₂-Emissionen bei der Erzeugung von Prozesswärme zu reduzieren, ist die Kombination von Photovoltaik (PV) mit Hochtemperatur-Wärmepumpen (HT-WP). Diese Konzepte sind jedoch ebenfalls noch nicht Stand der Technik. Eine Studie der NTB von 2017 fasst den aktuellen Entwicklungs- und Forschungsstand der Hochtemperaturwärmepumpen zusammen [4]. Je nach Temperaturniveau und Einbindungskonzept könnte die Kombination von Photovoltaik und Hochtemperatur-Wärmepumpe jedoch eine interessante Alternative zu einer Solarthermieanlage sein. Voraussetzung für den Einsatz von Wärmepumpen ist allerdings die Verfügbarkeit geeigneter Wärmequellen wie z.B. Abwärme (AW) aus Prozessen oder Infrastrukturanlagen. Ein Integrationskonzept würde die Kosten reduzieren und die Nutzbarkeit für grössere Unternehmen mit mehreren Produktionsstandorten erheblich steigern. Für beide Technologiekonzepte wurde dies jedoch bislang nicht ausgearbeitet. Ein skalierbares Einbindungskonzept in Kombination mit der Auswahl des geeigneten Technologiekonzeptes kann schliesslich noch durch die Entwicklung passender Geschäftsmodelle ergänzt werden, um die Attraktivität für Unternehmen weiter zu erhöhen.

1.2 Motivation des Projektes

Bei der bisherigen klassischen Herangehensweise wurde meist in aufwändiger Einzelanalyse der Standorte und ihrer Energiesysteme ein massgeschneidertes Einbindungskonzept entwickelt, bei dem die Dimensionierung der solaren Wärmebereitstellung für einen speziellen Integrationsort mit einem speziellen Integrationsprofil (Leistung und Temperatur als Funktion der Zeit) entwickelt wurde. Dies setzt aufwändige Voruntersuchungen, Pinch-Analysen, Systemsimulationen und Planungen voraus.

Die Grundidee von BillySolar ist es, zusammen mit Kollektorherstellern (TVP, Soltop) und Software Entwickler (Velasolaris), Anwendungspartnern aus der Industrie (Emmi) und Forschungsinstituten (HSR-SPF und HSLU), den kleinsten gemeinsamen Nenner zu finden bzw. ein «one size fits all»-Konzept simulationsbasiert zu entwickeln, bei dem ein Wärmelieferungsprofil so abgeleitet wird, dass es ohne Anpassung für mehrere Integrationsorte passend konfiguriert und dimensioniert ist. Dadurch, dass es nicht massgeschneidert ist, wird es an einem einzelnen Integrationsort zu geringen Abweichungen von der Idealkonfiguration kommen; voraussichtlich wird dieses Standardsystem meistens etwas unterdimensioniert sein. Der grosse Vorteil ist allerdings, dass der hohe Planungsaufwand für jede einzelne



Integration entfällt und ein System zusammengestellt werden kann, bei dem alle Komponenten zusammenpassen und das in modularen Einheiten aufgebaut werden kann.

Folgende Fragestellungen werden in diesem Projekt bearbeitet:

- Kann eine Vielzahl von unterschiedlichsten Wärmesenken und Nutzerprofilen aus der Industrie auf wenige repräsentative, skalierbare Profile reduziert werden?
- Wie sieht eine skalierbare und multiplizierbare Solarwärme Einheit aus (Dimensionierung, Technologiekopplung, usw.)?
- Wann ist die Integration einer solarthermischen Anlage gegenüber einem PV-Wärmepumpe System vorteilhafter? Wann nicht?
- Falls eine Netzanbindung an dem untersuchten Standort möglich ist, ist die Anbindung gewinnbringend und welche technische Auswirkung hat diese auf die Solarwärme Einheiten?

1.3 Projektziele

Im BillySolar Projekt werden die folgenden drei Aspekte untersucht:

- 1) Skalierbares Einbindungskonzept für Solarwärme (ST)
- 2) Technologiekonzepte Solarthermie (ST) in Kombination mit Hochtemperaturwärmepumpe oder Wärmenetz und Vergleich zu Photovoltaik-Wärmepumpe (PV+WP),
- 3) Wirtschaftlichkeit und neue Geschäftsmodelle.

Ziel des Projekts ist es, das Potenzial und die Möglichkeiten der Solarthermie aufzuzeigen, indem die Kostenreduktion von solarer Prozesswärme durch eine modulare Lösung untersucht wird. Andererseits wird auch analysiert, unter welchen Bedingungen die ST anderen alternativen Lösungen (PV-Wärmepumpe), z.B. durch Kombination mit anderen Wärmequellen, überlegen wäre.



2 Skalierbare Wärmesenken

Kapitel 2.2 enthält eine Beschreibung des Prinzips von Pinch-Analysen und wie eine solche für die ideale Integration von Solarthermiesystemen und Wärmepumpen verwendet werden kann. Ebenfalls enthalten ist die Beschreibung der Datenerhebung mittels Umfrage bei Industriebetrieben.

In Kapitel 2.3 wird beschrieben, wie die relevanten Daten aus den Umfragen gewonnen wurde, und welche Erkenntnisse daraus gezogen werden können. Anschliessend werden die Resultate des Kapitels 2 in 2.4 kurz zusammengefasst.

2.1 Einführung

Die Integration von Solarwärme in industrielle Prozesse erfordert eine ganzheitliche Betrachtung von Energieeffizienz, Wärmerückgewinnung (WRG) und erneuerbarer Wärmeversorgung [5]. Es ist erst dann sinnvoll, die Integration von Solarwärme in industrielle Prozesse in Betracht zu ziehen, wenn das Potenzial für prozessinterne WRG ausgeschöpft ist. Die Prozessintegration mittels Pinch-Methode bietet eine wertvolle Grundlage für die korrekte und optimale Auslegung sowie Integration von solaren Wärmesystemen. Im Rahmen des IEA Task 49 wurde von Muster et al. [6] ein Vorgehen zur Analyse von Prozessen erarbeitet, mit dem Ziel der korrekten Integration von Solarwärme. Eine Herausforderung besteht darin, die Wärmesenken und deren Kennwerte zu identifizieren und charakterisieren. Für eine breite Anwendung in der Industrie besteht die weitere Herausforderung, den Arbeitsablauf von der Prozessanalyse bis zur Auslegung der Solarwärmebereitstellung zu beschleunigen.

Als skalierbare Wärmesenken werden in diesem Bericht Wärmesenkenprofile von Industrieprozessen bezeichnet, welche bei einem Kleinbetrieb mit kleiner installierter Leistung dieselben Kennwerte aufweisen wie bei einem Grossbetrieb mit grosser installierter Leistung. In diesem Projekt sollen skalierbare Wärmesenken identifiziert und charakterisiert werden, um eine sinnvolle kleinste Solar-Einheit zu definieren. Diese kleinste Einheit kann anschliessend mit geringem Planungsaufwand auf eine modular zusammengesetzte solare Wärmebereitstellung für Industrieprozesse skaliert und realisiert werden.

Vorangegangene Arbeiten zur Integration von Solarwärme sind in verschiedenen Leitfäden zu finden [3], [7]. Allerdings werden in diesen Arbeiten Machbarkeitsabschätzungen für eine Einzelanlage dargestellt und nicht eine skalierbare, modulare Lösung. Zur Identifikation von skalierbaren Wärmesenken werden in diesem Projekt Daten von durchgeführten Pinch-Analysen (PA) und Pinch-Grobanalysen (PGA) der Hochschule Luzern untersucht (Kapitel 2), sowie eine Umfrage mit Fragebögen der Ostschweizer Fachhochschule durchgeführt (Kapitel 2.2.2). Ziel ist es skalierbare, sektorübergreifende Wärmesenken durch ein methodisches Vorgehen mit möglichst geringem Aufwand zu identifizieren.

2.2 Vorgehen und Methoden zur Identifikation

2.2.1 Datenextraktion aus Pinch-Analysen

Zur Datenextraktion analysiert die HSLU Energieverbrauchsdaten, Temperaturniveaus und weitere Daten aus Pinch-Analysen [8], die für verschiedenen Unternehmen und Standorte durchgeführt wurden. Dabei werden wiederkehrende Wärmesenkenprofile für typische Produktionsanlagen (z. B. kontinuierliche Prozesse, Prozesse mit mehreren Betriebsfällen, Batch-Prozesse) in den folgenden Sub-Sektoren eruiert:

- Lackierindustrie (3 Unternehmen)
- Galvanikindustrie (2 Unternehmen)
- Textilindustrie (2 Unternehmen)



- Lebensmittel (1 Unternehmen)

Im Folgenden werden die grundlegenden Methoden der Pinch-Analyse aufgearbeitet, um die Basis für die Datenextraktion zu schaffen.

a) Prinzip der Pinch-Analyse PA

Die Pinch-Analyse ist das wichtigste und am weitesten entwickelten Instrument der energetischen Prozessintegration. Sie ermöglicht, ausgehend von den Prozessanforderungen den minimal notwendigen Energieeinsatz unter der Randbedingung minimaler jährlicher Gesamtkosten zu berechnen (Energie- und Kostenziele) und ein optimales Anlagen-Design zu entwickeln. Die Pinch-Analyse erlaubt, den (absoluten!) energetischen Optimierungsgrad einer Anlage festzustellen und wirtschaftlich sinnvolle Optimierungspotenziale aufzuzeigen.

In einer Pinch-Analyse werden die aufzuwärmenden und abzukühlenden Prozessstoffströme in zwei Verbundkurven (Composite Curves, CCs) zusammengefasst. Die "kalte Verbundkurve" spiegelt den Wärmebedarf und die "warme Verbundkurve" das Wärmeangebot wider (Abbildung 1, links). Der "Pinch" ist die kleinste Annäherung der warmen und kalten Verbundkurve, gekennzeichnet durch ΔT_{min} . Im überlappenden Bereich ist WRG möglich. Durch horizontales Verschieben der CCs ändert sich die minimale Temperaturdifferenz ΔT_{min} zwischen den Kurven, das WRG-Potenzial und die benötigte Heiz- und Kühlleistung (Hot Utility HU, Cold Utility CU). Mit der Zielsetzung minimaler jährlicher Gesamtkosten erhält man die optimale Temperaturdifferenz $\Delta T_{min, opt}$ (Abbildung 1, rechts). Je grösser ΔT_{min} , umso kleiner ist der überlappende Bereich und damit das Potenzial für WRG. Gleichzeitig wird mehr Heiz- und Kühlleistung benötigt, was zu höheren Energiekosten führt. Gerade umgekehrt verhalten sich die Investitionskosten für die WRG: Diese sinken mit steigendem ΔT_{min} , da kleinere Wärmeübertrager benötigt werden.

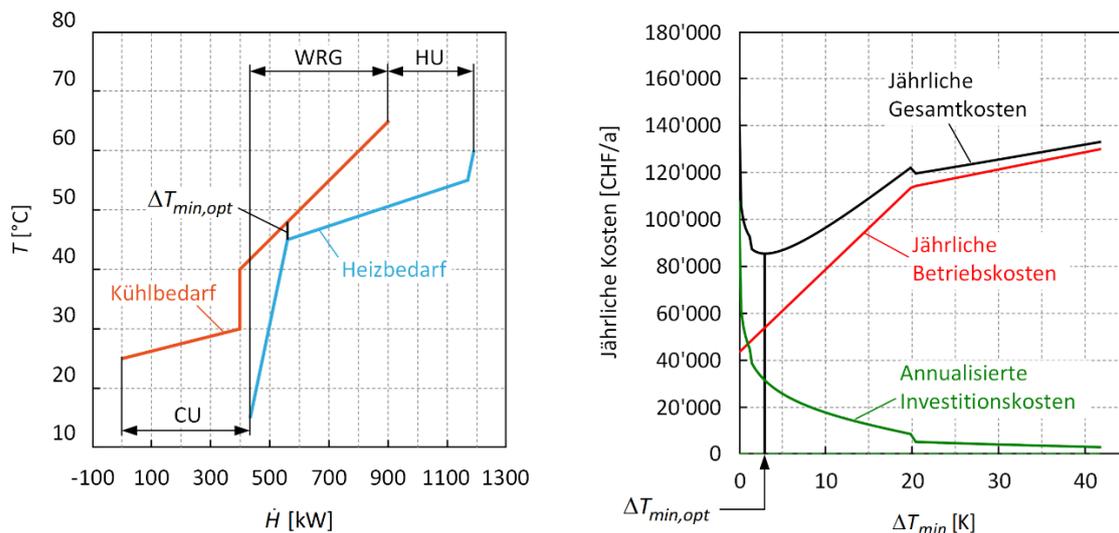


Abbildung 1: Verbundkurven und Kostenkurven (Beispiel Metallverarbeitungsbetrieb). Links: Verbundkurven des Kühlbedarfs (rote Kurve) und Heizbedarfs (blaue Kurve). Die Pfeile zeigen die Wärmerückgewinnung (WRG) und den Bereich an, der durch die Hot Utility (HU) und durch die Cold Utility (CU) abgedeckt werden muss. Rechts: Kostenkurven mit jährlichen Gesamtkosten (schwarze Kurve), jährlichen Betriebskosten (rote Kurve) und annualisierten Investitionskosten (grüne Kurve). Die minimalsten jährlichen Gesamtkosten zeigen die optimale Temperaturdifferenz $\Delta T_{min, opt}$ auf.



Anschliessend erfolgt das Design des Wärmeübertrager-Netzwerks (Heat Exchanger Network, HEN), mit welchem Energie- und Kostenziele aus den Verbundkurven unter Einhaltung von $\Delta T_{min, opt}$ möglichst gut erreicht werden. Dabei müssen folgende drei Hauptregeln («Golden Rules») beachtet werden: (1) keine externe Kühlung über dem Pinch, (2) keine externe Heizung unter dem Pinch und (3) kein Wärmetransfer über den Pinch hinweg, d.h. keine Wärme oberhalb des Pinches aufnehmen und unterhalb angeben und umgekehrt. Die PA führt systematisch zum Ziel einer energetisch und wirtschaftlich optimierten Gesamtanlage. Die Durchführung einer PA lohnt sich bereits bei relativ "einfachen" Anlagen. Sobald komplexe Anlagen mit Dutzenden von Strömen im Spiel sind, ist die PA das einzige praktikable Werkzeug für das Anlagendesign.

Neben den Verbundkurven ist die Gesamtverbundkurve (Grand Composite Curve, GCC, siehe Abbildung 2) von besonderer Bedeutung. Die GCC kann aus den Verbundkurven abgeleitet werden und zeigt auf, wieviel Wärmedefizit (Heizbedarf) und Wärmeüberschuss (Kühlbedarf) abhängig vom Temperaturniveau vorhanden ist. Oberhalb des Pinchs herrscht ein Wärmedefizit, unterhalb ein Wärmeüberschuss, gerade beim Pinch-Punkt ist weder ein Defizit noch ein Überschuss vorhanden. Die aus der GCC abgelesenen Temperaturen, die sogenannten "geschiftete" Temperaturen, entsprechen nicht den realen Temperaturen: Diese liegen oberhalb des Pinchs um $\Delta T_{min} / 2$ höher und unterhalb des Pinchs um $\Delta T_{min} / 2$ tiefer als die im Diagramm dargestellten Temperaturen (siehe z.B. [8]). Die grauen Bereiche sind sogenannte "Pockets", die verdeutlichen, dass die Möglichkeit besteht, prozessinterne Wärme zu übertragen. Hier ist weder externe Heizung noch Kühlung notwendig.

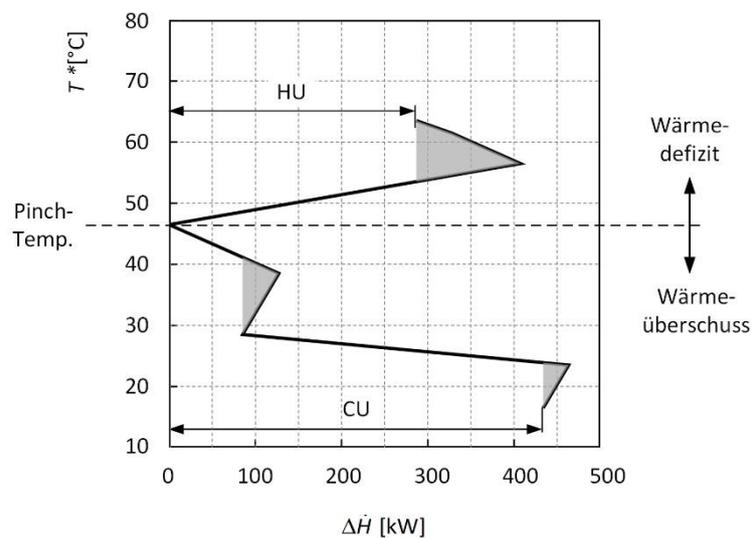


Abbildung 2: Gesamtverbundkurve (GCC) aus einer Pinch-Analyse (Beispiel Metallverarbeitungsbetrieb). Die GCC zeigt den Wärmedefizit und -überschuss abhängig vom Temperaturniveau auf. Oberhalb des Pinchs besteht ein Wärmedefizit und unterhalb ein Wärmeüberschuss. Auf der Ordinate wird die "geschiftete" Temperaturen abgelesen.

b) Integration von Solarwärme

Ein zentrales Element bei der Integration von Solarwärme in industrielle Prozesse ist die GCC [5]. Die GCC zeigt die Differenz zwischen der verfügbaren Wärme der warmen Ströme auf und die Wärme, welche von den kalten Strömen benötigt wird, bezogen auf die jeweiligen Temperaturnivaus. Dabei wird angenommen, dass sämtliche Wärmerückgewinnung (WRG) im Prozess implementiert wurde (Mehr dazu in Abschnitt e)). Mit dieser Information über das Wärmedefizit können mögliche Energieversorgungssysteme ausgewählt und ausgelegt werden. Für die Integration von Solarwärme kann aus der



GCC somit direkt abgelesen werden, auf welchem Temperaturniveau die Solarthermie-Anlage betrieben werden muss, um das entsprechende Wärmedefizit decken zu können. Ausserdem folgt aus den drei Hauptregeln, dass die Integration der Solarwärme stets oberhalb des Pinchs getätigt werden muss. In Abbildung 3 ist exemplarisch aufgezeigt, auf welchem Temperaturniveau die Solarthermie-Anlage betrieben werden müsste, um das Wärmedefizit des Prozesses zu decken.

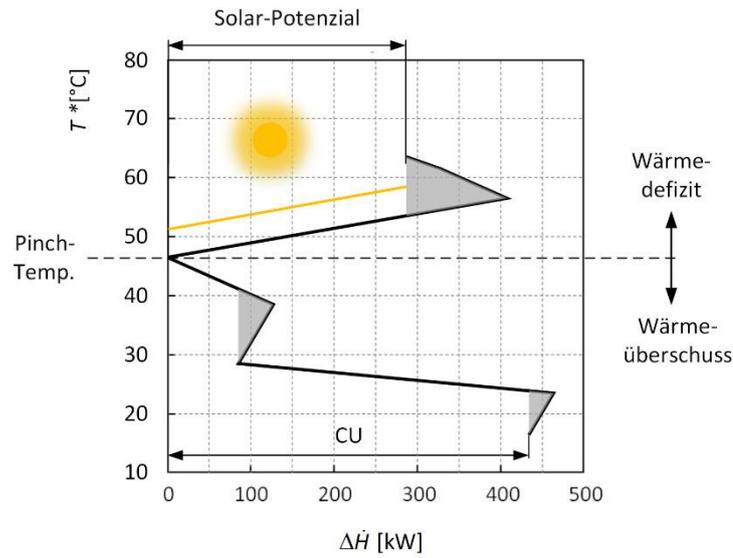


Abbildung 3: Gesamtverbundkurve (GCC) aus einer Pinch-Analyse (Beispiel Metallverarbeitungsbetrieb) mit Solar-Potenzial.

c) Integration von Wärmepumpen

Eine zentrale Rolle beim Design und der Integration einer WP spielt die PA [9]. Aus den "Golden Rules" kann abgeleitet werden, dass eine WP Wärme unterhalb des Pinchs (wo ein Wärmeüberschuss besteht) aufnehmen und oberhalb des Pinchs (wo ein Wärmedefizit besteht) abgeben soll. Man sagt: "Die Wärmepumpe arbeitet über den Pinch." (siehe Abbildung 4). Arbeitet eine Wärmepumpe nur unterhalb des Pinchs, wird der Wärmeüberschuss erhöht und die Verdichterleistung muss zusätzlich über die Cold Utility abgeführt werden. Die Integration einer Wärmepumpe nur oberhalb des Pinchs hat eine Reduktion der Hot Utility um die Verdichterleistung zur Folge – energetisch gesehen eine elektrische Heizung.

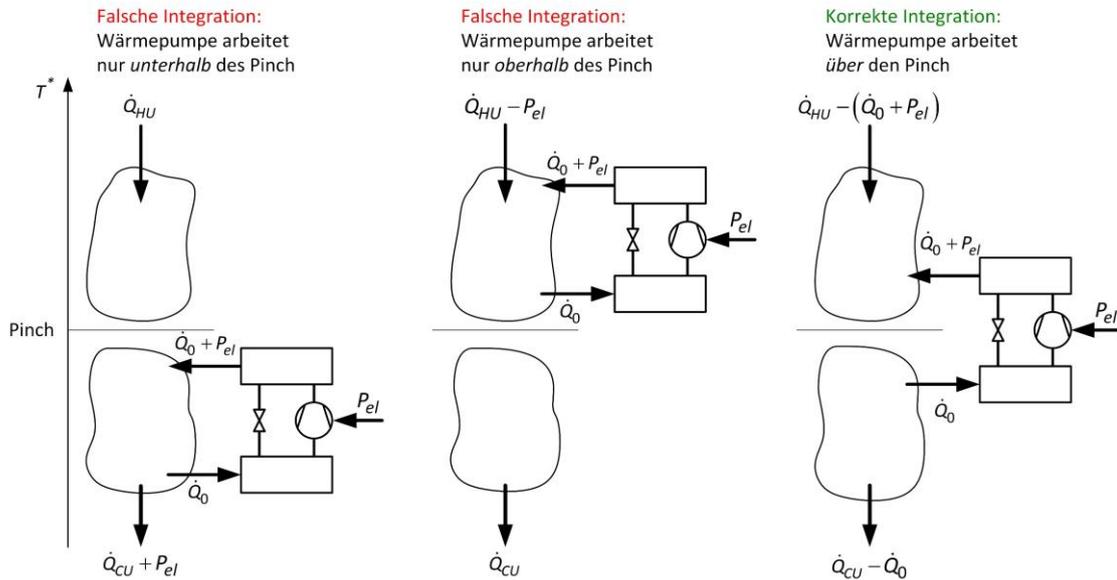


Abbildung 4: Integration einer Wärmepumpe (WP) in einen kontinuierlichen Industrieprozess (adaptiert aus [9]). Die falsche Integration einer WP ist links und in der Mitte dargestellt, die korrekte Integration rechts. \dot{Q}_0 bezieht sich auf die aufgenommene Wärme, P_{el} auf die elektrische Energie benötigt für die WP, \dot{Q}_{HU} und \dot{Q}_{CU} auf die benötigte Hot bzw. Cold Utility.

In der Praxis trifft man immer wieder auf Wärmepumpen, die nicht korrekt eingebunden sind. Aus der Lage des Pinchs und der Form der GCC erkennt man, ob die Integration einer Wärmepumpe sinnvoll ist bzw. ob eine bereits vorhandene Wärmepumpe korrekt in den Prozess integriert ist. Mit einer korrekt integrierten WP können gleichzeitig der Heiz- und Kühlbedarf und die damit verbundenen Energiekosten reduziert werden (Abbildung 5).

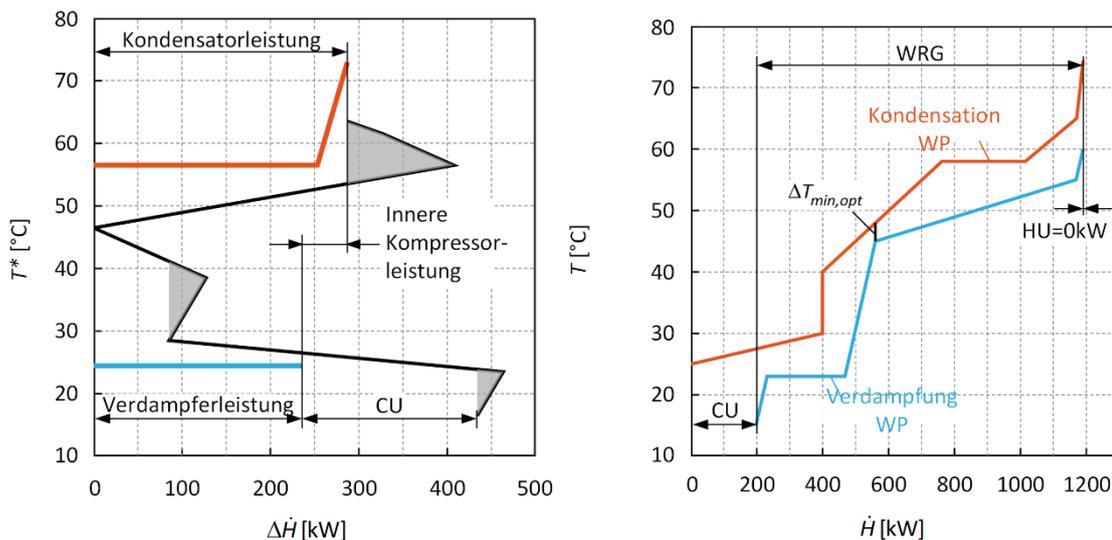


Abbildung 5: Wärmepumpen-Integration in Metallverarbeitungsbetrieb. Links: GCC mit Verdampfungs- und Kondensationstemperatur der WP. Rechts: CCs mit integrierter Wärmepumpe.

d) Pinch-Analysen in der Schweizer Industrie

Für die Steigerung der Energieeffizienz von Industrieprozessen ist die prozessinterne WRG von zentraler Bedeutung. Mit einer Pinch-Analyse können Ingenieurinnen und Ingenieure mit der Zielsetzung



eines minimalen Gesamtbetrags von Investitions- und Betriebskosten die optimale Verknüpfung der verschiedenen Energieströme aufzeigen. Damit können Massnahmen zur WRG und verbesserten Energieversorgung abgeleitet werden. In der Schweiz unterstützt das Bundesamt für Energie (BFE) zwei Phasen einer Pinch-Analyse:

1. Pinch-Grobanalyse (PGA)
2. Detaillierte Pinch-Analyse (PA)

Diese Vorgehensweise hat sich bei der Durchführung von PA-Projekten in der Industrie bewährt. Nachfolgend werden die beiden Arten von Pinch-Analyse-Projekten kurz beschrieben:

Die PGA Phase ermöglicht eine schnelle Ermittlung von geeigneten Energieeffizienzmassnahmen und fördert somit die Anwendung der Pinch-Analyse in der Industrie. Die Phase der PGA umfasst eine Reihe von Sitzungen/Workshops (in der Regel 2-4) mit Unternehmensvertretern (Produktion, Infrastruktur, Energie, Umwelt, ev. Unternehmens- oder Betriebsleitung, usw.).

Eine **Pinch-Grobanalyse** umfasst folgende Arbeiten:

- Aufnahme des energetischen Ist-Zustands
- Grobe Quantifizierung der Energieeinsparpotenziale und Abwärmepotenziale
- Identifikation von ersten möglichen Ansätzen zur Effizienzsteigerung und Abwärmenutzung
- Abgabe einer Empfehlung für das weitere Vorgehen, insbesondere detaillierte Pinch-Analyse Ja/Nein

Eine detaillierte PA wird auf einer vorangehenden PGA Phase aufgebaut und liefert ein konkretes Set von optimierten Energieeffizienzmassnahmen. Die PA Phase unterscheidet sich von der PGA hauptsächlich darin, dass zeitintensive und detaillierte Messungen durchgeführt werden.

Eine **detaillierte Pinch-Analyse** läuft typisch in drei Schritten ab:

- Schritt 1: Detaillierte Datenerfassung und Datenauswertung mit dem Ziel, einen klaren Überblick zu den Energieströmen und zum Energiehaushalt des Standorts zu gewinnen (Produktions- und Infrastrukturanlagen)
- Schritt 2: Durchführung der vollständigen, detaillierten Pinch-Analyse: Quantifizierung der Effizienzsteigerungspotenziale, Potenzial zur Optimierung der Energieversorgungssysteme und zur Integration von Wärmepumpen, Abwärmenutzungspotenzial usw.
- Schritt 3: Erarbeitung von konkreten Massnahmen, Erstellung eines Massnahmenkatalogs, technische und wirtschaftliche Bewertung der Massnahmen, Empfehlungen für strategischen Planung der Umsetzung, usw.

e) Methode zur Datenextraktion aus Pinch-Analysen

Um skalierbare und wiederkehrende Wärmesenkenprofile zu identifizieren, müssen in einem ersten Schritt die in der PGA oder PA erarbeiteten Energieeffizienzmassnahmen (EEM) wie zum Beispiel WRG-Massnahmen betrachtet werden. Es ist wichtig vor einer Solarwärme-Integration oder Wärmepumpen-Integration wirtschaftliche EEM umzusetzen. Als Definition für "wirtschaftliche Massnahme" wird die Erläuterung des Bundesamts für Umwelt (BAFU) [10] verwendet: statisches Payback < 4 Jahre für prozess- und produktionsspezifische Massnahmen, statisches Payback < 8 Jahre für Massnahmen auf Ebene Infrastruktur, Haustechnik usw. Die Umsetzung von WRG-Massnahmen führt zu einer Reduktion des thermischen Energiebedarfs und damit auch zu einer Reduktion des Potenzials für Solari-Integration. Die Reduktion des thermischen Energiebedarfs ist zu priorisieren gegenüber der Substitution mit Solarwärme oder Wärmepumpe.



Entscheidend ist, dass sich nach der Umsetzung von WRG-Massnahmen die Prozessanforderungen ändern. Diese müssen neu definiert werden, indem die Einsparungen durch die WRG-Massnahmen "herausgefiltert" werden. Ein einfaches Beispiel soll diesen Ansatz veranschaulichen (Abbildung 6): Wir betrachten einen aufzuheizenden Stoffstrom (Cold Stream C) und abzukühlenden Strom (Hot Stream H), zwischen denen eine WRG möglich ist. Es wird für die WRG eine minimale Temperaturdifferenz von 5 K angenommen.

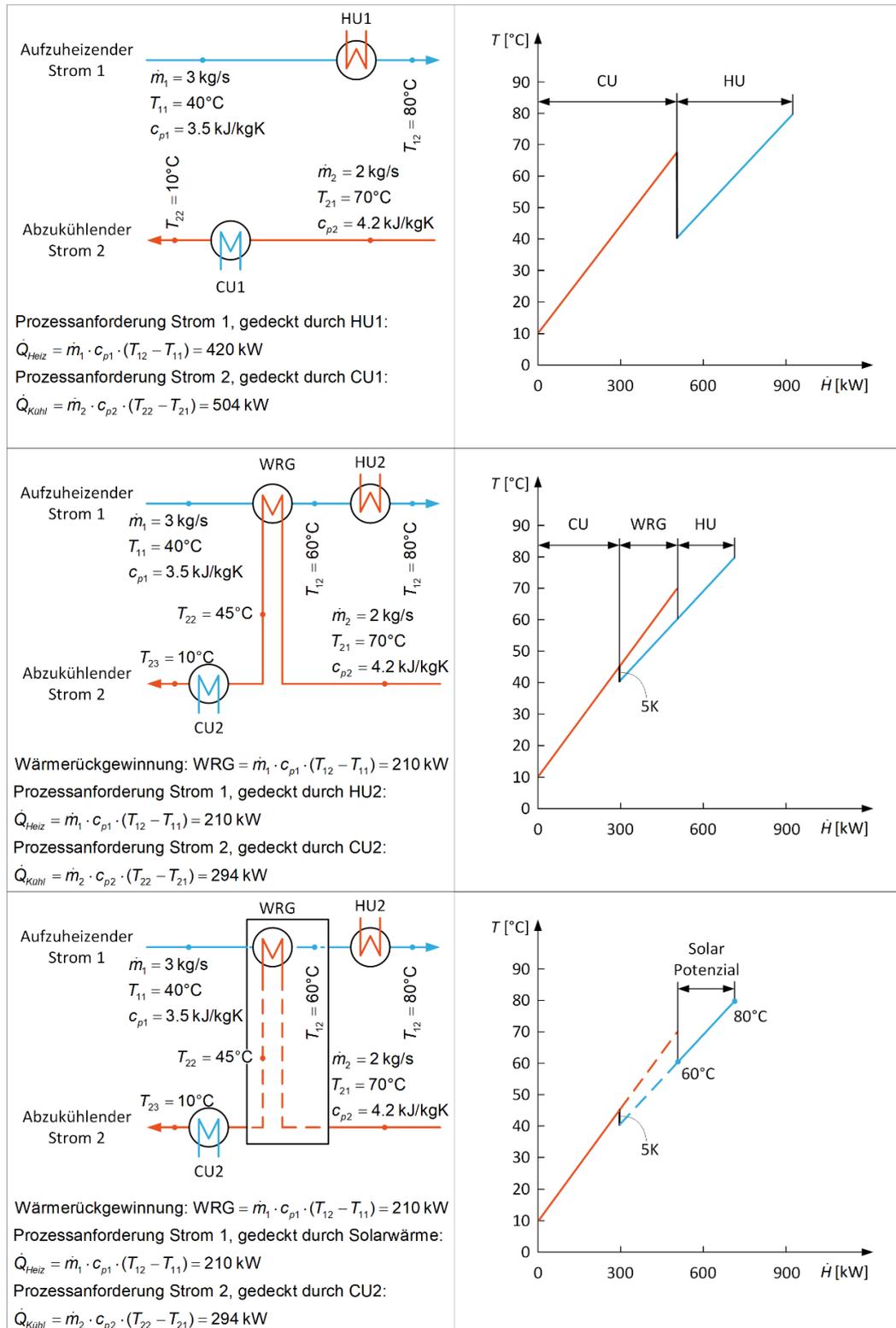


Abbildung 6: Links: Die Prozessschemata des Zwei Ströme Beispiel. Rechts: Die dazugehörigen Composite Curves (CC). Oben: Zwei Ströme ohne Wärmerückgewinnung (WRG). Mitte: Zwei Ströme mit WRG. Unten: Zwei Ströme mit WRG und das Potenzial für Solarintegration. Solarenergie kann genutzt werden, um einen Strom zu erwärmen und ergänzt bzw. ersetzt somit Hot Utility (HU). Die WRG reduziert die Heizanforderung des aufzuheizenden Prozessstroms und damit das Potenzial für Solarintegration.



Beide Ströme haben eine konstante spezifische Wärmekapazität. Auf der linken Seite der Abbildung 6 sind die Ströme ohne WRG (oben) und mit einem WRG Wärmetauscher (Mitte und unten) dargestellt. Nach Umsetzung der WRG-Massnahme muss der Strom 1 neu von 60 °C auf 80 °C erwärmt werden und nicht wie ursprünglich von 40 °C auf 80 °C. Dadurch reduziert sich nicht nur der Heizbedarf, sondern auch der Kühlbedarf von Strom 2.

Im rechten Teil der Abbildung 6 sind die zugehörigen Composite Curves ohne WRG (oben) und mit WRG (Mitte und unten) dargestellt. Der zusätzliche Heizbedarf des Strom 1 muss aus der Hot Utility (HU) geliefert werden. Hier kann Solarwärme gezielt eingesetzt werden und damit die HU ergänzen bzw. ersetzen (unten).

Die neu definierten Prozessanforderungen, basierend auf dem zusätzlichen Heiz- und Kühlbedarf, werden "Residuals" genannt. Bei kontinuierlichen Prozessen wird auf Basis dieser Prozessanforderungen die Residual Composite Curve (RCC) gebildet. In Abbildung 7 (links) sind die Residuals für das Fallbeispiel als Standard-Composite Curve dargestellt. Um ein mögliches Potential einer WP-Integration graphisch einfacher zu erkennen, wird der heisse Strom in der RCC gespiegelt (aufgezeigt in Abbildung 7, rechts).

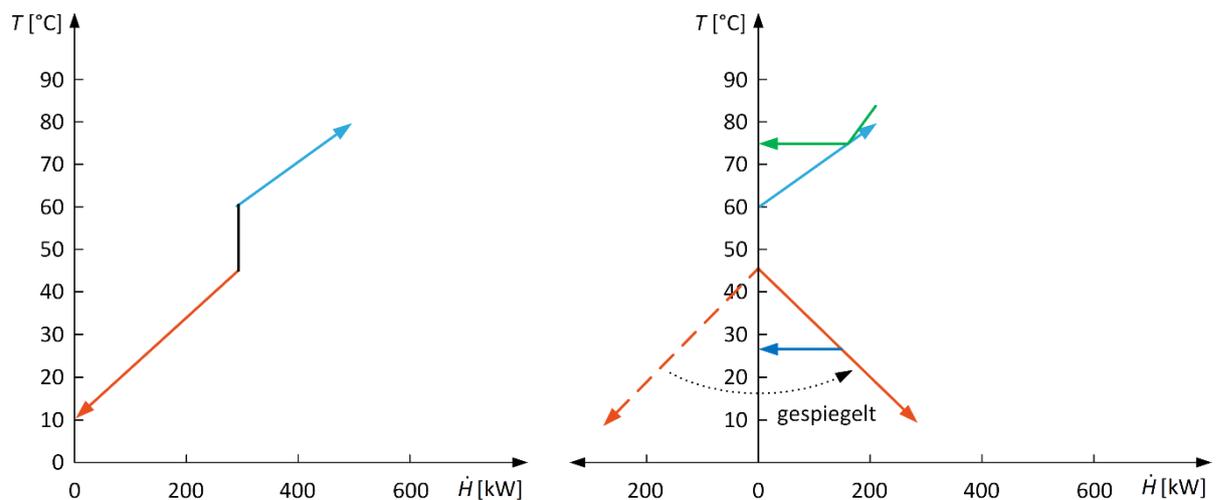


Abbildung 7: Composite Curve ohne WRG (links). Residual Composite Curve (rechts) mit gespiegelter heisser Verbundkurve zusammen mit einer WP Integration (Grün Kondenser/Dunkle Blau Verdampfer).

Die RCC wird genutzt, um skalierbare und wiederkehrende Wärmesenkenprofile zu identifizieren. Die RCC ist auch geeignet für komplexe Prozessen mit vielen Strömen. Sie kann vom Prinzip her auch bei Batch-Prozessen verwendet werden: Hier werden an Stelle von thermischen Leistungen Wärmeenergiemengen pro Batch betrachtet.

2.2.2 Umfrage

Die Fragebögen dienen einer groben Aufnahme der thermischen Energiebedürfnisse des Industrieunternehmens und geben erste Hinweise, wie diese am besten gedeckt werden sollen, z.B. durch Integration von Solarenergie, einer Wärmepumpe oder durch Wärmerückgewinnung. Der grosse Vorteil des im Projekt BillySolar entwickelten Fragebogens ist die einfache Datenerfassung und schnelle Identifikation von geeigneten Industriestandorten für die Integration von solarer Prozesswärme, die dann im nächsten Schritt genauer untersucht werden. Die Komplexität der normalen Betriebsaudit-Fragebögen



wurde reduziert und eine Auswahlmöglichkeit der Antworten gegeben, so dass der entwickelte Fragebogen von den Betriebsleitern selbstständig ausgefüllt werden kann. Das Konzept des Fragebogens basiert auf dem SolInd-Tool¹, welches im EnergieSchweiz Projekt SolInd Swiss in Zusammenarbeit mit den Partnern HSR-SPF, Lesbat und Swissolar entwickelt wurde. Im Fragebogen werden neben den allgemeinen Energiedaten und eingesetzten Wärmeerzeugern vor allem Prozessdaten zum Energieverbrauch, den Temperaturen, dem Prozessbeheizungsmedium, Speichermöglichkeiten, umgesetzter Energieeffizienz Massnahmen (EEM), Produktionszeiten und dem Energiebedarfsprofil gesammelt (siehe Anhang, Annex A). Der Excel-Fragebogen wurde anschliessend von sechs Werksleitern des Industriepartners Emmi ausgefüllt und an das Forschungsinstitut zurückgesendet. In der folgenden Tabelle sind die Betriebe, Standorte und allgemeinen Energieverbräuche der Werke übersichtlich zusammengetragen.

Tabelle 1 Übersicht der Umfrage Teilnehmer mit Angaben zum Energieverbrauch und dem Wärmeanteil am Standort.

Betriebe	Ortschaft, Kanton	Gesamtenergieverbrauch [MWh/Jahr]	Anteil Wärme am Energieverbrauch
Molkerei Biedermann	Bischofszell, Thurgau	10'904	59.7 %
Emmi Schweiz	Dagmersellen, Luzern	82'210	76.4 %
Emmi Schweiz	Emmen, Luzern	38'500	58.3 %
Emmi Fondue	Langnau, Bern	5'903	50.0 %
Emmi Schweiz	Ostermundigen, Bern	63'271	64.6 %
Mittelland Molkerei	Suhr, Aargau	54'562	60.4 %

Die Auswertung der Fragebögen zeigte, dass bei den teilnehmenden Werken mehr als die Hälfte ihres Energiebedarfs resp. 50 – 76.4 % für die Bereitstellung von Prozesswärme anfällt. Neben den allgemeinen Informationen zum Energieverbrauch wurden die Teilnehmer gebeten die Prozesse, welche die Anforderungen für eine Einbindung von Solarwärme erfüllen, aufzulisten und dazu die Prozessinformationen im Fragebogen auszufüllen. Die teilnehmenden Werke identifizierten durch eigenständiges Ausfüllen des Fragebogens folgende Prozesse als geeignet für den Einsatz von Solarthermie:

Tabelle 2 Informationen zu den für Solarthermie geeigneten Prozessen der Betriebe.

Betriebe	Prozesse	Prozesstemperatur von [°C]	Prozesstemperatur bis [°C]	Energiebedarf Prozess Frühling - Herbst
Molkerei Biedermann	Reinigung/Cleaning in Place (CIP)	55	90	75%
	Pasteurisieren Kurzzeiterhitzung	76	95	75%
	Pasteurisieren Kurzzeiterhitzung	76	90	75%

¹ Tool zur Durchführung einer schnellen und groben Machbarkeitsstudie für den Einsatz von Solarthermie in der Industrie. <https://www.spf.ch/index.php?id=19086>



	Bebrüten	40	42	75%
Emmi Schweiz Dagersellen	Reinigung/CIP	60	75	75%
	Eindampfen	70	80	85%
	Erwärmung Brauchwarmwasser	65	70	75%
	Schmelzen	80	85	75%
Emmi Schweiz Emmen	Reinigung / CIP	55	75	75%
	Erwärmung Bruchwaschwasser Käse	36	46	75%
	Erwärmung Brauchwarmwasser	60	72	70%
	Schmelzen	10	85	75%
Emmi Fondue	Reinigung/CIP	70	85	75%
Emmi Schweiz Ostermündigen	Reinigung/CIP	70	85	80%
	Bebrüten	40	45	75%
	Erwärmung Brauchwarmwasser	65	70	75%
	Pasteurisieren Kurzzeiterhitzung	75	80	75%
	Warmhalten	40	45	75%
Mittelland Molkerei	Reinigung/CIP	70	90	75%
	Erwärmung Brauchwarmwasser	70	70	75%

Diese identifizierten Prozesse werden verwendet, um im Arbeitspaket 2 mittels Simulationsstudien die Eignung für die Integration eines Solarthermie-Systems detaillierter zu untersuchen. Die Ergebnisse werden in Kapitel 4 weiterdiskutiert.

2.3 Ergebnisse

2.3.1 Datenextraktion aus Pinch-Analysen der HSLU

Die Identifikation von skalierbaren und wiederkehrenden Wärmesenkenprofilen erfolgt aus der Datenextraktion von PGA und PA. Die Resultate werden in drei Bereiche unterteilt: (a) kontinuierliche Prozesse, (b) nicht-kontinuierliche Prozesse und (c) Teilprozesse. Im Folgenden werden anhand dieser



Teilbereiche die Ergebnisse dargelegt. Für die Integration von Solarwärme oder WP sind kontinuierliche Prozesse besonders wichtig, weshalb nachfolgend ein Beispiel detailliert aufgezeigt wird.

a) kontinuierliche Prozesse

Zum besseren Verständnis der angewandten Methode, wird die Entwicklung einer Solar- oder WP-Integration anhand des Unternehmens 1 Lackieranlage in Annex A. Die Grundlage für die Solarwärme- und WP-Integration bildet die vorhandene Pinch-Analyse aus der Metallverarbeitungsindustrie.

In Lackieranlagen wird das Bauteil nach der mechanischen Formgebung einer Oberflächenbehandlung unterzogen, um das Grundmaterial vor Korrosion zu schützen oder die ästhetische Erscheinung eines Produktes so zu gestalten, dass dieses auf dem Markt verkauft werden kann. Standardmässig läuft ein Beschichtungsprozess in vier Hauptschritten ab (Abbildung 8).

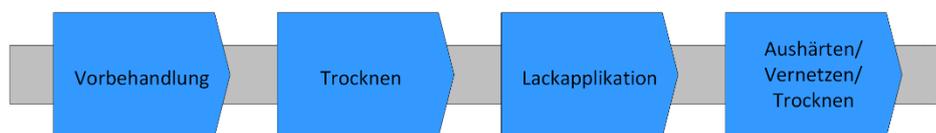


Abbildung 8: Typische Hauptprozessschritte einer Lackieranlage.

Zu Beginn werden die Bauteile in der Vorbehandlung in mehreren Teilprozessschritten gereinigt und im Haftwassertrockner getrocknet. Als nächstes kann die Farbe auf die Oberflächen der Bauteile appliziert werden. In einem letzten Schritt erfolgt die Aushärtung oder Trocknung der Lackschichten. Abbildung 9 zeigt das Prinzipschema der Lackieranlage ohne WRG Massnahmen als Ist-Zustand.

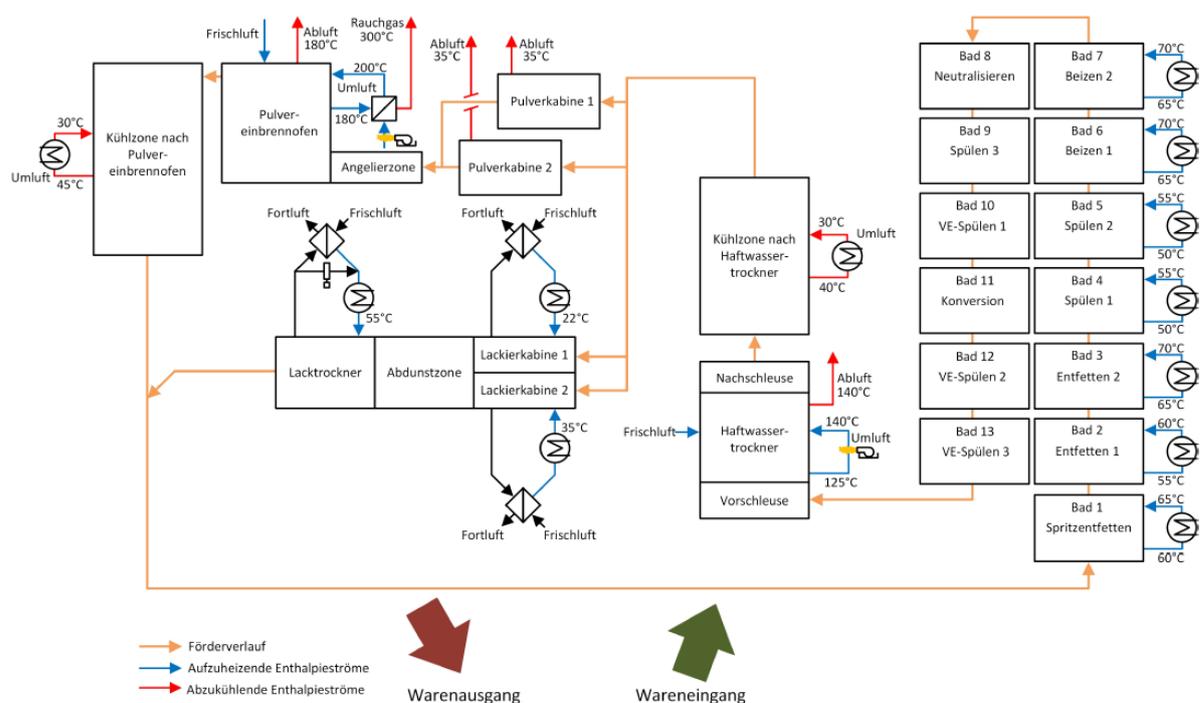


Abbildung 9: Prinzipschema Lackieranlage für die Ist-Zustand.



Bei der betrachteten Lackieranlage wird in einem 2-Schichtbetrieb gearbeitet. Zur Analyse werden stets stationäre Betriebsfälle über die vier Jahreszeiten bei durchschnittlichen Aussentemperaturen betrachtet. Ein erhöhter Leistungsbedarf infolge transients Vorgänge oder extremen Aussenbedingungen ist vernachlässigt. Werden ganzjährig vier Wochen für Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten abgezogen, resultiert dies in jährlich 3'840 Betriebsstunden (Tabelle 3).

Tabelle 3: Betriebsfälle Lackierindustrie Unternehmen 1.

<i>Allgemeine Informationen</i>			
Jahreszeit	Sommer (S)	Winter (W)	Übergangszeit (Ü)
Datum	01.06. – 31.08.	01.12. – 31.12. 01.01. – 28.02.	01.03. – 31.05. 01.09. – 30.11.
Produktionsstunden	960 h (12 Wo)	960 (12 Wo)	1920 h (24 Wo)
Wochenprofil	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag
Produktionszeit	05:00 – 21:00 Uhr	05:00 – 21:00 Uhr	05:00 – 21:00 Uhr

In einem ersten Schritt wird mittels Pinch-Analyse die Beschichtungsanlage betreffend Heiz- und Kühlanforderungen (Leistung, Temperaturniveau) untersucht. Die Unterlagen für die Analyse wurden [11] entnommen und sind dargestellt in Tabelle 4.



Tabelle 4: Prozessanforderungen Ist Zustand.

Wärmebedarf							
Stoffstrom	T_{ein} [°C]	T_{aus} [°C]	\dot{m} [kg/s]	c_p [kJ/kgK]	$\Delta\dot{H}$ [kW]	Fluid	Abs. Feuchte [kg/kg]
Becken Spritzentfettung	60	65	3.5	4.21	74	Wasser	
Becken Entfettung 1	55	60	1.6	4.214	34	Wasser	
Becken Entfettung 2	65	70	2.6	4.206	55	Wasser	
Becken Spülen 1	50	55	1.3	4.218	27	Wasser	
Becken Spülen 2	50	55	1.3	4.218	27	Wasser	
Becken Beizen 1	65	70	2.4	4.206	51	Wasser	
Becken Beizen 2	65	70	2.4	4.206	51	Wasser	
Haftwassertrockner: Umluft	140	155	17.4	1.116	291	Feuchte Luft	0.06
Pulvereinbrennofen: Umluft	180	200	20.6	1.023	421	Feuchte Luft	0.01
Nachtrockner Lack	50	60	4.5	1.005	45	Luft	
Pulvereinbrennofen: Frischluft	9.6	180	0.3	1.015	55.4	Feuchte Luft	0.006
Lackierkabine Frischluft (So)	25	30	2.3	1.005	23	Luft	
Lackierkabine Frischluft (Üz)	25	30	7.7	1.005	77	Luft	
Lackierkabine Frischluft (Wi)	25	30	12.5	1.005	126	Luft	

Wärmeangebot							
Haftwassertrockner: Abluft	140	30	0.4	1.837	72.8	Feuchte Luft	0.06
Pulverkabine: Abluft	35	30	17.8	1.013	90	Feuchte Luft	0.005
Kühlzone nach Haftwassertrockner	40	30	14.1	1.023	144	Feuchte Luft	0.01
Kühlzone nach Pulvereinbrennofen	45	30	14.8	1.013	225	Feuchte Luft	0.005
Pulvereinbrennofen: Abluft	180	140	0.5	1.023	21	Feuchte Luft	0.01
Pulvereinbrennofen: Rauchgas	300	140	0.5	1.023	75	Feuchte Luft	0.01



Für die betrachteten Lackieranlage wurde mit einer Gesamtkostenanalyse eine optimale Temperaturdifferenz von 10 K bestimmt [11]. Abbildung 10 zeigt anhand den Composite Curves die optimale Heizleistung von 948 kW_{th} für alle drei Betriebsfälle. Es wird die optimale Kühlleistung von 478 kW_{th} in Sommer, 375 kW_{th} in Winter und 424 kW_{th} in Übergangszeit, bei einer minimalen Temperaturdifferenz $T_{\min}=10$ K erreicht.

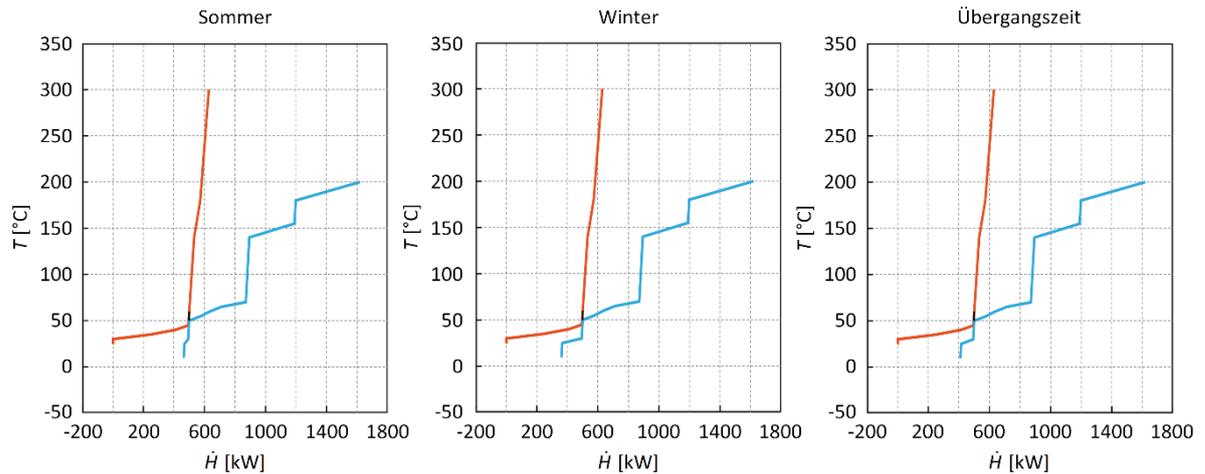


Abbildung 10: Composite Curves für die drei Betriebsfälle Sommer, Winter und Übergangszeit ($\Delta T_{\min} = 10$ K).

Gemäss [11] können 75 % des theoretischen WRG-Potenzials technisch/wirtschaftlich umgesetzt werden. Die realisierte WRG von Rauchgas und Abluft aus dem Pulvereinbrennofen hin zur Umluft des Haftwassertrockners beträgt 95 kW. Durch diese interne energetische Nutzung reduziert sich der Energiebedarf der Beschichtungsanlage um 370 MWh_{th}. Dies entspricht rund 38'000 l Heizöl oder umgerechnet 98 Tonnen CO₂ jährlich. In Abbildung 11 ist ein Prinzipschema des Beschichtungsprozesses mit eingezeichneten WRG-Massnahmen dargestellt (grüne Linie).

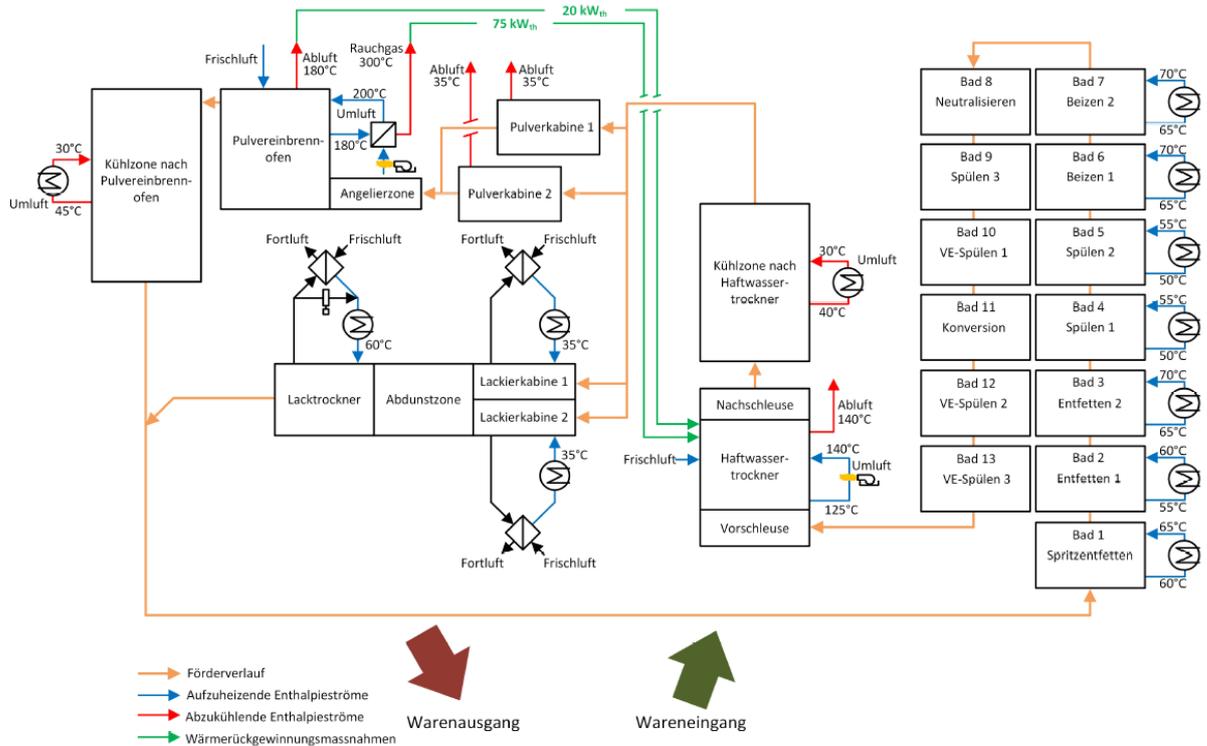


Abbildung 11: WRG Energieeffizienzmassnahmen mit der Abluft des Pulvereinbrennofens und Rauchgas Wärmeübertragung zur Umluft des Haftwassertrockners (grüne Linie).

Diese PA hat wirtschaftlich und technisch umsetzbare Wärmerückgewinnung-Massnahmen aufgezeigt. In einem nächsten Schritt wird die Lackieranlage auf die Eignung für eine Solar- oder WP-Integration untersucht. Unter Berücksichtigung der technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Massnahmen bleiben die folgenden Prozessanforderungen bestehen (Tabelle 5):

Tabelle 5: Prozessanforderungen ohne der technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Massnahmen (Abluft des Pulvereinbrennofens und Rauchgas Wärmeübertragung zur Umluft des Haftwassertrockners).

Wärmebedarf							
Stoffstrom	T_{ein} [°C]	T_{aus} [°C]	\dot{m} [kg/s]	c_p [kJ/kgK]	\dot{Q} [kW]	Fluid	Abs. Feuchte [kg/kg]
Becken Spritzentfettung	60	65	3.5	4.21	74	Wasser	
Becken Entfettung 1	55	60	1.6	4.214	34	Wasser	
Becken Entfettung 2	65	70	2.6	4.206	55	Wasser	
Becken Spülen 1	50	55	1.3	4.218	27	Wasser	
Becken Spülen 2	50	55	1.3	4.218	27	Wasser	
Becken Beizen 1	65	70	2.4	4.206	51	Wasser	
Becken Beizen 2	65	70	2.4	4.206	51	Wasser	
Haftwassertrockner: Umluft	140	155	11.8	1.116	197	Feuchte Luft	0.06



Pulvereinbrennofen: Umluft	180	200	20.6	1.023	421	Feuchte Luft	0.01
Nachrockner Lack	50	60	4.5	1.005	45	Luft	
Pulvereinbrennofen: Frischluft	9.6	180	0.3	1.015	55.4	Feuchte Luft	0.006
Lackierkabine Frischluft (So)	25	30	2.3	1.005	23	Luft	
Lackierkabine Frischluft (Üz)	25	30	7.7	1.005	77	Luft	
Lackierkabine Frischluft (Wi)	25	30	12.5	1.005	126	Luft	

Wärmeangebot							
Haftwassertrockner: Abluft	140	30	0.4	1.837	72.8	Feuchte Luft	0.06
Pulverkabine: Abluft	35	30	17.8	1.013	90	Feuchte Luft	0.005
Kühlzone nach Haftwassertrockner	40	30	14.1	1.023	144	Feuchte Luft	0.01
Kühlzone nach Pulvereinbrennofen	45	30	14.8	1.013	225	Feuchte Luft	0.005

Basiert auf diesen neuen Prozessanforderungen in Tabelle 5 kann die Residual Composite Curve dargestellt werden (Abbildung 12). Die RCC zeigt den Heiz- und Kühlbedarf ohne die technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Massnahmen (PEO Abluft und Rauchgas Wärmeübertragung zu Haftwassertrockner Umluft). Anhand der RCC ist festzustellen, dass ca. 400 kW_{th} Wärme bei 75 °C integriert werden können (Grüne Linie in Abbildung 12).

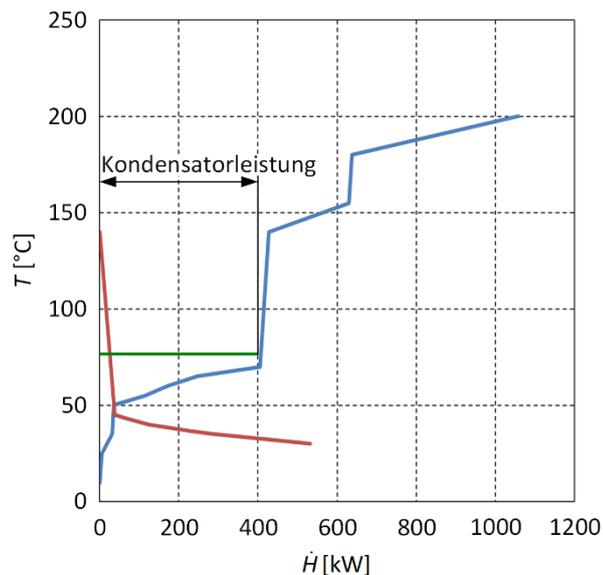


Abbildung 12: Residual Composite Curve für Sommer Betriebsfall. Die grüne Linie zeigt das maximale Potenzial für entweder eine Solarwärme-Integration oder die Integration einer WP mit dargestellter Kondensierleistung.



Auf Basis der identifizierten Profile in Abbildung 12 erfolge die Solarwärme Integration. Das folgende Schema zeigt das technische Grundkonzept für die Solarwärme-Integration für die maximale Leistung von $400 \text{ kW}_{\text{th}}$ gegeben aus den RCC.

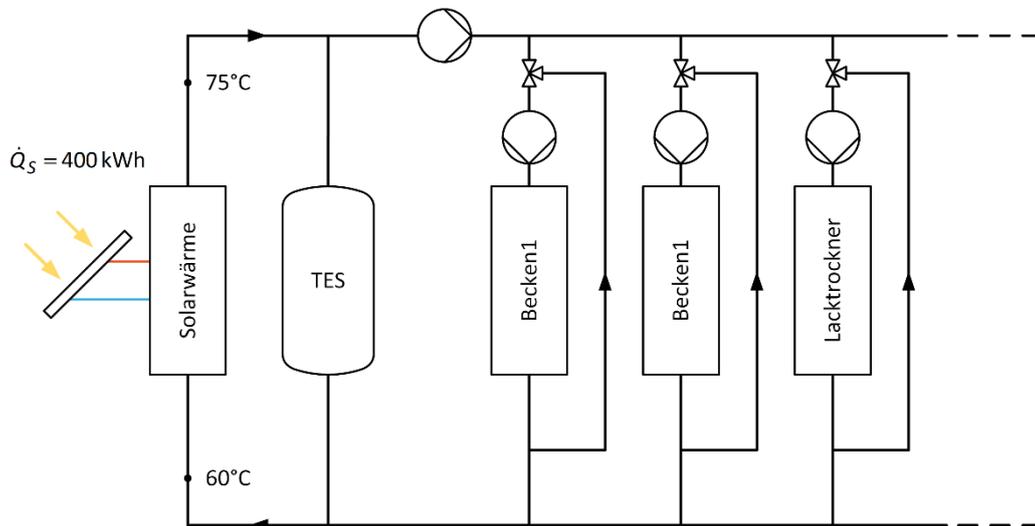


Abbildung 13: Schema einer korrekten Integration von Solarwärme.

Neben der Integration von modularen Solarthermie-Einheiten wurde auch die Integration einer Wärmepumpe (WP) in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage untersucht. Für die korrekte Integration einer WP werden ebenfalls die RCC verwendet. Die verschiedenen Ströme auf Quell- und Senkenseite müssen in einem Zwischenkreislauf zusammengefasst werden, wodurch sich der Temperaturhub der WP erhöht, jedoch die technische Umsetzbarkeit gewährleistet wird. Unter Berücksichtigung der einzelnen Betriebsfälle sowie den lokalen Gegebenheiten innerhalb des konkreten Unternehmens wird eine WP-Integration gemäss Abbildung 14 als technisch umsetzbar betrachtet. Das Schema zeigt das technische Grundkonzept für die WP-Integration für die maximale Leistung von $400 \text{ kW}_{\text{th}}$ gegeben aus den RCC.

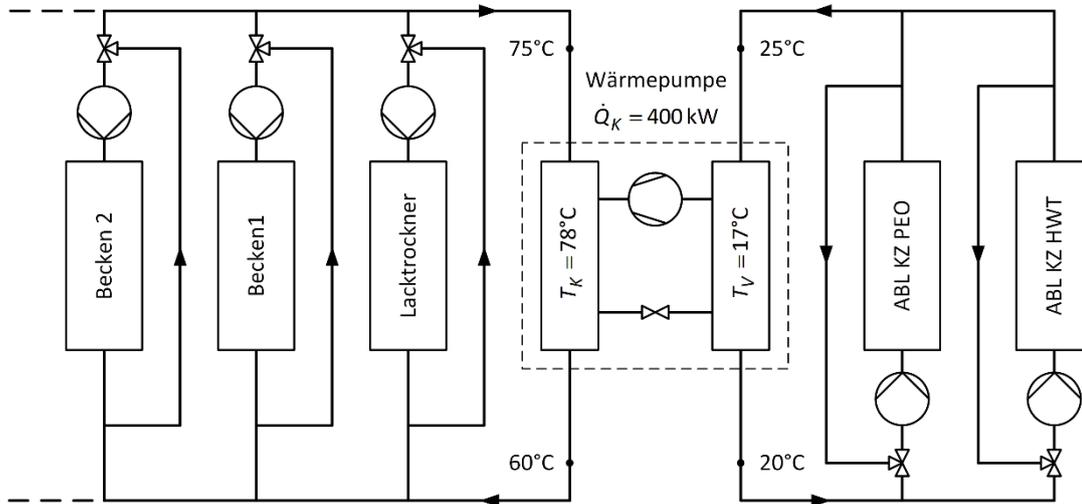


Abbildung 14: Schema zur korrekten Integration einer Wärmepumpe.

Anhand des Beispiels der Lackieranlage konnte aufgezeigt werden, wie aus einer PGA oder PA eine RCC entwickelt werden kann. Basierend auf der RCC und den bekannten Heiz- und Kühlanforderungen kann ein erstes Design für eine Solar- oder WP-Integration entwickelt werden. Ohne diese Informationen ist es schwierig das Potential korrekt einzuschätzen und geeignete Wärmesenken zu identifizieren.

b) nicht-kontinuierliche Prozesse (Batch-Prozesse)

Der Batch-Betrieb, auch Chargen- oder Satzbetrieb genannt, beschreibt einen Betrieb mit instationären Abläufen. Die Zustandsgrößen der Produkte sind somit, im Gegensatz zu der bis anhin betrachteten kontinuierlichen Betriebsweise, von der Zeit abhängig. Ein Batch-Arbeitsschritt befindet sich oft zwischen vorgeschalteten und nachgeschalteten semi-kontinuierlichen Arbeitsschritten. An jeder batch/semi-kontinuierlichen Schnittstelle dient ein Behälter (Pufferspeicher) für die Zwischenlagerung der Edukte/Produkte. Verglichen mit kontinuierlichen Prozessen muss für Batch-Prozesse neben der Temperatur auch die Zeit als zusätzliche Dimension betrachtet werden. Die Wärmeübertragung von Batch-Prozessen wird dadurch komplexer, eröffnet aber auch zusätzliche Freiheiten und somit Optimierungspotenziale.

Für **Batch-Prozesse** wird das Temperaturniveau der Solarintegration mit Hilfe der RCC ermittelt, diese wird jedoch mit dem Time Average Model (TAM) gebildet. Das heisst, die Heizbedürfnisse werden zeitunabhängig dargestellt (Abbildung 15). Mit diesem $T-H$ -Diagramm kann zwar das Temperaturniveau der Solarintegration definiert werden, jedoch nicht die Leistung, da diese für jeden Time Slice (TS) unterschiedlich ist (Abbildung 15). Um eine realistische Leistung für den solaren Wärmeeintrag zu finden, wird die mittlere Heizleistung über den gesamten Produktionszeitraum gebildet. Diese Annahme setzt die Verwendung eines Wärmespeichers voraus, damit die auftretenden Schwankungen geglättet werden können. Im Rahmen dieses Projekts wurde ein Batch-Prozess aus der Textilindustrie genauer analysiert.

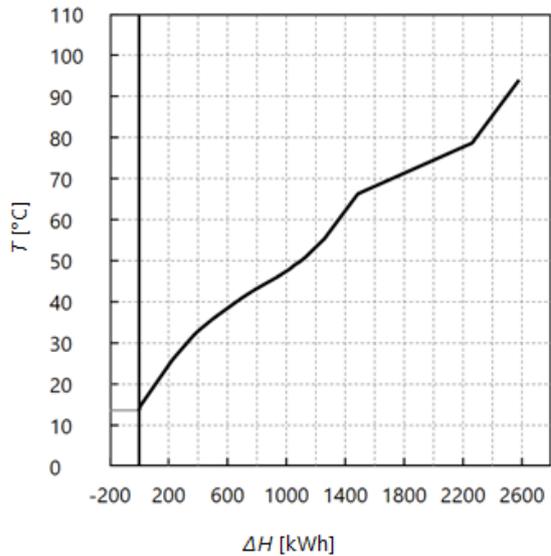


Abbildung 15: RCC gebildet mit den aufzuheizenden Strömen und nach Umsetzung der wirtschaftlichen EEM.

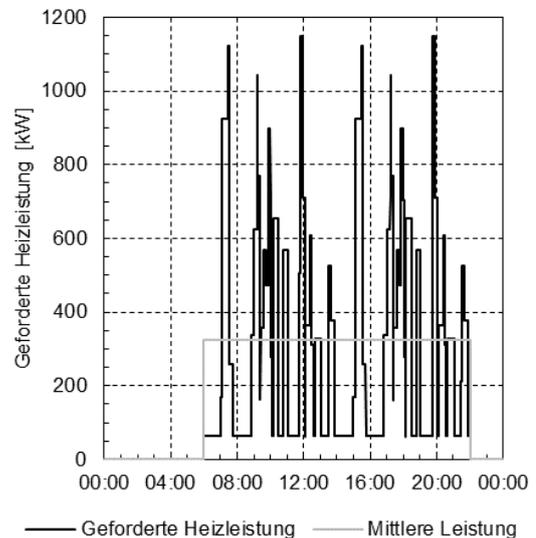


Abbildung 16: Tagesprofil eines diskontinuierlichen Prozesses (Batch) und gemittelte Heizleistung während der Produktionszeit aus der Textilindustrie. Das Beispiel zeigt einen Prozess mit zwei Batches pro Tag mit Startzeiten um 6:00 und 14:00.

c) Teilprozesse

Für die Identifikation von **Teilprozessen** und deren Wärmesenkenprofile wurde untersucht, ob es in den bereits betrachteten Unternehmen Teilprozesse gibt, welche sowohl unternehmensübergreifend als auch branchenübergreifend vorkommen und welcher Wärmebedarf bei diesen vorhanden sind. Es handelt sich dabei um Teilprozesse mit einem für solaren Wärmeeintrag günstigen Temperaturniveau. Es wurden vier verschiedene, als geeignet betrachtete, Teilprozesse eruiert. Die Teilprozesse und die zugehörigen Temperaturen und Wärmemengen sind in Tabelle 6 dargestellt. Weiter ist auch das zeitliche Auftreten der einzelnen Teilprozesse bekannt. Es hat sich gezeigt, dass die geforderte Heizleistung der Teilprozesse bei unterschiedlichen Unternehmen stark variieren, jedoch das Temperaturniveau in einem jederzeit für Solarthermie interessanten Bereich liegt. Dadurch ergibt sich das Potenzial für den solaren Wärmeeintrag auf Ebene Teilprozess.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Teilprozesse über alle Branchen betrachtet.

Teilprozess	Leistung	Prozesstemperatur	Wärmemenge
Aufheizen Trocknungsluft	45 – 205 kW	60 – 75 °C	172 – 738 MWh/a
Aufheizen Cleaning in Place (CIP)	9 – 92 kW	40 – 80 °C	20 – 552 MWh/a
Aufheizen Brauchwarmwasser	34 – 76 kW	60 – 70 °C	156 – 556 MWh/a
Aufheizen von Wasser für die Vorbehandlung bei der Beschichtung	124 – 319 kW	54 – 70 °C	403 – 1'424 MWh/a



2.3.2 Umfrage

Mithilfe des Fragebogens konnten in den Emmi Werken mehrere wiederkehrenden Prozesse identifiziert werden, welche für die Solarisierung in Frage kommen. Bei diesen Prozessen wurden ähnliche Produktionszeiten, Temperaturniveaus und saisonale Wärmeforderungen trotz der unterschiedlichen Nahrungsmittelerzeugnisse erkannt. Folgende Prozesse werden für die Einbindung von Solarenergie im weiteren Verlauf des Projektes detaillierter betrachtet:

- Reinigung
- Pasteurisierung Kurzzeiterhitzung
- Bebrütung
- Schmelzen
- Optional: Erwärmung Brauchwarmwasser (BWW)

Der produktspezifische Reinigungsprozess wurde von allen Umfrageteilnehmern als interessanter Prozess für die Einbindung von Solarenergie im Fragebogen aufgelistet und beschrieben. Des Weiteren wurden die Prozesse Pasteurisierung, Bebrütung und Schmelzen von jeweils zwei Unternehmen genannt. Die Erzeugung von Brauchwarmwasser wurde von vier Unternehmen als interessanter Prozess zur Einbindung von Solarwärme aufgelistet und wird im weiteren Projektverlauf als optionaler Wärmeabnehmer betrachtet, da die unabhängig von der Produktion ist.

2.4 Analyse und Auswertung

In diesem Projekt wurden insgesamt acht verschiedene PGA und PA aus vier verschiedenen Branchen untersucht. Die Prozesse stammen aus der Galvanik-, Lebensmittel-, Textil- und Lackierindustrie. Die jeweiligen RCCs sind mit Heizbedürfnissen abgebildet, welche theoretisch, aber nicht wirtschaftlich sinnvoll, mit WRG-Massnahmen gedeckt werden können [6] (Annex A). Die Tagesprofile in Kombination mit den involvierten Prozessströmen und dem geforderten Temperaturniveaus zeigen den konkrete Integrationspunkt für Solarenergie auf (Annex A).

Aus den untersuchten PGA und PA konnten auch verschiedene wiederkehrende und branchenübergreifende industrielle Teilprozesse identifiziert werden, welche für eine Integration von Solarthermie in Frage kommen. Folgende Teilprozesse werden für die Integration von Solarthermie als sinnvoll erachtet:

- Aufheizung Trocknungsluft
- Aufheizung Cleaning in Place (CIP)
- Aufheizung Brauchwarmwasser
- Aufheizung von Wasser für die Vorbehandlung bei der Beschichtung

(Das Aufheizen von Wasser für die Vorbehandlung bei der Beschichtung ist nicht branchenübergreifend, wird aber trotzdem für die spezifische Branche als geeignet betrachtet.)

Eine Wärmepumpe kann meist nur mit einer vorgängigen Pinch-Analyse korrekt in einen Industrieprozess integriert werden. Ein Fallbeispiel für eine Integration einer Wärmepumpe konnte erarbeitet und mit der Pinch-Methode bearbeitet werden. Resultate der Simulation der Wärmepumpe in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage werden in Kapitel 5.2 aufgezeigt.

Während der Bearbeitung des Projekts hat sich gezeigt, dass eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Integration von Solarthermie oder Wärmepumpe nicht ohne eine detaillierte Analyse der Prozessanforderungen möglich ist. Geeignete WRG-Massnahmen können somit identifiziert werden, wodurch das Potenzial für die Integration von Solarenergie deutlich präziser quantifiziert werden kann.



Validierung der Umfrage

Im Rahmen des Projekts wurden Fragebögen erstellt, um eine grobe Aufnahme der thermischen Energiebedürfnisse eines Industrieunternehmens zu ermitteln (Kapitel 2.2.2). Die Resultate wurden anhand des Standorts Emmi Langnau mit den Resultaten einer durchgeführten PGA auf Plausibilität geprüft. Dabei hat sich herausgestellt, dass der Fragebogen diverse Schwächen aufweist. Einerseits wurde durch den Fragebogen nur eine für Solarthermie interessante Heizanforderung eruiert, wobei bei der Pinch-Grobanalyse sieben verschiedene Heizanforderungen identifiziert wurden. Weiter zeigt sich, dass die Angaben im Fragebogen zur geforderten Heizleistung nicht den realen Bedürfnissen entsprechen. Dieses Erkenntnis kann am Standort Langnau mit den Heizbedürfnissen des CIP belegt werden. Gemäss dem ausgefüllten Fragebogen benötigt das CIP 465 kW Heizleistung auf einem Temperaturniveau von 85 °C. Zudem wurde angegeben, dass die Produktionsstunden jährlich ca. 4'000 Stunden betragen. In der PGA hat sich gezeigt, dass das CIP aus drei verschiedenen Heizbedürfnissen besteht: Säure erwärmen (63 kW, 80 °C), Lauge erwärmen (21 kW, 60 °C) und Spülwasser erwärmen (18 kW, 40 °C). Das ergibt in der Summe 102 kW Heizleistung auf drei verschiedenen Temperaturniveaus, welche alle tiefer sind als die Angabe im Fragebogen. Zudem zeigt die PGA, dass die Heizbedürfnisse des CIP jeweils nur am Abend vorhanden sind und das CIP nicht über die ganze Produktionszeit geheizt werden muss. Dieses Beispiel zeigt, dass beim Ausfüllen eines Fragebogens vielfach nicht die realen Heizbedürfnisse angegeben werden, sondern die maximal mögliche Heizanforderung eines Teilprozesses. Dadurch wird das Potenzial für die Integration von Solarthermie falsch eingeschätzt. Zudem zeigt sich, dass der Detaillierungsgrad mit einer PGA deutlich grösser ist als mit einem Fragebogen. Ein Auszug aus dem Vergleich der Resultate zwischen den Fragebögen und einer PGA für den Standort Emmi Langnau zeigt die nachfolgende Tabelle 7. Als Fazit muss die Idee eines Fragebogens für die Potenzialabschätzung für Solarenergie als ungeeignet betrachtet werden. Gleichzeitig hat sich auch gezeigt, dass eine Pinch-Grobanalyse nicht mit einem Fragebogen ersetzt werden kann und dass für eine korrekte Integration einer solaren Wärmebereitstellung eine vorgängige PGA nötig ist.

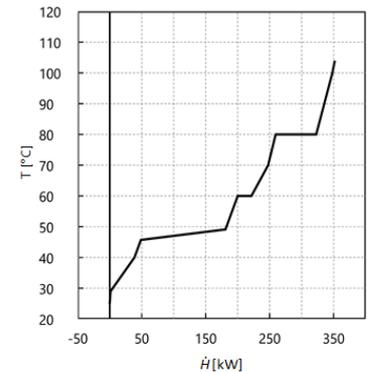
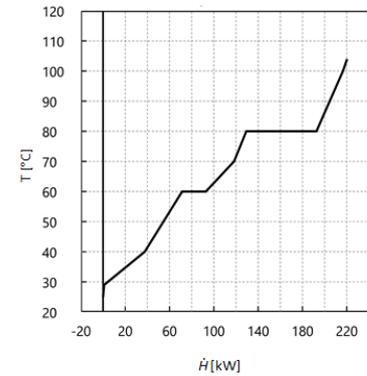
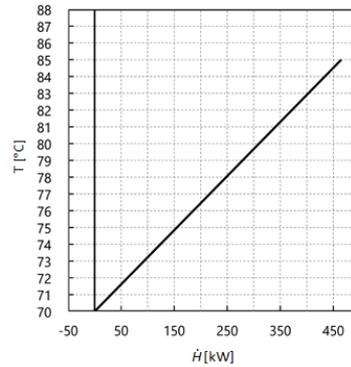
Tabelle 7: Vergleich der Resultate des Fragebogens und der Pinch-Grobanalyse am Standort Emmi Langnau.

	Fragebogen	Pinch-Grobanalyse
Betriebsfälle	1 Betriebsfall, 4'000 h/a	5 Betriebsfälle, insgesamt 2'800 h/a
Prozessströme (Heizleistung, Endtemperatur) <i>Bemerkung: Die angegebene Heizleistung bei der Pinch-Grobanalyse variiert, da es verschiedene Betriebsfälle gibt.</i>	CIP (465 kW, 85 °C) Brauchwarmwasser (0 kW, da mit WRG gedeckt) Schmelzen (k.A., >130 °C)	CIP: Erwärmung Säure (63 kW, 80 °C) CIP: Erwärmung Lauge (21 kW, 60 °C) CIP: Erwärmung Spülwasser (18 kW, 40 °C) Erwärmung Osmosewasser (27 – 54 kW, 104 °C) Vorwärmung Verbrennungsluft (16 – 28 kW, 100 °C) Erwärmung Kondensatrücklauf (1 – 5 kW, 104 °C) Gebäudeheizung (101 – 127 kW, 50 °C)
Wärmemenge pro Jahr auf einem für Solarthermie interessanten Temperaturniveau	1'860 MWh/a	684 MWh/a



Wärmebedürfnisse graphisch dargestellt (RCC)

Für die Pinch-Grobanalyse werden exemplarisch die Betriebsfälle Sommer (oben) und Winter (unten) dargestellt.



Die Auswertung der bereits erwähnten Fragebögen zu Industrieprozessen hat gezeigt, dass der Detaillierungsgrad zu klein ist, um brauchbare Erkenntnisse für eine Integration von Solarwärme oder für eine PGA abzuleiten. Vielfach fehlt der befragten Person das nötige Vorwissen, um die relevanten Informationen zu erfassen. Das konkrete Beispiel in Tabelle 7 zeigt, dass das Potenzial für die Integration von Solarthermie mit dem Fragebogen um den Faktor drei zu gross angenommen wird. Eine allfällige Solarthermie-Anlage würde dadurch deutlich überdimensioniert werden. Als Fazit kann zusammengefasst werden, dass ein Fragebogen zwar für eine erste Grobeinschätzung des Unternehmens hilfreich ist, aber für die Potenzialabschätzung zur Integration von Solarthermie ungeeignet ist und dass eine PGA nicht mit einem Fragebogen ersetzt werden kann. Deshalb wird vorgeschlagen den Fragebogen bei Kontaktaufnahme des Unternehmens für eine erste Einschätzung zu nutzen und dann eine PGA durchzuführen.



3 Energetische Simulation und Industriebetriebe

Im Kapitel 3.1 wird beschrieben, aufgrund welcher Daten die dynamischen Simulationsmodelle erstellt wurden und wie die einzelnen Prozesse abstrahiert und vereinfacht wurden. In 3.2 wird beschreiben, wie die gesamten Systeme erstellt und untersucht wurden und welche Technologien bzw. Technologiekombinationen miteinander verglichen wurden. In 3.3 werden die energetischen Auswertungsmethoden und Grössen erklärt.

3.1 Beschreibung Simulationsmodelle: Betriebe und Prozesse

Für die Simulation von den Prozessen und Unternehmen wurde die Polysun Software genutzt, da diese benutzerfreundlich ist und dynamische Simulationen erlaubt. Zu den Prozessen (Abschnitt 2.4) der untersuchten Unternehmen aus den vorhandenen Pinch-Analysen der HSLU sowie den Fragebögen wurden eigene Polysun-Templates erstellt (Abschnitt 3.2.1). Um die Simulationszeit gering zu halten, wurde die Prozessanzahl pro Unternehmen auf maximal vier Stück zusammengefasst. In Tabelle 8 wurden die Unternehmen (anonymisiert) mit der Anzahl real geeigneter Prozesse aus der Analyse, den zusammengefassten Simulationsprozessen sowie die verfügbaren Wärmespeicher im Versorgungsnetz oder beim Prozess übersichtlich aufgelistet.

Tabelle 8: Auflistung der Anzahl für Solarthermie geeigneten Prozesse der jeweiligen Betriebe und die zur Vereinfachung daraus zusammengefassten simulierten Prozesse. Zusätzlich ist die jeweilige Anzahl Wärmespeicher im Versorgungsnetz und im Prozess angegeben.

Betrieb Nr.	Anzahl geeigneter Prozesse	Anzahl Simulationsprozesse	Anzahl Wärmespeicher Versorgungsnetz	Anzahl Wärmespeicher im Prozess
1	4	4	0	1
2	3	3	0	0
3	1	1	0	1
4	4	4	0	0
5	1	1	0	1
6	7	3	0	3
7	7	4	0	3
8	1	1	0	1
9	18	4	0	0
10	9	4	0	0
11	2	2	1	0

Der unterschiedliche Aufbau der Templates wurde am Beispiel der beiden Betrieben 4 und 6 in Abbildung 17 und Abbildung 18 grafisch dargestellt.

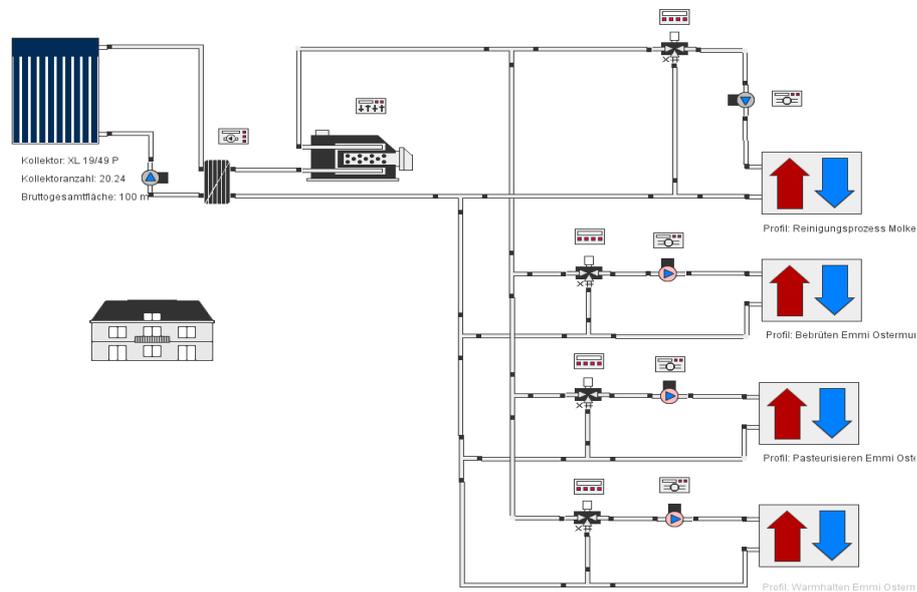


Abbildung 17 Polysun-Template mit vier Simulationsprozessen (Wärmesenken) ohne Wärmespeichermöglichkeit in den Prozessen. Der Primärkreislauf (links oben) ist aktiv, wenn die solare Wärme den Kreislauf über die Rücklauftemperatur der Prozesse anheben kann. Ein Gasbrenner erhitzt die Flüssigkeit seriell nach der Solarthermie auf Netztemperatur. Auf Sekundärseite werden die gewünschten Temperaturniveaus mit Rücklaufbeimischung erreicht. Ganz rechts sind die Wärmesenken abgebildet, die bei konstantem Durchfluss dem Solarthermie- und Gasbrennersystem dem Wärmeprofil entsprechend Wärme entziehen.

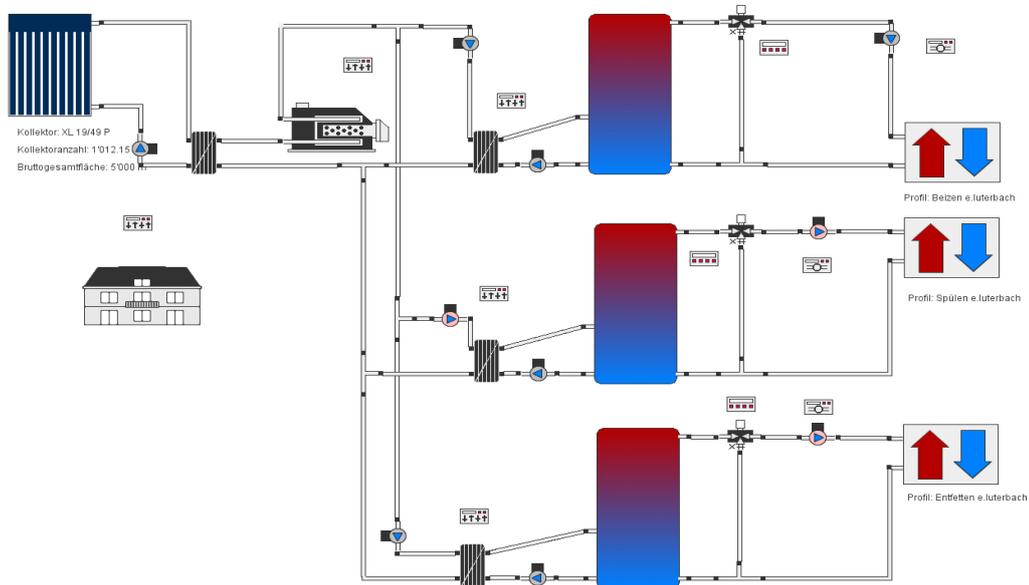


Abbildung 18 Polysun-Template mit drei Simulationsprozessen (Wärmesenken) mit Wärmespeichermöglichkeit in den Prozessen. Der Primärkreislauf (links oben) ist aktiv, wenn die solare Wärme den Kreislauf über die Rücklauftemperatur der Prozesse anheben kann. Die Speichertanks werden hier als träge Wärmemedien verwendet, die auf- oder über der gewünschten Prozessstemperatur gehalten werden. Sekundärseitig werden die gewünschten Temperaturniveaus mit Rücklaufbeimischung erreicht. Ganz rechts sind die Wärmesenken abgebildet, die bei konstantem Durchfluss dem System dem Wärmeprofil entsprechend Wärme entziehen.

Insgesamt wurden Simulationen für elf Betriebe aus dem Nahrungsmittel-, Lackier-, Galvanik- und Textilsektor mit unterschiedlichem Energiebedarf und benötigter Prozessstemperatur durchgeführt.

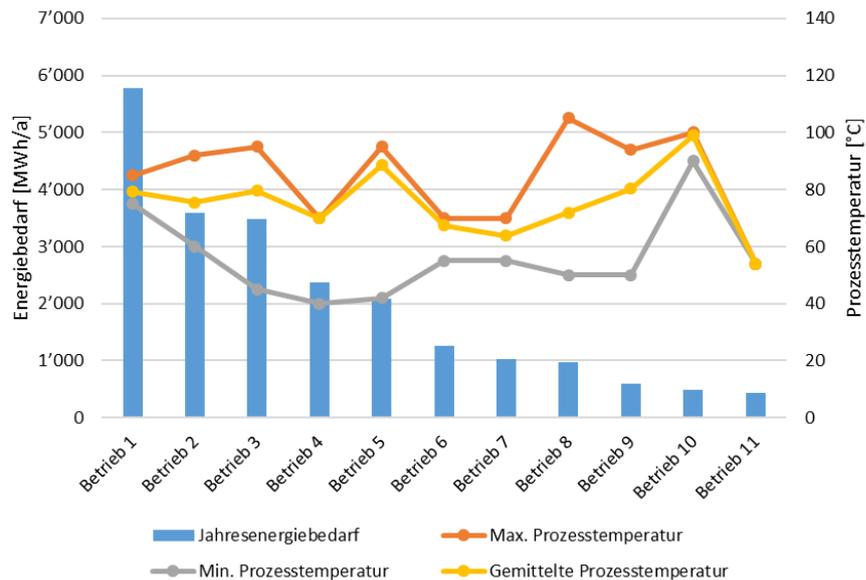


Abbildung 19 Zusammenfassung des durch Solarwärme deckbaren jährlichen Energiebedarfs auf der linken Ordinate und der benötigten Prozesstemperatur auf der rechten Ordinate für die untersuchten Unternehmen.

Der für Solarwärme geeignete Energiebedarf der untersuchten Unternehmen in Abbildung 19 geht von 434 MWh/a in Betrieb 11 bis zu 5'773 MWh/a in Betrieb 1. Die Prozesstemperaturen in Abbildung 19 veranschaulichen jeweils die höchste und tiefste geforderte Prozesstemperatur der unterschiedlichen Prozesse jedes Unternehmens, während die gewichteten Prozesstemperaturen das Verhältnis des Energiebedarfs auf den unterschiedlichen Prozesstemperaturniveaus in diesen Unternehmen darstellt. Diese liegen zwischen 105 °C und 54 °C.

Aus der Auswertung der durchgeführten Befragung in sechs Molkerei-Betrieben sowie der Identifikation von Wärmesenke in der Nahrungsmittelindustrie aus der HSLU Datenbank resultierten die folgenden Prozesse, die in verschiedenen Industriebetrieben mit gleichem/ähnlichen Profil wiederkehrend zu finden sind

- Reinigung
- Pasteurisieren Kurzeiterhitzung
- Bebrüten

Der Prozess Reinigung kann zwischen vier Unternehmen verglichen werden, während der Prozess Pasteurisieren drei Mal in zwei Unternehmen vorhanden ist und der Bebrütungsprozess ebenfalls in zwei Unternehmen eingesetzt wird. Die einzelnen Prozesse weisen eine vergleichbare Temperaturanforderung und Prozesslaufzeit auf, unterscheiden sich aber in der benötigten Prozessleistung aufgrund der Produktionsmenge.

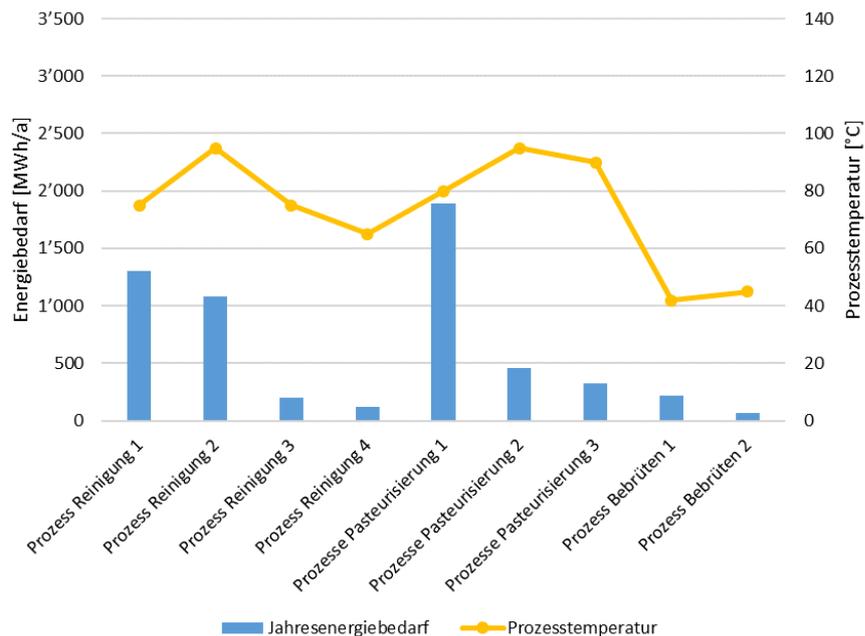


Abbildung 20: Zusammenfassung des durch Solarwärme deckbaren jährlichen Energiebedarfs auf der linken Ordinate und der benötigten Prozesstemperatur auf der rechten Ordinate für die untersuchten Teilprozesse.

Der für Solarwärme geeignete Energiebedarf der Prozesse in Abbildung 20 geht von 70 MWh/a beim Bebrütungsprozess 2 bis zu 1'892 MWh/a beim Pasteurisierungsprozess 1. Die geforderten Prozesstemperaturen liegen für den Reinigungsprozess zwischen 95 °C und 65 °C, für den Pasteurisierungsprozess zwischen 95 °C und 80 °C und für den Bebrütungsprozess zwischen 45 °C und 42 °C.

3.2 Simulationsmodelle

3.2.1 Wärmesenke und Wärmequelle (Billy-Einheiten)

Wärmesenken: Prozessseite, Profil-Creator

Zur Simulation der Wärmesenken in den untersuchten Unternehmen wurden für die Simulationsprozesse in der Software Profile mit den Prozessdaten aus den Pinch-Analysen oder den Fragebögen hinterlegt. Diese Profile bestehen aus den benötigten Heizleistungen, Temperaturen und Laufzeiten der Prozesse. Bei der Simulation solcher Wärmelasten sind in Polysun kaum Grenzen gesetzt, was aber mit steigendem Detaillierungsgrad der abgebildeten Wärmelast auch ein gewisses Know-how im Umgang mit den Eingabemasken erfordert. Dieses erforderliche Know-how für die Simulation von individuellen Wärmesenken konnte mit einem einfachen Excel-Tool, dem Polysun Profile Creator, im Rahmen des Projektes erleichtert werden.

Die Definition einer Wärmesenke im Polysun erfordert die Eingabe der Parameter Volumenstrom, Wärmeleistung, Ein- und Auslasstemperatur. Wird die simulierte Wärmesenke über den Simulationszeitraum konstant betrieben, können diese Eingaben in der Eingabemaske der Wärmesenke einfach definiert werden. Sobald ein detaillierter Prozess für genauere Komponentenauslegungen oder Simulationsresultate mit variierender Wärmeleistung in Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung simuliert werden soll, muss auf vom Benutzer zu definierende Lastprofile zurückgegriffen werden. Die Definition dieser Lastprofile als CSV-Dateien gewinnen an Komplexität, wenn die Wärmesenke unterschiedliche saiso-



nale Wärmelasten (Sommer / Winter) sowie Produktionsunterbrüchen an bestimmten Wochentagen oder Montanen aufweisen. Aus diesem Grund wurde für die Erstellung dieser detaillierten Lastprofile das Polysun Profil Creator Tool vom SPF in Zusammenarbeit mit Velasolaris entwickelt. Das einfache Tool ermöglicht es Polysun -Neulingen wie auch -Experten detaillierte Lastprofile für die Simulation schnell aufzubereiten und als CSV-Datei zu exportieren. Die Eingabeoberfläche des Excel-Tools ist in Abbildung 21 abgebildet.

POLYSUN PROFIL CREATOR

INSTITUT FÜR SOLARTECHNIK

ENERGIEKENNDATEN

Energie- oder Leistungsbedarf der Energiesenke/quelle
Wählen Sie die Einheit für den Energie- oder Leistungsbedarf aus der Dropdown-Liste
 Schreiben sie die konstante Leistung oder den Jahresenergiebedarf in das grüne Feld.

500 MWh/Jahr

Temperaturen Energiesenke/quelle
Schreiben sie die Ein- und Auslasstemperatur in die grünen Felder

Einlasstemp.
80 °C

Auslasstemp.
60 °C

LAUFZEIT DES PROFILS

Unterbrechungen der Laufzeit im Monatsprofil
Wählen Sie die Anzahl Wochen ohne Betrieb für das Energiesenken-/quellenprofil pro Monat aus den
 Dropdown-Listen. Die reduzierte Laufzeit wird im Profil immer zu Monatsbeginn verbucht (4 Wo. = ganzer Monat).

Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
keine											

Laufzeit im Tagesprofil
Wählen Sie die Laufzeitstunden des Profils in den Dropdown-Listen

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>																		

Laufzeit im Wochenprofil
Kreuzen Sie die Boxen der Produktionstage an
 (Ja = Produktionstag, Nein = kein Produktionstag)

Mo.	Di.	Mi.	Do.	Fr.	Sa.	So.
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				

ENERGIEBEDARF DES PROFILS

Energiebedarf nach Jahreszeit
Schreiben Sie den Energiebedarf nach Saison (Jahr = 100 %) in die grünen Felder.

Winter	Frühling	Sommer	Herbst
25.0%	25.0%	25.0%	25.0%

Heizleistungsverteilung des Prozesses pro Tag
Die Beispielveilteilung (rot) verteilt den Energiebedarf gleichmässig auf die gewählte Produktionsstunden.
 In die grünen Feldern können abweichende Werte von der roten Beispielveilteilung eingetragen.

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	%
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	70.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	%
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	70.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	%

Abbildung 21: Screenshot der Eingabemaske des Polysun Profile Creators.

Das Excel Tool ermöglicht die Eingabe des Wärmeverbrauchs als konstante Leistung mit Angabe zur Profillaufzeit über die Monate, Tage und Stunden oder als Energiemenge mit zusätzlicher Variationsmöglichkeit der Energiemenge nach Saisonalität und nach Heizleistungsverteilung pro Tag. Nach der abschliessenden Eingabe der Ein- und Auslasstemperatur kann in einem zweiten Excel-Tabellenblatt das definierte Profil als CSV-Datei exportiert werden. Das Tool bietet dabei die Möglichkeit den Export für die Polysun Simulationsbausteine Energiesenke/quelle oder Warmwasserbezug durchzuführen, was dem Nutzer weiterhin die Wahl seines bevorzugten Simulationsbausteins für Energiesenken offenlässt.

Wärmequelle: BillyEinheit

Die betrachtete modulare BillySolar Einheit, bestehend aus Kollektorfeld und Wärmespeicher, hat zum Ziel den Aufwand für genaue Detailanalysen von Unternehmen sowie den Planungsaufwand einer Solarthermie Anlage zu reduzieren und so Investitionskosten zu senken. Unter Berücksichtigung der niedrigsten Wärmepreise in den untersuchten Betrieben und Teilprozessen wurden drei Verhältnisse zwischen Kollektorfläche und Speichervolumen abgeleitet, welche für die Entwicklung der modularen Einheit untersucht werden. Die untersuchten Einheitsgrössen sind 100 m²/ 0 m³, 100 m²/ 5 m³ und 100 m²/ 10 m³ (Kollektorfläche/Speichervolumen). Für den Vergleich der niedrigsten Wärmepreise mit Parametervariation (Fläche/Volumen) mit den Wärmepreisen unter Anwendung der drei Moduleinheiten wird bei den Betrieben und Teilprozessen mit einem Kollektorfeld grösser gleich 500 m² die Kollektorfläche übernommen und das Speichervolumen gemäss dem Verhältnis der Moduleinheit ausgelegt.



3.2.2 Solarthermische Kollektoren (ST)

Nach Zusammenstellung der Templates und Profile wurde für jedes Unternehmen eine Parameterstudie zu den Parametern Kolleorttechnologien, Kollektorfeldflächen und zusätzliche Wärmespeichervolumen durchgeführt. In Tabelle 9 sind die verwendeten Parametervariationen aufgelistet, welche für die Simulationsstudie in sämtlichen Zusammensetzungen für jedes Unternehmen simuliert wurden.

Tabelle 9: Auflistung der Parametervariation der Simulationsmodelle mit Anzahl der simulierten Prozesse (Wärmesenken) und Wärmespeicher

Kolleorttechnologien	Kollektorfeldflächen	Zusätzliches Wärmespeichervolumen
Flachkollektor (Polysun Katalog-Nr. 4)	100 m ²	0
Vakuumröhrenkollektor (Polysun Katalog-Nr. 16429)	500 m ²	10 m ³
Vakuumflachkollektor (Polysun Katalog-Nr. 16617)	1'000 m ²	50 m ³
	5'000 m ²	100 m ³

Neben den Simulationen des Solarwärmeertrages der Unternehmen mit mehreren Prozessen wurden auch Simulationen für einzelne Prozesse durchgeführt. Für die Durchführung der Parameterstudie gemäss Zusammensetzung aus Tabelle 9, wurde für die Ertragssimulation der einzelnen Prozesse ein Polysun Template mit einer Wärmesenke gemäss Abbildung 22 verwendet.

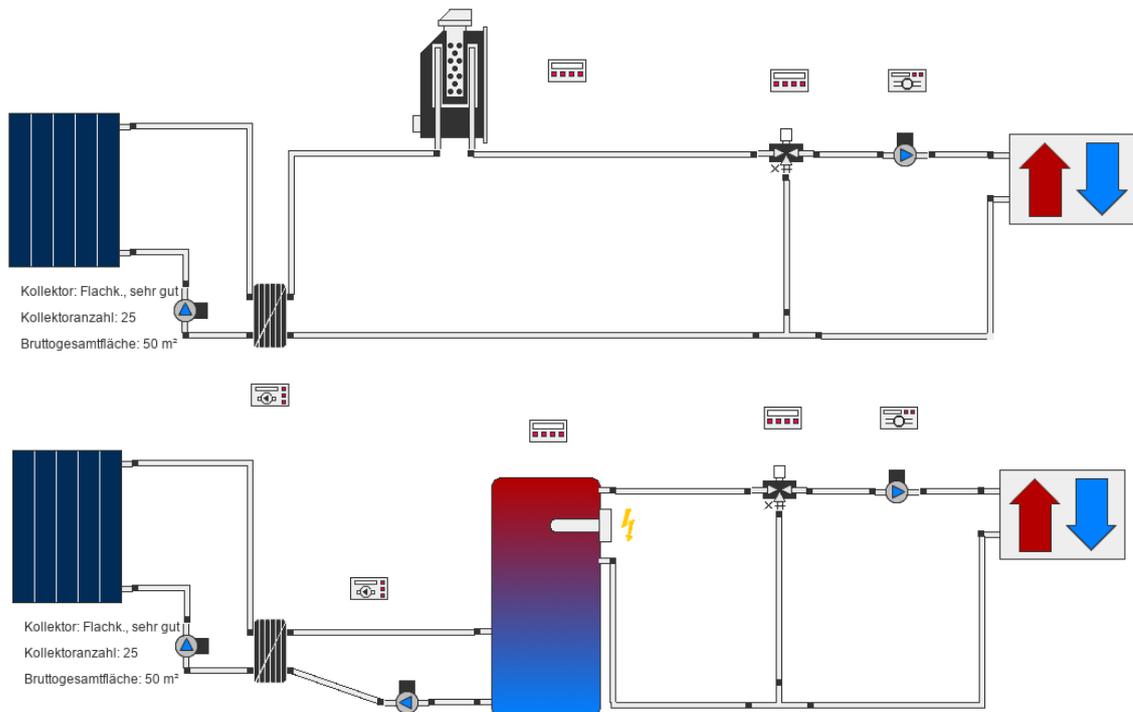


Abbildung 22: Polysun Template zur Simulation von Einzelprozessen ohne Wärmespeichervolumen im Prozess (Grafik oben) und mit Wärmespeichervolumen im Prozess (Grafik unten).



3.2.3 Wärmepumpenkombination mit Solarthermie (WP+ST)

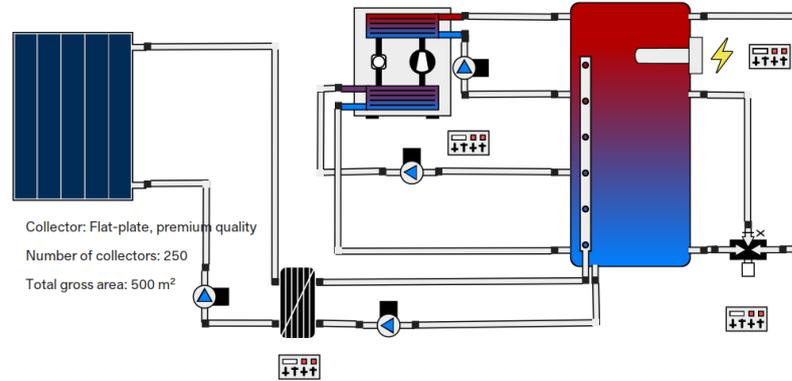
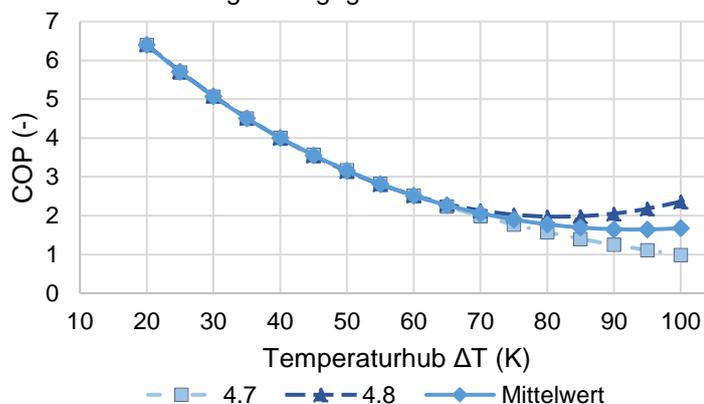


Abbildung 23: Polysun Hydraulik der Kombination Solarthermie mit einer Wärmepumpe. Die Prozessseite ist gleich wie in Abbildung 18.

Als mögliche Technologiekombination wurde die Verwendung einer fiktiven Wärmepumpe mit 105 kW Leistung zusätzlich zur Solarthermie untersucht. Die verwendete Hydraulik ist in Abbildung 23 abgebildet, die Wärmepumpe rein durch den unten stehenden Coefficient of Performance (COP) charakterisiert. Die WP bleibt ausgeschaltet solange die Solarthermie genügend Wärme liefert. Wenn die Speichertemperatur im oberen Drittel unter das gewünschte Niveau fällt, beginnt die Wärmepumpe zu arbeiten. Sie nutzt den unteren Teil des Schichtspeichers als Wärmequelle und bedient damit den oberen Teil des Speichers. Wenn die Temperatur der Solarthermie höher als die durch die Wärmepumpe abgekühlte untere Hälfte des Speichers ist, erwärmt die ST mittels Schichtlanze den unteren Teil des Speichers auf einem tieferen Temperaturniveau. Wärmepumpe und ST arbeiten somit in dieser Situation seriell. Bei zu tiefen Temperaturen des unteren Speicherbereichs ($<10\text{ °C}$) schaltet die WP aus und der elektrische Heizstab liefert die benötigte Wärme. Der Rücklauf des Prozesses wird je nach Tanktemperatur unten oder bei 2/3 der Höhe eingeleitet. Diese Simulationen wurden mit Daten von Betrieb 6 in mit Flachkollektoren und für Betrieb 8 mit Flachkollektoren, Vakuumröhren- und Vakuumflachkollektoren erstellt.

Der verwendete COP, d.h. das Verhältnis der geförderten Wärme zum benötigten Strom, basiert auf Näherungswerten einer noch unveröffentlichten Studie der Universität von Kassel [12] und wurde als Mittelwert zwischen deren zwei dort verwendeten Varianten 4.7 und 4.8 berechnet. Er ist als Formel und Kurve in Abbildung 24 angegeben.



Methode	4.7	4.8
$COP =$	$a \cdot e^{b \cdot \Delta T}$	$a \cdot \Delta T^2 + b \cdot \Delta T + c$
a	10.2	0.00116
b	-0.0233	-0.19
c	9.75	

Abbildung 24: Coefficient of Performance (COP) der simulierten Wärmepumpe. Da die Näherungen ab $\Delta T = 75\text{ K}$ an Genauigkeit abnehmen, wurde der Mittelwert der Näherungsformeln "4.7" und "4.8" verwendet [12].



3.2.4 Fernwärme und Solarthermie (FW+ST)

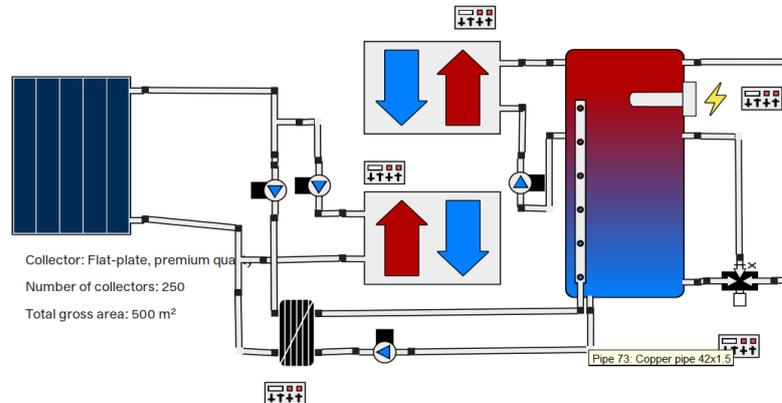


Abbildung 25: Polysun Hydraulik der Kombination Solarthermie mit Fernwärmeanschluss. Die Prozessseite ist gleich wie in Abbildung 18.

Als weitere Technologiekombination wurde die Verbindung von einem Fernwärmenetz und Solarthermie betrachtet. Die Fragestellung lautete: Was geschieht, wenn überschüssige Wärme wie Strom in ein Wärmenetz exportiert werden könnte? Dazu wurde eine beliebig grosse Wärmesenke an den Solar-Kreislauf angeschlossen, die Wärme absorbiert, wenn der Speicher komplett bei 120 °C gefüllt ist. Andererseits wurde ebenfalls eine 500 kW Wärmequelle an den Tank angeschlossen, der benötigte Wärme bei 80 °C liefert, wenn diese nicht von der Solarthermie abgedeckt werden kann. In einer Parameterstudie wurden Flachkollektoren zu denselben Bedingungen für Betrieb 6 simuliert wie in 3.2.2 beschreiben.

3.2.5 Photovoltaik und Wärmepumpe (PV+WP)

Mit dem Ziel, einen wirtschaftlichen und technischen Vergleich zu den Solarthermie-Varianten erstellen zu können, wurde am Beispiel von Betrieb 6 die Kombination Photovoltaik und Wärmepumpen (PV+WP) betrachtet. Der Betrieb 6 wurde hier gewählt, weil bei diesem Betrieb die solarthermischen Gestehungskosten in einer ähnlichen Grössenordnung sind wie die Ist-Wärmepreise. Weiterhin besitzt diese Firma Abwärme bei einer Temperatur von 25 °C und 532 kW Leistung, welche als Niedertemperaturquelle während Produktionstagen von 6 – 22 Uhr nutzbar ist. Diese Abwärmequelle kann hier als Quelle für die Wärmepumpe genutzt werden, die so nur einen Temperaturhub von $\Delta T = 40$ K verrichten muss. Im Simulationstemplate wurden die thermischen Kollektoren durch PV Module ersetzt. Dabei blieb die Gesamtkollektorfläche, Ausrichtung, Aufstellort und Wetterdaten unverändert bzw. wurde analog zur Solarthermie variiert. Die gewählten PV Module zeigten eine Leistung von 0.21 kWp/m². Alle weiteren Einstellungen und Annahmen der Simulation wie z.B. Lastprofile, Speicher und Pumpendimensionierung, Pumpensteuerung etc. wurden unverändert von der Simulation, wie in 3.2.2. beschrieben, übernommen.

Da die Effizienz (COP) einer Wärmepumpe stark von der Grösse des Temperaturhubs abhängt, wurde zusätzlich der Einfluss unterschiedlicher Quell- und Zieltemperaturen simuliert. Dazu wurde die Variante mit 1000 m² PV-Feldgrösse und 10 m³ Speichergrösse gewählt, und die Temperaturen jeweils angepasst. So wurden Quelltemperaturen von 5, 15, 25 und 35 °C und Zieltemperaturen von 90, 100, 110 und 130 °C simuliert, wobei die übertragenen Wärmemengen nicht verändert wurden. Aus den gewonnenen Daten wurden ebenfalls die Gestehungskosten berechnet, die unter Abschnitt 3.3.3 angegeben werden.



Da das Vorhandensein einer Abwärmequelle bei relativ tiefen Temperaturen ideale Bedingungen für Wärmepumpen darstellen, wurden auch Varianten ohne Abwärmequelle simuliert. Dazu wurde Umgebungsluft als Wärmequelle mit einer Luft-Wasser Wärmepumpe genutzt. Die Aussentemperaturen entsprachen dabei den Wetterdaten am Standort Rapperswil.

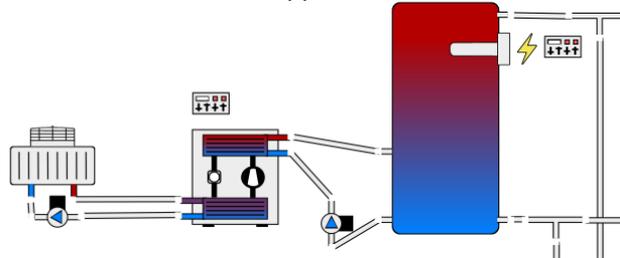


Abbildung 26: Luft/Wasser Wärmetauscher mit Wärmepumpe und Speichereinheit als Schema aus der Polysun-Simulation.

3.3 Auswertungsmethoden

3.3.1 Solarer Deckungsgrad

Als Solarer Deckungsgrad wird das Verhältnis zwischen der nutzbaren solar gewonnenen Wärme zum Gesamtwärmebedarf des betrachteten Prozesses bezeichnet.

3.3.2 Autarkiegrad und CO₂-Belastung PV-WP & ST-FW

Bei der Kombination PV+WP ist der Wärmeertrag durch Solarenergie nicht mehr eindeutig, da der COP der WP von der Quelltemperatur, d.h. von der Aussentemperatur abhängt. Damit trotzdem eine Vergleichbarkeit mit der Solarthermie vorhanden ist, wurde der Autarkiegrad eingeführt. Er beschreibt das Verhältnis zwischen dem von der PV zum direkten Eigenverbrauch produzierten Strom und dem gesamthaft benötigten Strom. Der ins Netz exportierte Strom wird dabei nicht berücksichtigt. Analog wird dies bei der Fernwärmekombination behandelt: hier bezeichnet der Autarkiegrad das Verhältnis zwischen der zum Eigenverbrauch produzierten Wärme und der gesamthaft benötigten Wärme.

Damit die Umweltbelastung des PV-WP Systems genau abgeschätzt werden kann, wurde die CO₂-Belastung der verbrauchten Strommenge nach [13] als Stundendaten mit der CO₂-Belastung des Schweizer Verbraucherstrommixes im Jahresverlauf multipliziert. Da diese Daten nicht mehr dem aktuellen Stand entsprechen, wurden die Einzelwerte linear an die aktuellen Jahresmittelwerte von 100.8 kgCO_{2eq}/MWh des Verbraucherstrommixes der Schweiz angepasst [14].

Zur Ermittlung des Deckungsgrades wurde das Stromnetz als immer verfügbarer Speicher angesehen. So bezeichnet hier der *netto Deckungsgrad* das Verhältnis zwischen der gesamthaft durch die PV produzierte Strommenge und der gesamthaft von der WP konsumierten Strommenge.



4 Ökonomische Beschreibung Technologie

4.1 Vorgehen

Die Kosten einer solaren Prozesswärmanlage variieren stark in Abhängigkeit von der Kollektortechnologie, dem Integrationskonzept, der Anlagengrösse und eventueller ergänzender Technologien. Generell gilt, je grösser die Anlage desto geringer die Kosten pro m². Die Gesamtkosten einer solarthermischen Anlage setzen sich üblicherweise zusammen aus

- Kosten für Solarfeld (z.B. Kollektoren, Pumpe, Verrohrung, Expansionsgefäss, Aufständering)
- Kosten für die Integration (z.B. Speicher, Anschlüsse, Wärmetauscher)
- Personalkosten (z.B. Planung, Montage, Inbetriebnahme, Unterhalt)

Die Kostenabschätzung basieren auf existierenden Studien zu Grossanlagen und Prozesswärmanlagen und sind in Tabelle 11 übersichtlich aufgeführt. Mithilfe der Kostenfunktionen und der simulierten Solarwärmeerträge aus der Simulationsstudie wurden die solare Wärmegestehungskosten ermittelt. Zur Berechnung des solaren Wärmepreises wurde die Definition des Wärmepreises nach IEA SHC Task 54 in Formel 1 verwendet:

Formel 1: Berechnung solarer Wärmepreis in CHF/MWh.

$$\text{Solarer Wärmepreis} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \text{ in CHF/MWh}$$

I_0 = Investitionskosten in CHF

r = Zinssatz in %

C_t = Jährliche Betriebskosten in CHF

t = Betrachtungszeitraum in Jahren, $t = 1..T$

E_t = Jährlicher Solarwärmeertrag in MWh

Für die Ermittlung der BillySolar- Einheiten wurde Betriebskosten nicht berücksichtigt, d.h. die Resultate in 5.1 enthalten keine Betriebskosten. Für die restlichen Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden diese auf 1 % der Investitionskosten festgelegt. Der Kapital-Zinssatz wurde auf 3 % festgesetzt. Als Betrachtungszeitraum wurde die erwartete Lebensdauer einer Solaranlage von 25 Jahren festgelegt.



4.1.1 Kosten Solarthermiekollektoren

Kostendaten für die Installation von Kollektoren wurden von existierenden Studien übernommen. In der vom SPF Institut erstellten Studie "Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen" wurden Kostenbandbreiten für Vakuumröhren- und Flachkollektoren anhand von Offerenten und der SHIP Datenbank (www.ship-plants.info) eruiert. Zusätzlich wurden die Ergebnisse mit einer deutschen Studie der Uni Kassel verglichen [3]. Die Verteilung der Gesamtkosten von Grossanlagen wird in Abbildung 27 dargestellt.

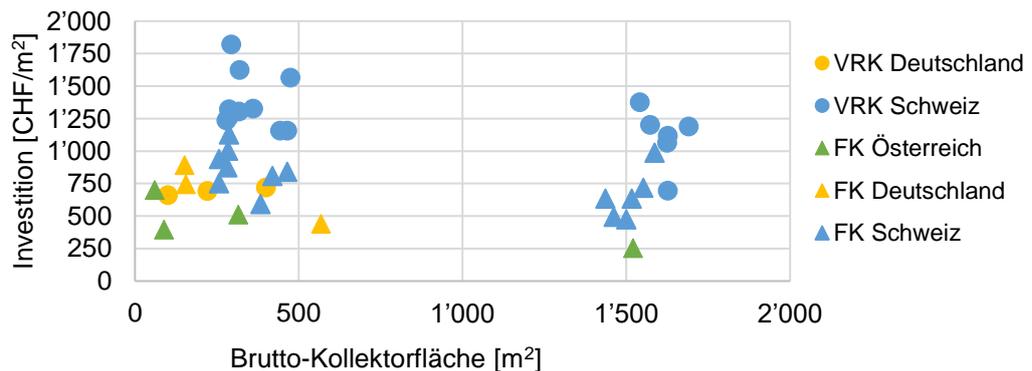


Abbildung 27: Investitionskosten konventionelle Kolleorttechnologien. Darstellung der Gesamtkosten für unterschiedliche Technologien und Anbieter und Anlagengrössen. VRK: Vakuumröhrenkollektoren, FK: Flachkollektoren (Daten aus [15]).

Für die Auslegung der optimalen Solarthermie-Anlage für die unterschiedlichen Unternehmen und Prozesse spielen neben dem Solarwärmeertrag die Anlagenkosten eine entscheidende Rolle. Die optimale Anlage vereint die wirtschaftlichste Kombination aus Kollektorfeldgrösse und Speichervolumen mit den niedrigsten Anlagenkosten. Die verwendeten Anlagenkosten (I_{FP} in Tabelle 11) beziehen sich auf eine einfache Flachdach-Solaranlage und beinhalten sämtliche Komponenten im Kollektorkreis (Kollektor, Aufständering, Leitungen, Pumpen, Wärmetauscher, Zubehör) bis zum Wärmetauscher für die Wärmeübertragung vom Solarkreis in den Wärmeversorgungskreis des Betriebs sowie die Montage. Zur Definition der Anlagenkosten in Abhängigkeit von Kolleorttechnologie und Speichervolumen wurden unterschiedliche Kostenfunktionen verwendet. Die definierten Kostenfunktionen für die unterschiedlichen Kolleorttechnologien basieren auf Offerenten für Grossanlagen aus diversen Forschungsprojekten und für die Wärmespeicher auf Preislisten von Herstellern [16] [17]. Die im Projekt verwendeten Kostenfunktionen zur Berechnung der Anlagenkosten für die untersuchten Unternehmen und Teilprozesse sind in der nachfolgenden Abbildung 28 abgebildet. Die Investitions-, Betriebsmittel-, und Betriebskosten sind in Tabelle 11 angegeben. Standardmässig wurde mit einem fossilen Energiepreis von 50 CHF / MWh und einer Brenneffizienz von 95 % gerechnet.

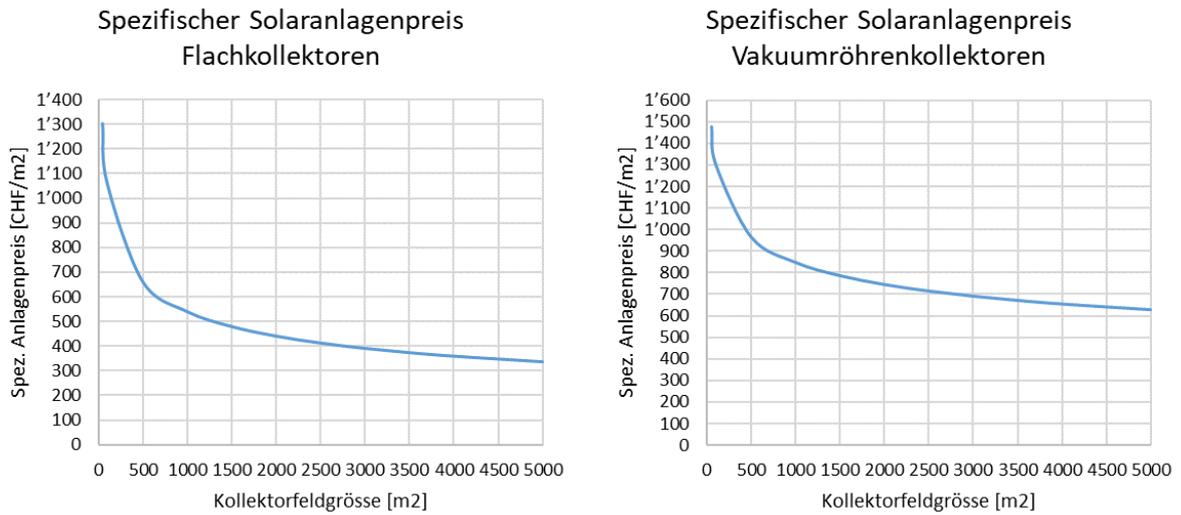


Abbildung 28: Spezifische Kostenfunktionen für die unterschiedlichen Kolleortechologien Flach- und Vakuumröhren in Abhängigkeit der Kollektorfeldgröße.

Mittels linearer Interpolation zwischen den simulierten Kollektorfeldgrößen und Wärmespeichervolumen aus der Simulationsstudie lassen sich für die Betriebe und Prozesse Wirtschaftlichkeitsmatrizen darstellen. Die Darstellung mit farblicher Codierung der tiefsten solaren Wärmepreise eines Betriebes ermöglichen die Identifizierung der geeigneten Kombinationsgrößen aus Kollektorfeldgröße und Speichervolumen. Dies wurde für alle untersuchten Kolleortechologien erstellt.

Tabelle 10 Beispiel einer farblich codierten Wirtschaftlichkeitsmatrix

Betrieb Nr. Speicher- größe[m³]	Kollektorfeldgröße [m²] Flachkollektoren				
	100	500	1'000	2'500	5'000
Btr 1	186	107	85	85	109
0	204	114	96	100	132
10	276	124	100	97	123
50	366	140	107	95	114
100					



Tabelle 11: Kostenrechnungen und -daten zu den Wärmegestehungskosten

Investitionen Solaranlage (I_{sol})				$I_{sol} = I_{coll} + I_{wp} + I_{stor} - S_{sol}$
Investitionskosten Solarsystem (I_{coll})				$I_{coll} = I_{FP} \cdot A$ OR $I_{coll} = I_{PV} \cdot n_{pv} \cdot A$ $I_{PV} = \left(\frac{8120}{x^{0.766}} + 1140 e^{(-2.99 \cdot 10^{-4})} \right) (1 + 0.2)$ [18]
Kollektorfeldkosten PV	I_{pv}		CHF/kWp	
Field Efficiency	n_{pv}	0.204	kWp/m ²	
Kollektorfeldkosten FP & VTC	I_{FP}		CHF/m ²	$I_{FP} = aA^b$ [15]
	a_{FP}	4264.2	-	$A = \text{Feldgrösse [m}^2\text{]}$
	b_{FP}	-0.295	-	
	a_{VTC}	3045.3	-	
	b_{VTC}	-0.185	-	
Investitionskosten Speicher (I_{stor})				$I_{stor} = aV^b$
	a	890	-	$V = \text{Storage size [m}^3\text{]}$
	b	0.8	-	
Integrationsfaktor	$I_{sp,faktor}$	2.5		
Investitionskosten WP (I_{wp})				$I_{wp} = I_{wp,kw} \cdot I_{wp,faktor} \cdot P_{wp}$
WP Kosten	$I_{wp,kw}$	228.6	CHF/kW	
Integrationsfaktor	$I_{wp,faktor}$	3.5	-	
WP Leistung	P_{wp}	500	kW	
Subvention Solaranlage (S_{sol})				$S_{sol} = S_{sol,soc} + S_{sol,zus} \cdot P_{nenn,koll} \cdot A$
(HFM 2015 Minimalfördersatz, nur für thermische Anlagen) [19]				
Sockelbeitrag	$S_{sol,soc}$	1200	CHF	$P_{nenn,koll} = \text{Kollektorleistung [kWp]}$
Zusatzbeitrag	$S_{sol,zus}$	500	CHF/kW	$A = \text{Fläche [m}^2\text{]}$
Energiekosten (C_{eng})				$C_{eng} = \sum C_i \cdot Q_i - R_i \cdot Q_i$ $i = \text{jeweiliger Energievektor, } Q = \text{Wärmemenge [kWh]}$
Strom	$C_{el,fromgrid}$	0.135	CHF/kWh	Netz; Szenarien: 0.06, 0.1, 0.135
	R_{el}	0.06	CHF/kWh	Einspeisung [20]
Gas	C_{gas}	0.092	CHF/kWh	Szenarien: 0.03, 0.06, 0.09
Öl	C_{oel}	0.05	CHF/kWh	Szenarien: 0.04, 0.05, 0.06
CO2 Betrachtung (CO_{2eq})				$CO_{2eq} = \sum CO_{2i} \cdot Q_i$
Kosten CO ₂	C_{CO2}	96	CHF/tCO _{2eq}	In den Wärmeträgerkosten enthalten
Emissionsfaktor Erdgas	CO_{2gas}	248	kgCO ₂ /MWh	[21]
Emissionsfaktor Erdöl	CO_{2oel}	324	kgCO ₂ /MWh	[21]
Strommix Schweiz	CO_{2el}	100.8	kgCO _{2eq} /MWh	[13] [14]
Betriebskosten Solar				
Wartungskosten	C_t	1	% der Investitionskosten	$C_t = 1\% \cdot (I_{coll} + I_{stor} + I_{wp})$
Diskontierungsfaktor	r	3	%	
Laufzeit	T	25	Jahre	
Faktor auf Laufzeit	f_{dis}	17.41	-	
Wärmegestehungskosten (C_{heat})				$C_{heat} = (I_{sol} + C_{eng} + C_t - R_{el}) / (Q_{tot} \cdot f_{dis})$



4.1.2 Kosten Solarthermie + Wärmepumpe (ST+WP)

In diesem Szenario wurde die gewählte 105 kW Wärmepumpenkosten mit den in Tabelle 11 genannten $I_{wp, kW} = 228.6$ CHF/kW und einem Integrationsfaktor von $I_{wp, faktor} = 3.5$ bepreist. Die $C_m = 1$ % Wartungskosten wurde ebenfalls berücksichtigt. Die von der WP bezogene el. Energie wurde mit den ebenfalls oben erwähnten $C_{el, from grid} = 0.135$ CHF/kWh berechnet, der zusätzliche Brenner wurde als Ölbrenner mit $C_{oel} = 0.05$ CHF/kWh berechnet.

Als Solarwärme wurde die vom Kollektor ins System eingebrachte Energie betrachtet. Vakuumflachkollektoren wurden 30 % teurer als Vakuumröhrenkollektoren angenommen. Die übrigen finanziellen Berechnungen und Annahmen sind wie in 4.1 und 4.1.1 beschrieben.

4.1.3 Kosten Solarthermie + Fernwärme (ST+FW)

Hier wurden die Wärmegestehungskosten analog zur Formel in Tabelle 11 berechnet. Als Wärmeertrag wurde jedoch nur der Teil des Solarwärmeertrags verwendet, der auch im betrachteten Betrieb selbst verwendet wurde. Die restliche Wärme wurde als jährliches Einkommen zu einem Preis von $R_{el} = 6$ CHF / MWh mit einberechnet. Der Fernwärmeanschluss wurde als vorhanden betrachtet und die zeitliche Komponente von Netzeinspeisung und –bezug vernachlässigt. Alle übrigen Werte sind Tabelle 11 zu entnehmen.

4.1.4 Kosten Wärmepumpe und Photovoltaik (WP +PV)

Bei dieser Kombination wurde der Wärmegestehungspreis betrachtet für den Fall, dass jeglicher Strom, der nicht von der Wärmepumpe verwendet wurde, pauschal zu dem in Tabelle 11 erwähnten Einspeisetarif verrechnet wurde. Investitionskosten für PV wurde aus [18] übernommen; alle übrigen Werte wie in 4.1.2 verwendet. Zusätzlich wurden Sensitivitäts- und Ertragsanalysen erstellt.

4.2 Subvention (ST, CO₂)

Die in diesem Bericht beschriebenen Wärmegestehungskosten wurden standardmässig für den Fall ohne Subventionen berechnet. In einzelnen, klar ausgewiesenen Fällen wurde die Förderung nach dem Harmonischen Fördermodell [19] einbezogen, das einen Basisbeitrag von 1200 CHF und 500 CHF/kWh vorsieht.

Kosten und Einsparungen von CO₂ Emissionen bzw. Einsparungen sind nur dann mit einberechnet, wenn dies klar ausgewiesen ist. Ansonsten wird davon ausgegangen, dass CO₂-Kosten in den Kosten der Wärmeträger enthalten ist. Emissionsfaktoren der Wärmeträger ist in Tabelle 11 aufgeführt, graue Energie bzw. Emissionen während der Herstellung der Anlage sind nicht berücksichtigt. Für Sensitivitätsanalysen bzgl. CO₂-Kosten werden diese zusätzlich mit 0, 96, 160 und 250 CHF/tCO_{2eq} berechnet.



5 Simulationsergebnisse

5.1 BillySolar Einheiten

Der niedrigste Wärmepreis aus der Simulationsstudie wurde mehrheitlich bei einem Vielfachen der Moduleinheit $100 \text{ m}^2/10 \text{ m}^3$ berechnet. Generell folgen solaren Wärmepreise dem Kurvenverlauf der gemittelten Prozesstemperatur in den untersuchten Unternehmen und liegen zwischen 74.1 CHF/MWh bis 163.3 CHF/MWh . Auffallend ist, dass bei einzelnen Teilprozesse höhere Wärmepreise resultierten als bei gesamten Unternehmen. Dies liegt an einem geringen (Sommer-) Energiebedarf einzelner Prozesse, was in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu kleineren Kollektorfeldgrößen und somit zu höheren spezifischen Anlagenpreisen führt.

5.1.1 Energetische Betrachtung (Simulationsergebnisse)

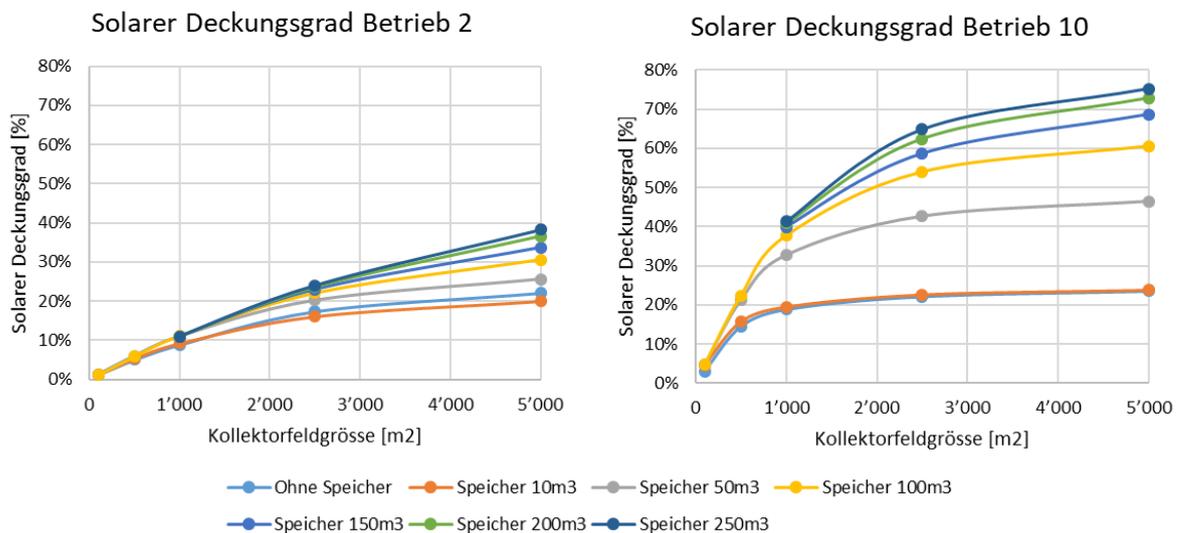


Abbildung 29: Vergleich solarer Deckungsgrad beim Einsatz von Flachkollektoren mit unterschiedlichen Speichervolumen bei zunehmender Kollektorfeldgröße für den Betrieb 2 (Diagramm links) mit einem für Solarwärme geeignete Energiebedarf von $3'583 \text{ MWh/a}$ und den Betrieb 10 (Diagramm rechts) mit 497 MWh/a .

Insgesamt wurden elf Betriebe simuliert um bei jeder dieser Betriebe die optimal-energetisch Solarthermische Anlagen- und Speichergöße zu identifizieren. In Abbildung 29 werden beispielhaft für zwei Betriebe der solare Deckungsgrad über die Kollektorfeldgröße dargestellt. Die verschiedenen Kurven in den Abbildungen stellen die Variation der Speichergöße dar. Der solare Deckungsgrad der beiden analysierten Betriebe in Abbildung 29 unterscheidet sich deutlich voneinander aufgrund des unterschiedlichen benötigten Gesamtenergiebedarfs, welches für Betrieb 2 etwa das Siebenfache des Betriebs 10 entspricht. Bei einer Kollektorfeldgröße von $5'000 \text{ m}^2$ und einem Speichervolumen von 250 m^3 liegt der solare Deckungsgrad in Betrieb 2 mit einem geeigneten Energiebedarf von $3'583 \text{ MWh/a}$ bei 38% , während in Betrieb 10 mit einem Bedarf von 497 MWh/a der solare Deckungsgrad 75% beträgt. Ebenfalls deutliche Unterschiede gibt es in Abbildung 29 auch beim Nutzen von zusätzlichem Speichervolumen. Der solare Deckungsgrad zwischen den Varianten ohne Speicher und einem 250 m^3 Speicher erhöht sich im Betrieb 10 um 52% , im Betrieb 2 mit höherem Energiebedarf nur um 16% . Der Vergleich zeigt, dass im Betrieb 2 aufgrund des hohen Energiebedarfs im Verhältnis zur Kollektorfeldgröße die Solarwärme mehrheitlich ohne Speicherung direkt genutzt wird, während im Betrieb 10 die Solarwärme, aufgrund von solarer Überproduktion im Verhältnis zum Energiebedarf, im Wärmespeicher für sonnenarme Produktionsstunden gespeichert wird.



Neben der Simulation der gesamten Betriebe wurden einzelne Prozesse untersucht, die in mehreren Betrieben vorkamen und somit unterschiedliche Lastprofile hatten. Die Simulationsstudie führt beispielhaft dargestellt an den beiden Reinigungsprozessen 1 und 3 in Abbildung 20 mit identischer Prozesstemperatur aber unterschiedlichem Energiebedarf zu folgenden solaren Deckungsgraden beim Einsatz von Flachkollektoren.

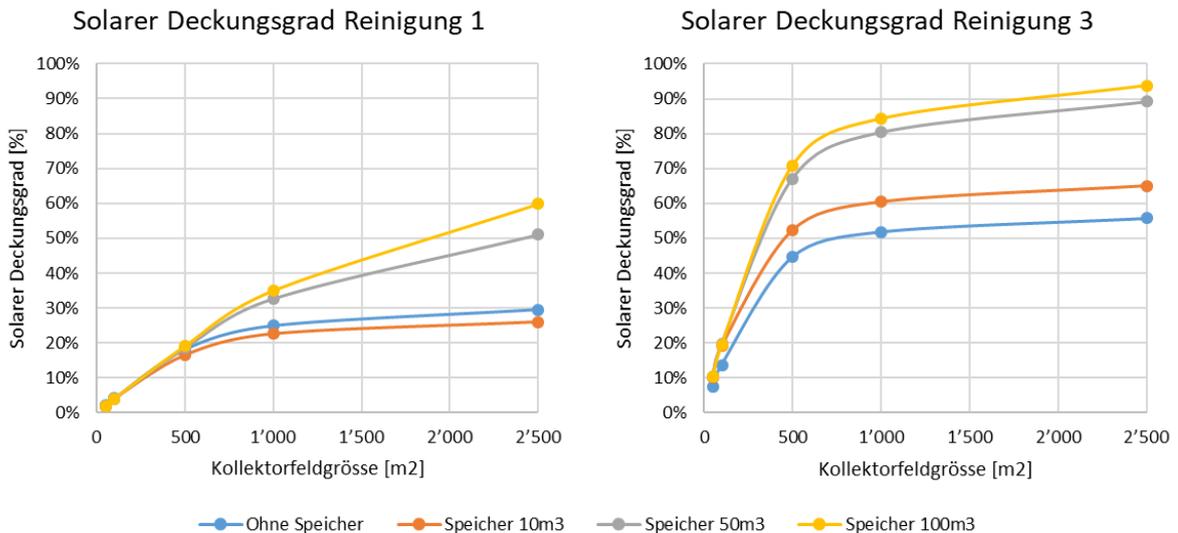


Abbildung 30: Vergleich des solaren Deckungsgrads beim Einsatz von Flachkollektoren mit unterschiedlichen Speichervolumen bei zunehmender Kollektorfeldgrösse für den Reinigungsprozess 1 (Diagramm links) mit einem für Solarwärme geeigneten Energiebedarf von 1'300 MWh/a und dem Reinigungsprozess 3 (Diagramm rechts) mit 198 MWh/a.

Die solaren Deckungsgrade in der grössten simulierten Variante für Teilprozesse mit 2'500 m² Kollektorfläche und einem Speichervolumen von 100 m³ liegen zwischen 60% beim Reinigungsprozess 1 und 94% beim Reinigungsprozess 3. In beiden Prozessen kann der solare Deckungsgrad bei einer Kollektorfeldgrösse von 2'500 m² durch die Installation eines 100 m³ Wärmespeichers im Vergleich zur Variante ohne Speicher deutlich erhöht werden.

5.1.2 Ökonomische Betrachtung

Für alle Simulationsergebnisse wurden die Wärmegestehungskosten berechnet, wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben. Die Darstellung mit farblicher Codierung der tiefsten solaren Wärmepreise eines Betriebes ermöglichen die Identifizierung der geeigneten Kombinationsgrössen aus Kollektorfeldgrösse und Speichervolumen. In Tabelle 12 sind beispielhaft die ermittelten Wirtschaftlichkeitsmatrizen zum solaren Wärmepreis der Simulationsstudie mit Flachkollektoren für die Betriebe 1 bis 11 dargestellt.



Tabelle 12: Wirtschaftlichkeitsmatrizen der 11 Betriebe: Wärmegestehungspreis in CHF/MWh nach Speichergösse und Kollektorfeldfläche für Flachkollektoren. Je nach Bedarfsprofil ist der minimale Wärmepreis bei unterschiedlichen Kombinationen von Speicher und Feldgrösse. Die Preise wurden bis einem Speichervolumen von 250 m³ ausgewertet, was hier aber aus Darstellungsgründen nicht vollständig aufgelistet ist.

Betrieb Nr. Speicher- grösse[m ³]	Kollektorfeldgrösse [m ²] Flachkollektoren					Betrieb Nr. Speicher- grösse [m ³]	Kollektorfeldgrösse [m ²] Flachkollektoren				
	100	500	1'000	2'500	5'000		100	500	1'000	2'500	5'000
Btr 1	100	500	1'000	2'500	5'000	Btr 7	100	500	1'000	2'500	5'000
0	186	107	85	85	109	0	112	92	102	156	233
10	204	114	96	100	132	10	143	104	110	171	257
50	276	124	100	97	123	50	189	103	95	127	182
100	366	140	107	95	114	100	251	111	94	111	153
Btr 2	100	500	1'000	2'500	5'000	Btr 8	100	500	1'000	2'500	5'000
0	150	110	102	98	126	0	290	200	227	356	549
10	165	107	99	107	140	10	221	193	234	368	564
50	205	106	89	89	112	50	299	161	151	198	282
100	294	125	96	85	97	100	396	173	146	157	206
Btr 3	100	500	1'000	2'500	5'000	Btr 9	100	500	1'000	2'500	5'000
0	203	111	90	88	120	0	494	350	362	491	703
10	198	111	95	103	138	10	283	252	318	480	716
50	267	124	101	96	121	50	335	205	206	290	416
100	354	141	109	91	105	100	435	212	191	233	317
Btr 4	100	500	1'000	2'500	5'000	Btr 10	100	500	1'000	2'500	5'000
0	151	94	84	100	136	0	431	275	342	554	848
10	124	88	88	111	154	10	308	260	336	547	842
50	161	82	76	88	115	50	408	216	216	302	443
100	206	89	74	78	98	100	540	232	203	250	349
Btr 5	100	500	1'000	2'500	5'000	Btr 11	100	500	1'000	2'500	5'000
0						0	111	97	122	201	313
10	226	139	152	227	340	10	80	79	106	182	286
50	305	154	129	163	227	50	106	78	99	164	254
100	405	161	130	126	166	100	141	86	102	163	250
Btr 6	100	500	1'000	2'500	5'000						
0	139	113	106	165	248						
10	152	113	110	159	238						
50	206	112	100	125	174						
100	273	122	100.3	111	146						

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt z.B. in Betrieb 4 tiefe solare Wärmepreise bei einer Kollektorfeldgrösse ab 500 m² – 2'500 m² und einem Wärmespeichervolumen von 50 m³ – 100 m³. Der tiefste solare Wärmepreis mit 74 CHF/MWh wird in Betrieb 4 mit Flachkollektoren und einer Auslegung eines grossen Kollektorfeldes von 1'000 m² sowie einem Wärmespeicher mit 100 m³ erreicht. Im Betrieb 10 mit kleinerem geeigneten Energiebedarf für Solarwärme verschieben sich die tiefsten Wärmepreise hin zur Va-

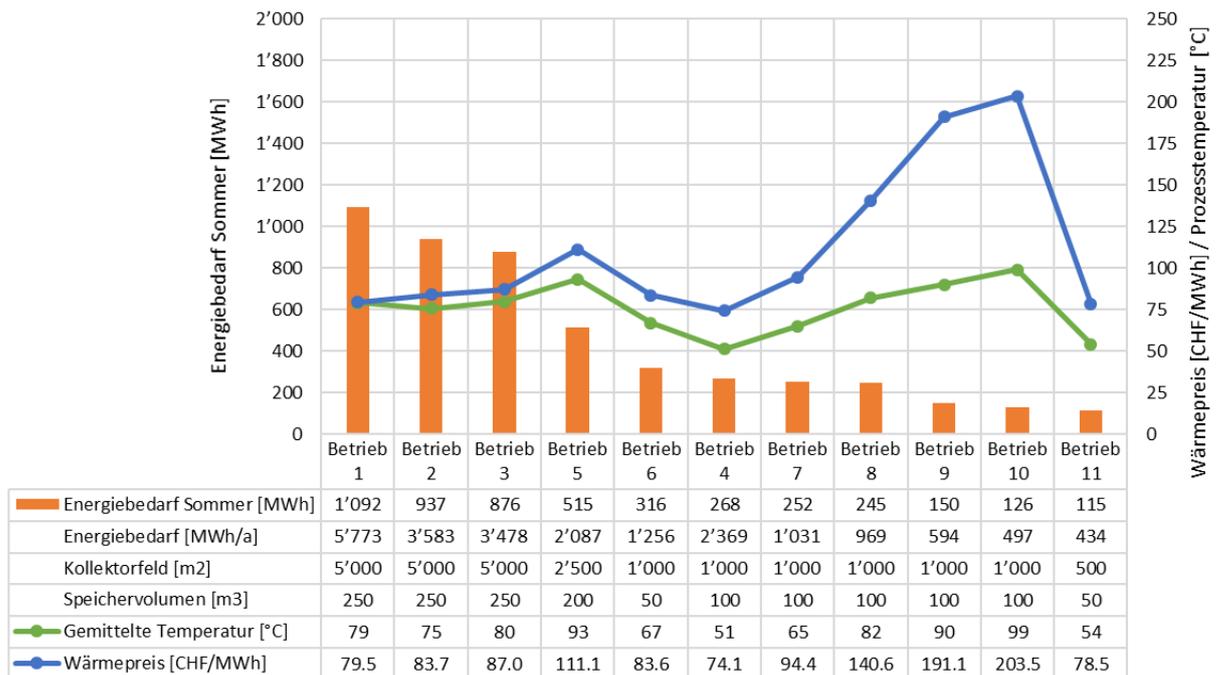


kuumröhrenkollektortechnologie sowie kleineren Anlagen und Wärmespeichergrossen. Bei einem geeigneten Energiebedarf von 497 MWh/a liegen die tiefsten solaren Wärmepreise im Bereich einer Kollektorfeldgrösse von 300 m² – 1'000 m² und einem Wärmespeichervolumen von 30 m³ – 100 m³. Der tiefste Wärmepreis von 151 CHF/MWh (203.5 CHF/MWh bei Flachkollektortechnologie) wird mittels einer Kombination aus einer 500 m² Solaranlage und einem 50 m³ Wärmespeicher erreicht. Der vergleichsweise deutlich höhere Wärmepreis für Betrieb 10 im Vergleich zu Betrieb 2 liegt an den folgenden Faktoren:

- Kleinerer Energiebedarf → kleinerer Anlagengrösse (= höhere spez. Anlagenkosten/m² $I_{sol} \uparrow$)
- Höhere Prozesstemperaturen → kostspieligere Vakuumröhrenkollektortechnologie ($I_{sol} \uparrow$)
- Höhere gemittelte Prozesstemperatur → geringerer jährlicher Solarwärmeertrag ($Q_t \downarrow$)

Der höchste Wärmepreis mit 203 CHF/MWh für Betrieb 10 ist aufgrund der höheren Investitionskosten ($I_{sol} \uparrow$) und dem geringeren Energieertrag ($Q_t \downarrow$) um 170% höher als im Betrieb 4. In Abbildung 31 sind die tiefsten solaren Wärmepreise für die untersuchten Betriebe mit der nötigen Kollektorfeldgrösse und Speichervolumen zur Erreichung dieses Wärmepreises aufgelistet.

Analyse Wärmepreis mit Flachkollektortechnologie





Analyse Wärmepreis mit Vakuumröhrenkollektortechnologie

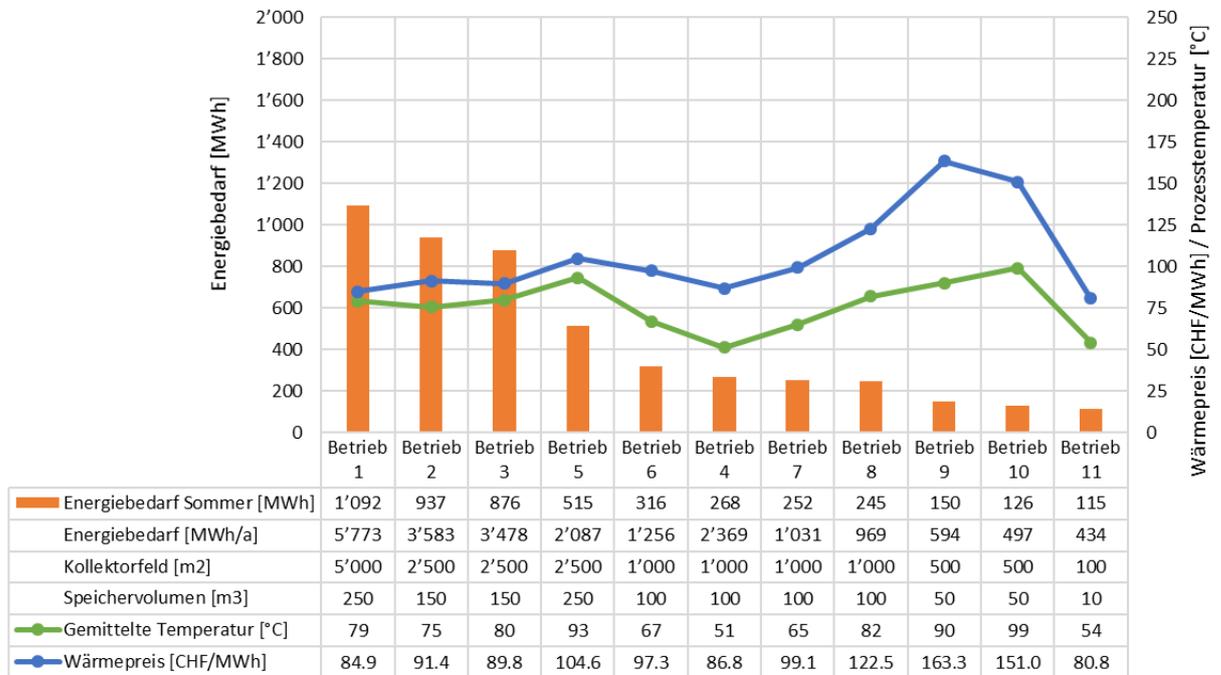


Abbildung 31: Untersuchte Betriebe geordnet nach dem sommerlichen Energiebedarf mit Auslegung der Kollektorfeldgrösse und des Speichervolumens zur Erreichung des niedrigsten solaren Wärmepreises.

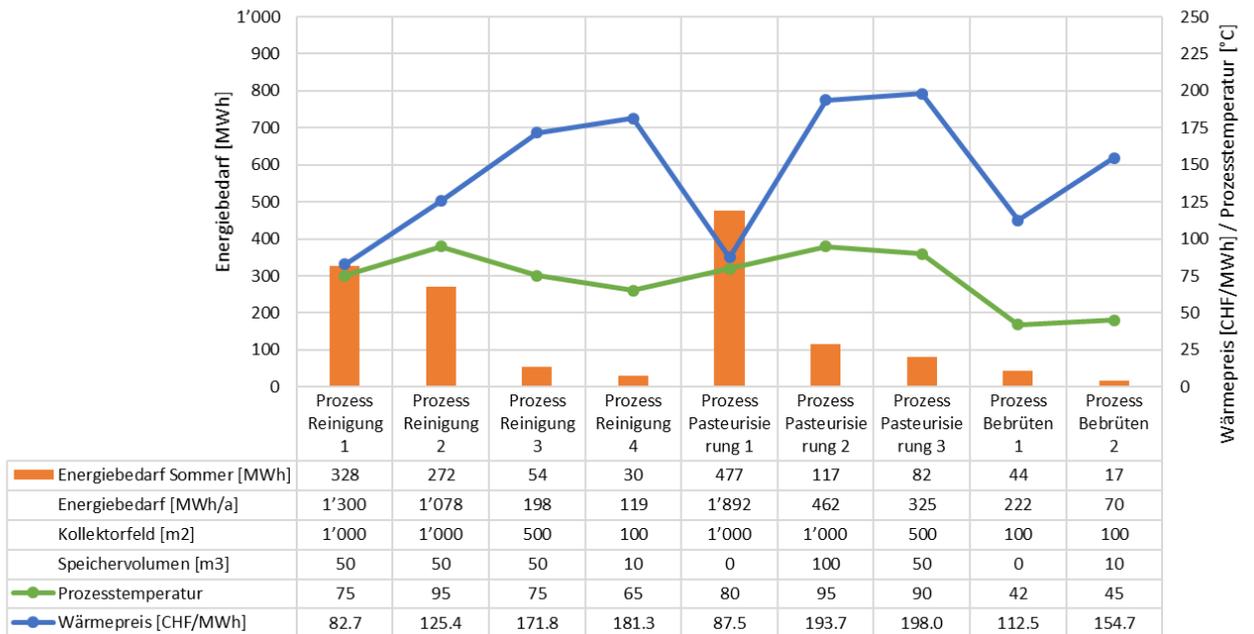
Die analysierten Betriebe wurden in Abbildung 31 nach dem sommerlichen Energiebedarf in absteigender Reihenfolge angeordnet, weil in Betrieb 4 der Grossteil des Energiebedarfs im Winter anfällt. In dieser Reihenfolge ist in den Diagrammen die abnehmende Kollektorfeldgrösse bei abnehmendem geeigneten Energiebedarf für Solarwärme gut ersichtlich. Die Speichervolumina reduzieren sich nicht gleichmässig, wie dies bei der Kollektorfeldgrösse zu erkennen ist. Die Hauptgründe dafür sind die Abhängigkeit des Speichervolumens vom zeitlich anfallenden Energiebedarf sowie der verhältnismässig tiefe Investitionskostenanteil an der Gesamtinvestition von 10-15 % (Solaranlage 85-90 %). Die niedrigsten Wärmepreise ergeben sich aus einer Kombination von Kollektorfeld und Speichervolumen mit einem solaren Deckungsgrad von 35 % mit Flachkollektoren oder 40 % mit Vakuumröhrenkollektoren. Die solaren Wärmepreise in Abbildung 31 folgen dem Kurvenverlauf der gemittelten Prozesstemperatur in den untersuchten Unternehmen und liegen bei der Flachkollektortechnologie zwischen 74.1 CHF/MWh bis 203.5 CHF/MWh und bei der Vakuumröhrenkollektortechnologie zwischen 80.8 CHF/MWh bis 163.3 CHF/MWh. Bei den untersuchten Unternehmen wechselt der Einsatz der Kollektortechnologie zur Erreichung des niedrigsten Wärmepreises von Flach- zu Vakuumröhrenkollektoren ab einer gemittelten Prozesstemperatur von 82 °C. Dieser Temperaturbereich entspricht auch der Branchenempfehlung aus technischen und wirtschaftlichen Gründen ab ca. 75 °C geforderter Kollektoraustrittstemperatur auf die Installation von Flachkollektoren aufgrund des steiler abfallenden Wirkungsgrades von Flachkollektoren im Vergleich zu Vakuumkollektortechnologien zu verzichten. Der höchste solare Wärmepreis mit 163.3 CHF/MWh bei den untersuchten Unternehmen unter Berücksichtigung der wirtschaftlicheren Kollektortechnologie wird in Betrieb 9 erzielt. Die gemittelte Prozesstemperatur ist in Betrieb 9 mit 90 °C jedoch tiefer als in den beiden Betrieben 5 und 10. Der schlechtere Wärmepreis ist einerseits beim Vergleich mit Betrieb 5, mit ähnlicher Temperaturanforderung, auf die höheren spezifischen Anlagenkosten (siehe Abbildung 28) aufgrund des geringeren Energiebedarfs und andererseits auf die Einbindung von Solarwärme in einen Betrieb mit Batchprozessen zurückzuführen. Im Gegensatz zu den anderen Unternehmen fehlt im Betrieb 9 mit Batchprozessen der gleichmässige Energiebedarf von



kontinuierlichen Prozessen, was zu vielen Ladungen des Solarwärmespeichers sowie zu Produktionsstopps der Solarwärme aufgrund des vollgeladenen Speicher während den Sonnenstunden führt.

Die Untersuchungen zum niedrigsten solaren Wärmepreis wurde in Abbildung 32 auch für die einzelnen Prozesse durchgeführt.

Analyse Wärmepreis mit Flachkollektortechnologie



Analyse Wärmepreis mit Vakuumröhrentechnologie

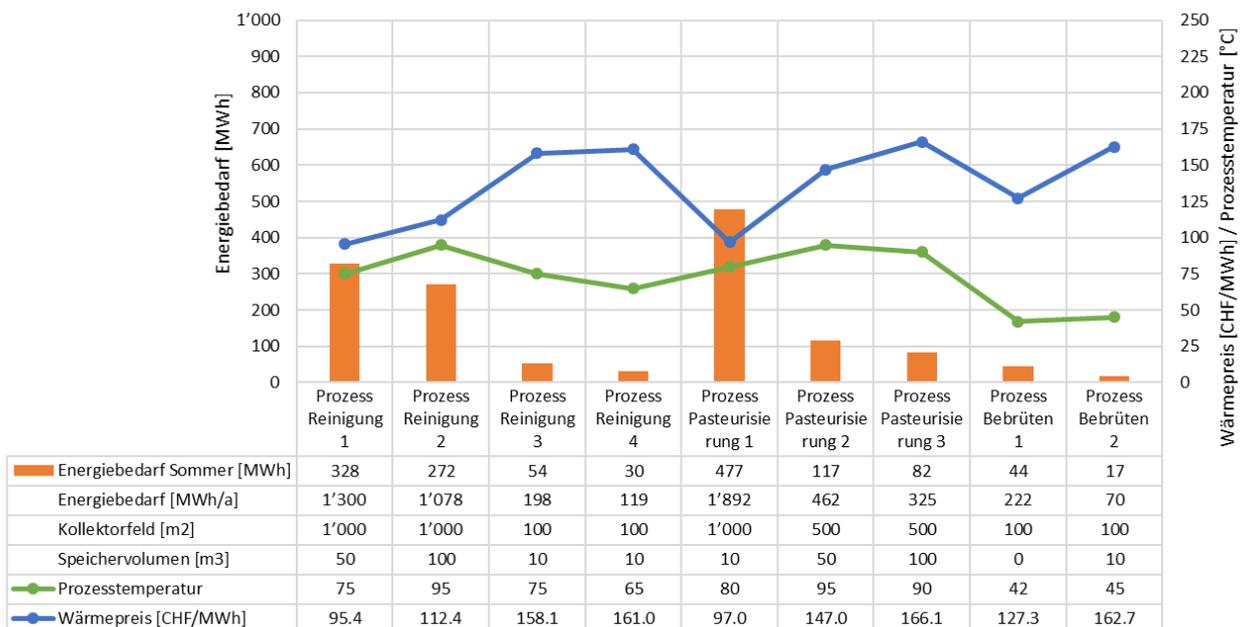


Abbildung 32: Untersuchte Teilprozesse geordnet nach dem sommerlichen Energiebedarf mit Auslegung der Kollektorfeldgrösse und des Speichervolumens zur Erreichung des niedrigsten solaren Wärmepreises.



Wie bei den Unternehmen reduziert sich auch bei den Teilprozessen die Kollektorfläche mit abnehmendem Energiebedarf. Der solare Deckungsgrad bei den niedrigsten Wärmepreisen liegt im Vergleich zu den simulierten Betrieben mit 38 % bei Flachkollektoren und 43 % bei Vakuumröhrenkollektoren bei den Teilprozessen etwas höher. Auffallend in der Analyse der Teilprozesse sind aber die höheren Wärmepreise im Vergleich zu den Simulationen für Unternehmen mit mehreren Prozessen wofür es unterschiedliche Gründe gibt. Der Vergleich der Reinigungsprozesse in Abbildung 32 zeigt bei den Prozessen Reinigung 3 und 4 trotz abnehmender Prozesstemperatur einen deutlichen Anstieg des Wärmepreises und einen niedrigeren Wärmepreis beim Einsatz der Vakuumröhrentechnologie trotz Prozesstemperatur $<80\text{ }^{\circ}\text{C}$. Der geringere Energiebedarf dieser beiden Prozesse führt in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu kleineren Kollektorfeldgrößen, was zu höheren spezifischen Anlagenpreisen führt. Des Weiteren sind unter Anwendung der Kostenfunktionen in Abbildung 28 bei kleinen Solaranlagen ($<500\text{ m}^2$) Vakuumröhrenkollektoren bezogen auf die produzierte Wärme günstiger als Flachkollektoren, was zu niedrigeren Wärmepreisen bei den Prozessen Reinigung 3 und 4 sowie auch bei den beiden Bebrütungsprozessen führt. Ebenfalls vergleichsweise hohe Wärmepreise werden bei den Prozessen Pasteurisieren 2 und 3 erzielt. Bei diesen beiden Prozessen empfiehlt sich aufgrund der hohen geforderten Prozesstemperaturen der Einsatz von Vakuumkollektortechnologien. Der Vergleich dieser beiden Prozesse mit den Betrieben 9 und 10 zeigt, dass der Wärmepreis bei einer kleineren Kollektorfeldgröße von 500 m^2 und bei hohen Prozesstemperaturen von $90\text{--}100\text{ }^{\circ}\text{C}$ zwischen 147 CHF/MWh und 166 CHF/MWh liegt.

5.1.3 Untersuchung der modularen BillySolar Einheit

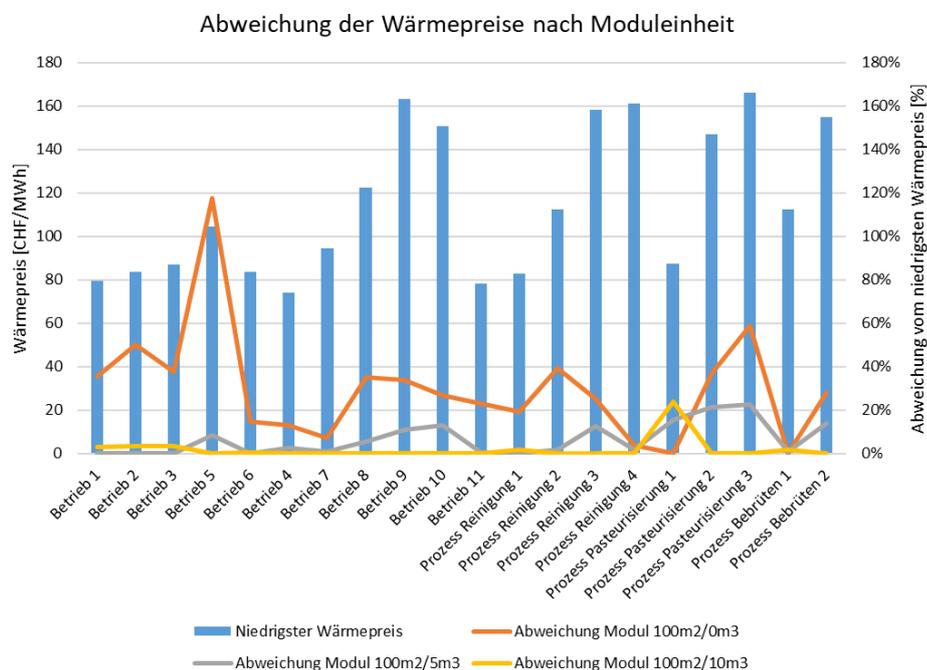


Abbildung 33: Darstellung des niedrigsten Wärmepreises der untersuchten Kollektortechnologien in den Betrieben und Teilprozessen auf der linken Ordinate sowie die prozentuale Abweichung vom niedrigsten Wärmepreis bei gleichbleibender Kollektorfläche und Speichervolumen nach Moduleinheit auf der rechten Ordinate.

Aus Abbildung 33 ist zu erkennen, dass der niedrigste Wärmepreis aus der Simulationsstudie mehrheitlich ein vielfaches der Moduleinheit $100\text{ m}^2/10\text{ m}^3$ ist. Am Beispiel von Betrieb 1 bedeutet dies die Installation eines $5'000\text{ m}^2$ Kollektorfeldes mit Flachkollektoren (nötige Kollektorfeldfläche für niedrigsten



Wärmepreis) und einem 500 m³ Wärmespeicher oder für den Reinigungsprozess 2 ein 1'000 m² Kollektorfeld mit Vakuumröhrenkollektoren mit einem 100 m³ Wärmespeicher. Aus der Betrachtung der Betriebe 1-3 mit den höchsten geeigneten Energiebedarfen für Solarwärme lässt sich schliessen, dass bei Grosssolaranlagen (>2'500 m²) die weitere Aufskalierung des Speichervolumens aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist. Die deutlichste Abweichung vom niedrigsten Wärmepreis findet sich in Abbildung 33 beim Prozess Pasteurisieren 1. Dieser Prozess hat einen ganzjährig regelmässigen Wärmebedarf von 6 bis 18 Uhr, auch am Wochenende, wodurch die Wärmespeicherung überflüssig wird und in diesem Fall den solaren Wärmepreis in die Höhe treibt

Für die modulare Einheit 100 m² / 10 m³ welche sich als kleinste gemeinsame Einheit erwiesen hat, werden die Wärmepreise für die günstigere Kollektortechnologie pro Betrieb mit dem aktuellen Wärmepreis in Abbildung 34 verglichen. Der Wärmepreis mit der modularen BillySolar Einheit in Abbildung 34 wurde gemäss Formel 1 inklusive jährlichen Betriebskosten in der Grösse von 1 % der Solarthermie Anlagen Investitionskosten, mit einem Zinsfuss von 3 % und über eine Lebensdauer von 25 Jahre berechnet.

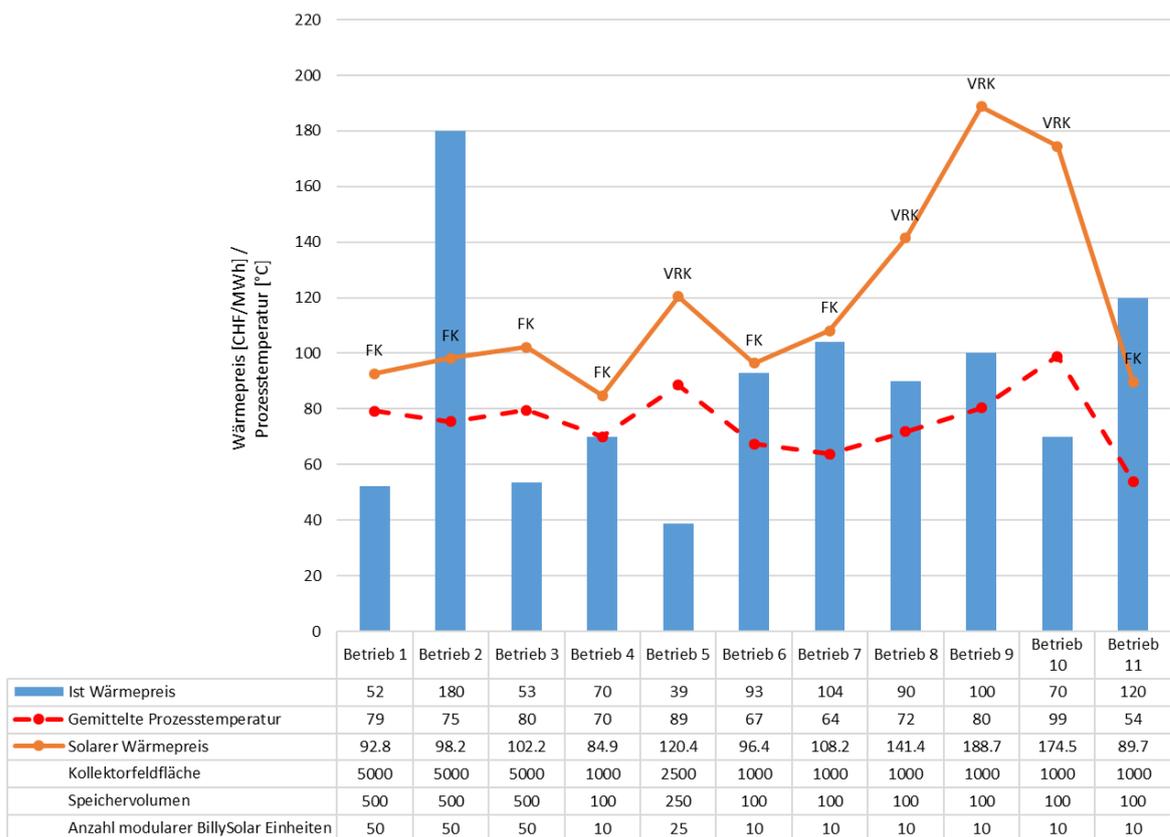


Abbildung 34: Berechnung der Wärmepreise für die modulare Wärmeinheit 100 m² / 10 m³ für die untersuchten Betriebe und Teilprozesse mit Angabe der Kollektortechnologie Flachkollektor (FK) oder Vakuumröhrenkollektor (VRK) mit dem niedrigeren Wärmepreis.

Die berechneten solaren Wärmepreise durch Multiplikation der BillySolar Einheit 100 m² / 10 m³ in Abbildung 34 liegen zwischen 89.7 CHF/MWh mit Flachkollektoren (FK) für Betrieb 11 und 188.7 CHF/MWh mit Vakuumröhrenkollektoren (VRK) für Betrieb 9. In der Tabelle in Abbildung 34 ist neben der Kollektorfläche und dem Speichervolumen für jeden Betrieb auch die Anzahl der BillySolar Einheiten angegeben. Mittels der getroffenen Annahmen zu den Betriebskosten, dem Zinsfuss und der Lebensdauer bei der Berechnung des solaren Wärmepreises liegt dieser im Vergleich meist über dem



aktuellen Ist-Wärmepreis. Jedoch beinhaltet der Ist-Wärmepreis keine Investitionskosten sowie Betriebskosten, es handelt sich lediglich um die jährlichen Brennstoffkosten der simulierten Betriebe. Auffallend bei der Betrachtung der Ist-Wärmepreise ist der Betrieb 2, welcher aufgrund der Heissdampferzeugung für Hochtemperaturprozesse einen sehr hohen Wärmepreis hat. Für den Betrieb 11 könnte sich die Installation einer Solarthermie Anlage mit einem Wärmepreis von 90 CHF/MWh im Vergleich zum aktuellen Wärmepreis von 120 CHF/MWh aus wirtschaftlicher Sicht lohnen. Auch bei den Betrieben 6 und 7 liegt der berechnete solare Wärmepreis nur knapp über dem aktuellen Wärmepreis sodass die Installation einer Solarthermie Anlage mit dem Vorteil der CO₂-Emissionsreduktion und der damit verbundenen Einsparungen interessant sein könnte.



5.2 Solarthermie und Wärmepumpe

Die folgenden Vergleiche zwischen unterschiedlichen Technologien wurden grossmehrheitlich am Fallbeispiel des Betriebs 6 durchgeführt. Wie auch schon in 5.1 sind die Resultate hier stark abhängig von den Prozessbedingungen, d.h. Temperatur, Energiemenge und zeitlicher Verlauf des Wärmebedarfs. Mit der Wärmepumpenintegration konnte in der Simulation der Solarertrag gesteigert werden. Dies wird mit tieferen Kollektortemperaturen und somit geringeren Wärmeverlusten an die Umgebung begründet. Dieser Effekt ist vor allem bei Flachkollektoren unter 100 °C relevant, und bei Vakuumröhrenkollektoren nur sehr gering feststellbar.

5.2.1 Energetische Betrachtung

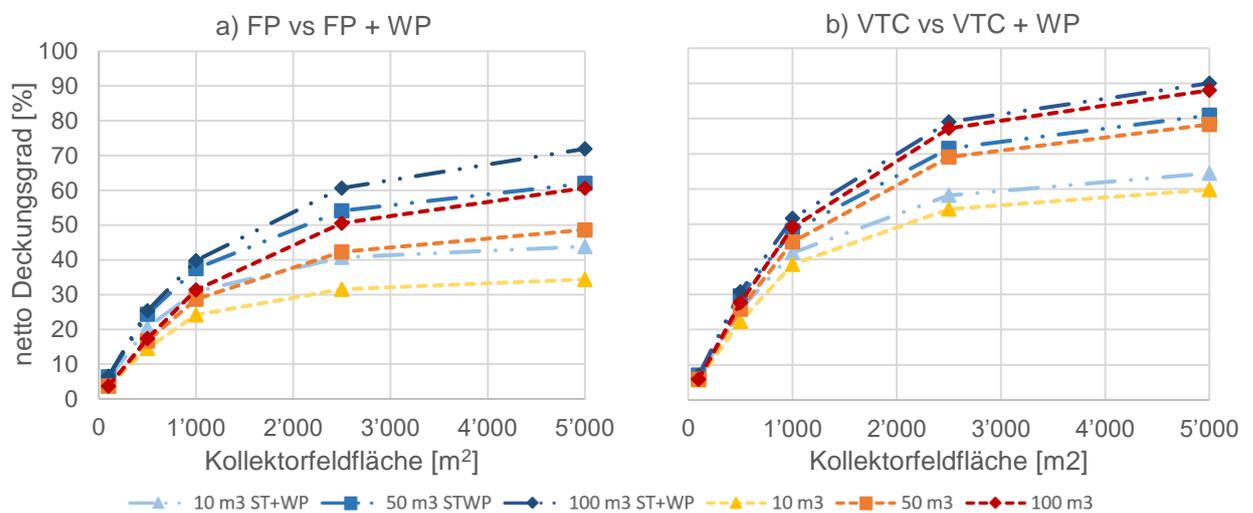


Abbildung 35: Netto solarer Deckungsgrad für unterschiedliche Kollektorfeldflächen und Speichergrössen für Betrieb 6. Durch eine Wärmepumpennutzung (Blautöne) kann der Deckungsgrad verglichen mit der reinen Solarthermischen Nutzung hier erhöht werden. Bei der Variante a) Flachkollektoren ist ein deutlich erhöhter Deckungsgrad mit Wärmepumpe feststellbar. Werden jedoch wie in b) Vakuumröhrenkollektoren verwendet, ist der Deckungsgrad nur leicht erhöht.

Die Solarthermie kann entweder bei guten Einstrahlungsbedingungen die Wärme direkt dem Prozess einspeisen oder bei schlechteren Wetterbedingungen der Wärmepumpe als Wärmequelle dienen, wie im Abschnitt 3.2.3 beschrieben. Für den betrachteten Betrieb 6 resultierte die Simulation mit der Wärmepumpenintegration mit einem höheren Solarertrag als ohne Wärmepumpe. In Abbildung 35 a) und b) sind die jeweiligen Deckungsgrade abgebildet. Für Flachkollektoren ist eine deutliche Steigerung (< 13 %) des Deckungsgrades feststellbar, für Vakuumröhrenkollektoren hingegen ist diese deutlich kleiner (< 4 %). Die Steigerung des Ertrags wird primär durch tiefere Kollektortemperaturen erklärt. So wird die Kollektortemperatur bei den Systemen mit Flachkollektoren und Wärmepumpenintegration um bis zu 30 °C reduziert (100 m² FP-Feld), bei grossen Feldern (5000 m²) konnte immerhin noch eine Senkung der Temperatur um 5 °C festgestellt werden. Die geringere Temperatursenkung hängt damit zusammen, dass die WP für alle Feldgrössen gleich dimensioniert wurde (105 kW). In Abbildung 36 sind die Bruttoertragskurven der Kollektoren angegeben, wo für Flachkollektoren (FP) ein deutlich erhöhter Ertrag bei tieferen Temperaturen erkennbar ist. Diese Abhängigkeit ist vor allem für FK-Kollektoren unter 100°C relevant; Vakuumröhren (VTC) und Vakuumflachkollektoren (VFC) reagieren deutlich weniger auf die Temperaturunterschiede. Dies erklärt auch der nur geringfügig gesteigerte Deckungsgrad für VTC in Abbildung 35 b).

Eine erhöhte Effizienz konnte dann festgestellt werden, wenn die Kollektortemperatur durch die Wärmepumpe unter die Rücklauftemperatur des Prozesses gesenkt werden konnte. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn der Prozess erhöhte (>70 °C) Prozessrücklauftemperaturen bedingt.

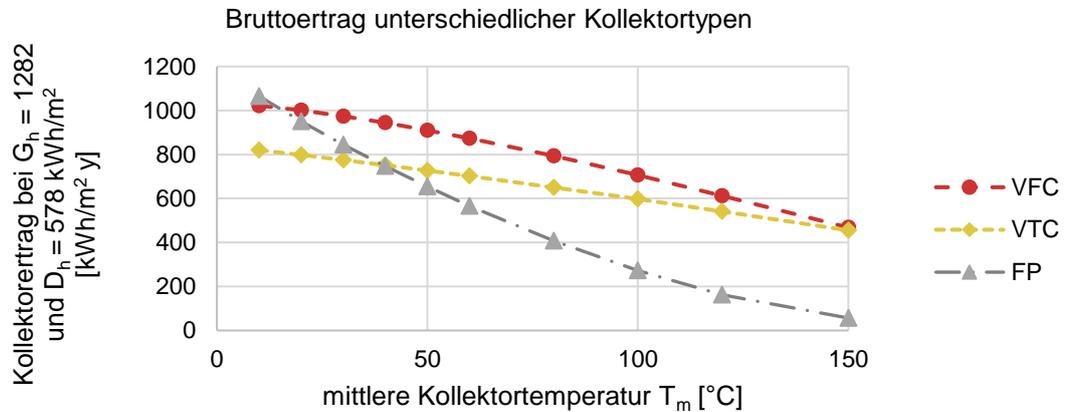


Abbildung 36: Jährlicher Kollektorertrag der drei untersuchten Kollektormodellen bei einer Direkteinstrahlung von 1282 kWh/m² a und Diffusstrahlung von 578 kWh/m² a in Abhängigkeit der mittleren Kollektortemperatur zwischen 10 und 150 °C.

5.2.2 Ökonomische Betrachtung

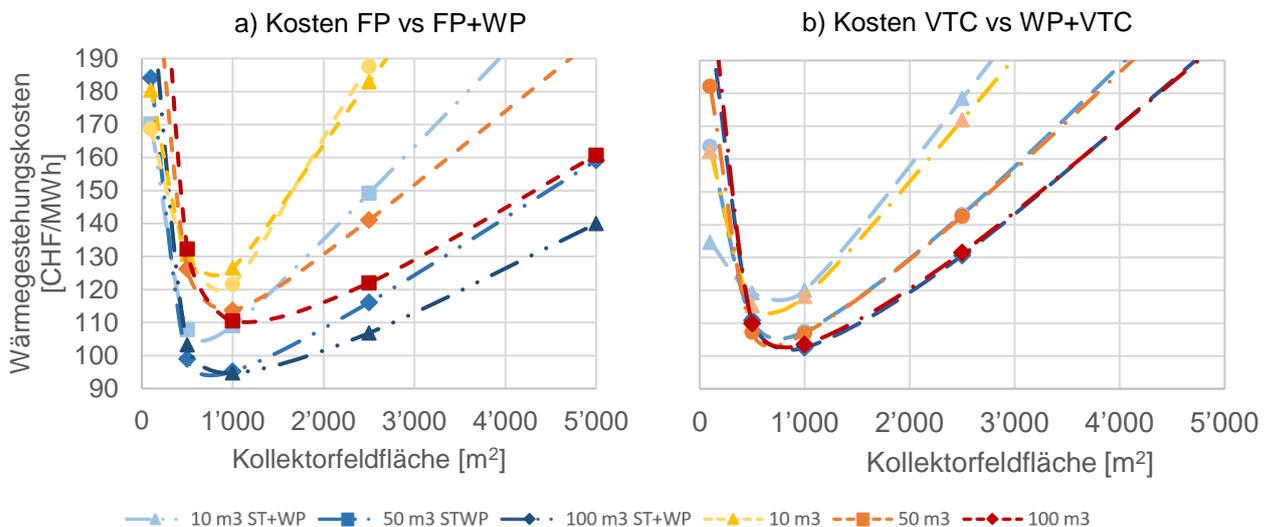


Abbildung 37: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von Kollektorfeldfläche und Speichergrosse für Betrieb 6. a) Für FP Kollektoren mit und ohne Wärmepumpennutzung (WP). Die Wärmepumpennutzung (Blautöne) senkt hier für alle Kombinationen die Gestehungskosten. b) Für VTC Systeme, mit und ohne WP. Da auch der Solarertrag der Systeme mit WP nicht wesentlich erhöht sind, sind die Kosten der Systeme mit WP meist gleich oder leicht höher als die Systeme ohne WP Integration.

Die berechneten Wärmegestehungskosten von Betrieb 6 zeigen für FP Kollektoren um bis zu 16 % tiefere Werte, mit einem Minimum von 92 CHF/MWh. Auch mit WP bleibt die günstigste Kombination diejenige mit 1000 m² Feldfläche und einem 100 m³ Speicher. Bei der Variante mit VTC sind die Systeme mit WP im besten Fall um 1 % teurer als die VTC ohne WP Integration. Dabei wird der gesamte Mehrertrag von den Mehrkosten der WP und den im Vergleich zum Heizöl teureren Strom egalisiert, so dass die 50 m³ und 100 m³ Speicher-Varianten mit und ohne WP beinahe deckungsgleich sind.



5.2.3 Analyse und Zusammenfassung

Der Vergleich zwischen den beiden Varianten FP+WP und VTC+WP zeigt, dass eine Wärmepumpennutzung nicht generell profitabel ist, sondern von den Prozessbedingungen und den Kolleortechnologien stark abhängig ist. Eine erhöhte Prozess-Rücklaufemperatur scheint für diese Art von WP-Integration begünstigend. In diesen Situationen kann aber eine Abwärmenutzung die effizientere Energiesparmassnahme sein und gleichzeitig ebenfalls die Kolleortemperatur senken und die Kolleorteffizienz steigern. Welche Variante die bestgeeignete ist, soll im Einzelfall und in weiteren Studien genauer betrachtet werden.

Als Potential dieser Technologiekombination kann einerseits der Einsatz günstigerer Kolleortechnologien gesehen werden, die trotzdem eingesetzt werden könnten, auch wenn bei der gewünschten Temperatur die Kolleorteffizienz abnimmt. Als weitere Möglichkeit könnte die Kombination von Solarthermie und Hochtemperatur-Wärmepumpen als Möglichkeit in Betracht gezogen werden. Dabei ist es besonders spannend für den Einsatz von Solarthermie Kollektoren, wenn es nicht genug oder nicht ausreichend Abwärme zur Verfügung steht.



5.3 Solarthermie und Fernwärme

Im Folgenden werden energetische und ökonomische Simulationsergebnisse für eine Kombination von ST mit einem Fernwärmenetz bei 80 °C gezeigt und erläutert. Mit einer Fernwärmenutzung kann jegliche überschüssige Energie verwendet werden, was die Ausnutzung von Solarthermie stark erhöht. Die Wärmepreise können gesenkt werden, wenn der Fernwärmeanschluss nicht vergütet werden muss und die überschüssige Wärme jederzeit für einen tiefen Unkostenbeitrag (hier: 60 CHF/MWh) abgegeben werden kann.

5.3.1 Energetische Betrachtung

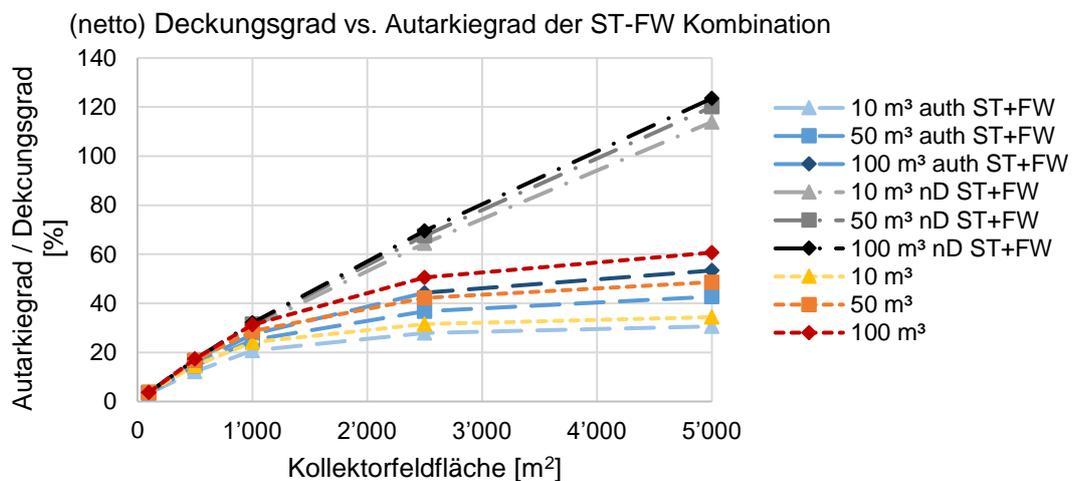


Abbildung 38: Deckungsgrad ST Betrieb 6 (Rottöne) im Vergleich mit dem netto Deckungsgrad nD (Grautöne) bzw. Autarkiegrad ("auth", Blautöne) der ST+FW-Kombination; jeweils für unterschiedliche Kollektor- und Speichergrossen.

Verglichen mit der reinen ST Variante kann überschüssige Energie verwendet und in das Wärmenetz gespiesen werden. Der maximale Unterschied im Deckungsgrad zeigt eine Steigerung von 231 % und wurde für die Kombination 5000 m²/10m³ gefunden. Bei der für Betrieb 6 günstigsten Billy Variante 1000 m²/ 100m³ ist der Deckungsgrad jedoch nur 2.6 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass überwiegend diejenige Kombination für klassische ST Anlagen die wirtschaftlichste ist, die den geringsten Überschuss produziert. Der Deckungsgrad der FW-Kombination ist deutlich weniger empfindlich auf unterschiedliche Speichergrossen als das Inselsystem, da zeitliche Bedarfsschwankungen leicht vom Fernwärmenetz ausgeglichen werden. Der Autarkiegrad der ST+FW-Kombination ist geringer als die jeweilige ST Variante, da der Wärmeexport in das Wärmenetz in der Simulation beginnt, bevor der Speichertank komplett seine Maximaltemperatur erreicht. Dies führt zu einem leichten finanziellen Einbussen, erhöht aber den Solarertrag dank tieferen Kollektortemperaturen. Dieses Verhalten kann mittels Steuerungsparameter (Solarregler) beeinflusst bzw. minimiert werden, falls eine solche Optimierung gewünscht ist.



5.3.2 Ökonomische Betrachtung

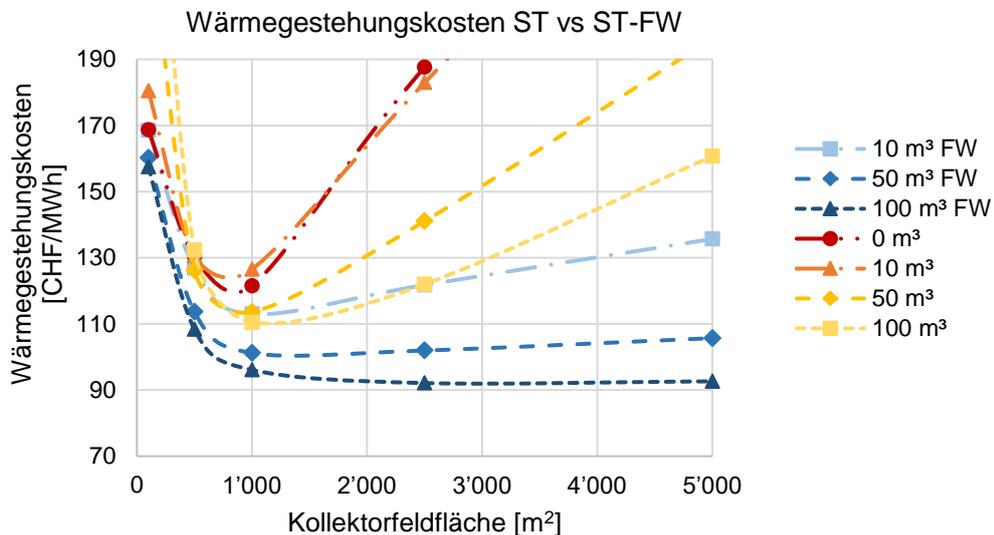


Abbildung 39: Wärmegestehungskosten der ST-FW-Kombination (Blautöne) für Betrieb 6 im Vergleich mit der Variante ohne Fernwärmeanschluss (Rottöne). Die überschüssige Energie wird bei der FW-Variante für 60 CHF/MWh verkauft (Einspeisung in das FW). Die Kosten beziehen sich auf die Energie, die Betrieb 6 selbst verwenden kann. Die jeweiligen Speichergrößen sind in der Legende angegeben.

Abbildung 39 zeigt die Wärmegestehungskosten der ST-FW-Kombination für Betrieb 6 im Vergleich mit der Variante ohne Fernwärmeanschluss. Hierbei beziehen sich die Kosten auf die Energie, die Betrieb 6 selbst verwenden kann; jegliche überschüssige Energie wird für 60 CHF/MWh verkauft bzw. in das FW gespiesen. Dieser Preis ist für den Betrieb ein Verlustgeschäft, denn die Gestehungskosten sind in jedem betrachteten Fall höher als die 60 CHF/MWh. Überschüssige Energie zu verkaufen ist aber eine Möglichkeit, zeitliche Verschiebungen zwischen Energieangebot und -nachfrage auszunutzen. Bei kleineren Feldflächen (hier: $< 1000\text{m}^2$) ist der Wärmepreis somit tiefer; für die Kombination $1000\text{m}^2/100\text{m}^3$ um 13 %. Die Speichergröße beeinflusst den Preis nun geringer als bei der reinen ST-Variante, da ein zeitlicher Versatz auch durch das Fernwärmenetz ausgeglichen werden kann. Bei grossen Feldern $>1000\text{m}^2$ sinkt der Preis nicht mehr mit zunehmender Feldfläche und ist stark abhängig vom Speicher. Dies, weil die nun häufig auftretende überschüssige Energie jeweils verlustbehaftet verkauft wird. Skalierungseffekte reichen hier nicht aus um den verlustbehafteten Verkauf kompensieren zu können. Die hier gezeigte Variante kann somit den Wärmegestehungspreis reduzieren, wenn ein Fernwärmeanschluss sowieso schon vorhanden ist. Eine zusätzlich gesteigerte Feldfläche kann den Preis jedoch nicht bzw. nur minim senken.

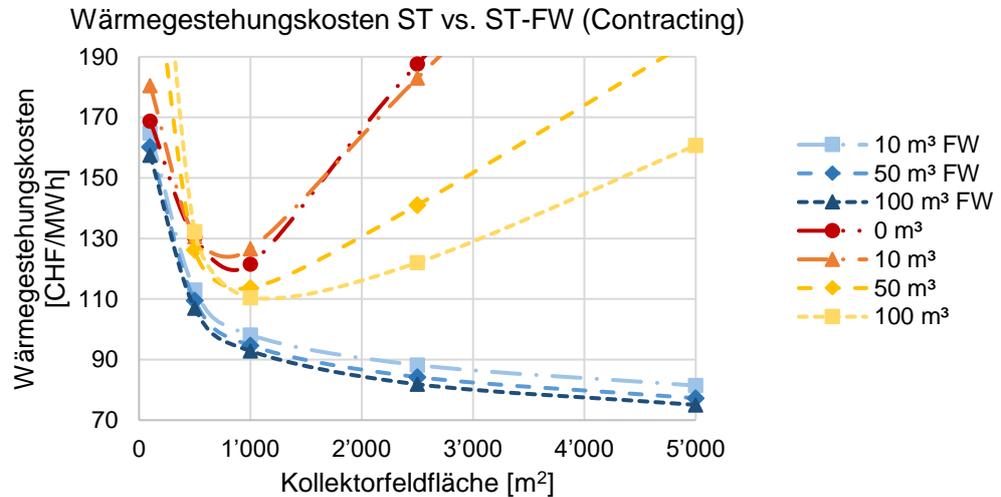


Abbildung 40: Wärmegestehungskosten der ST-FW-Kombination (Blautöne) für Betrieb 6 im Vergleich mit der Variante ohne Fernwärmeanschluss (Rottöne). Die Kosten beziehen sich auf die Sicht einer Contractingfirma, die die gesamthaft produzierte Wärme an entweder Betrieb 6 oder das Fernwärmenetz verkaufen kann. Die jeweiligen Speichergrossen sind in der Legende angegeben.

Zudem wurde die ST+FW-Kombination nach einem Contracting-Modell betrachtet. Nach dieser Variante stellt der Contractor dem Betrieb 6 die gesamte Energie entweder von der ST oder via FW zur Verfügung. Jegliche überschüssige Energie wird ins Netz eingespeisen. Der zuvor verwendete fixe Verkaufspreis der Energie von 60 CHF/MWh wird hier nicht mehr verwendet, sondern die Wärmegestehungskosten über die gesamthaft erzeugte Energie ermittelt. Diese sinken nun mit zunehmenden Feldflächen, d.h. Skaleneffekte vergünstigen die erzeugte Energie. Bei einer Feldfläche von 5000 m² werden Gestehungskosten von 75 CHF/MWh erzielt. Der Einfluss unterschiedlicher Speichergrossen ist verglichen mit der klassischen ST-Variante sehr gering, mit einem 10 m³ Speicher werden immer noch Gestehungskosten von 81 CHF/MWh erzielt.



5.4 Wärmepumpe und Photovoltaik WP-PV

Basierend auf den in 3.2.5 beschriebenen Templates wurde analog zu den Solarthermieanlagen in 3.2.2 eine Parameterstudie bzgl. PV-Feldgrösse und Speichergösse erstellt. Dabei wurden PV-Gesamterträge zwischen 37 und 1145 MWh/a und WP-Netzstrombezüge zwischen 237.6 und 505.5 MWh festgelegt, wie in Tabelle 13 festgehalten ist.

5.4.1 Energetische Betrachtung

Tabelle 13: Stromproduktion der Photovoltaikanlage und zusätzlich bezogener Netzstrom für unterschiedliche Speicher- und Feldgrössen im MWh/a aus den Simulationen zu Betrieb 6. Aufgrund zeitlich unterschiedlichem Stromverbrauch summiert sich der verbrauchte Strom der Wärmepumpe nicht immer auf denselben Wert.

PV - Stromproduktion [MWh/y]					
Feldgrösse	100 m ²	500 m ²	1000 m ²	2500 m ²	5000 m ²
PV-Ertrag	37	116	231	572	1145
WP - Netzstrombezug [MWh/y]					
SP 10 m ³	506	459	406	312	260
SP 50 m ³	475	435	379	287	238
SP 100 m ³	452	421	379	316	281

In Abbildung 41 wird der Autarkiegrad der PV+WP Kombination mit dem Deckungsgrad der ST verglichen. Der Autarkiegrad, der Sinngemäss nahe beim solaren Deckungsgrad der Solarthermie liegt, ist bei allen Speicher-, und Feldgrössen tiefer als ihr Pendant bei der Solarthermie. Dies ist hauptsächlich auf zeitliche unterschiede Nutzung zurückzuführen. Während bei der Solarthermie die vorhandene Sonnenenergie jeweils direkt verwendet wird, ist bei der Photovoltaik eine Einspeisung ins Netz möglich. So sind aufgrund der Programmierung regelmässig Zeitpunkte festzustellen, zu der die Wärmepumpe aufgrund eines heissen Tanks ausschaltet, die Sonne jedoch scheint und die Photovoltaikanlage weiter aktiv ist und ins Netz speist. Zu diesen Zeiten wird überschüssiger Strom ins Netz eingespeist, was den Autarkiegrad reduziert. Dieses Verhalten wird speziell gut sichtbar bei den Datenpunkten für 100 m³ Speicher und 2500 m² Feldgrösse. Bei diesem Wert liegt der WP+PV-Autarkiegrad unter dem solaren Deckungsgrad einer ST Anlage der gleichen Grösse, aber ohne Speicher. Durch Optimierung der Pumpensteuerung kann dieser Wert bei der WP+PV-Kombination noch erhöht werden.

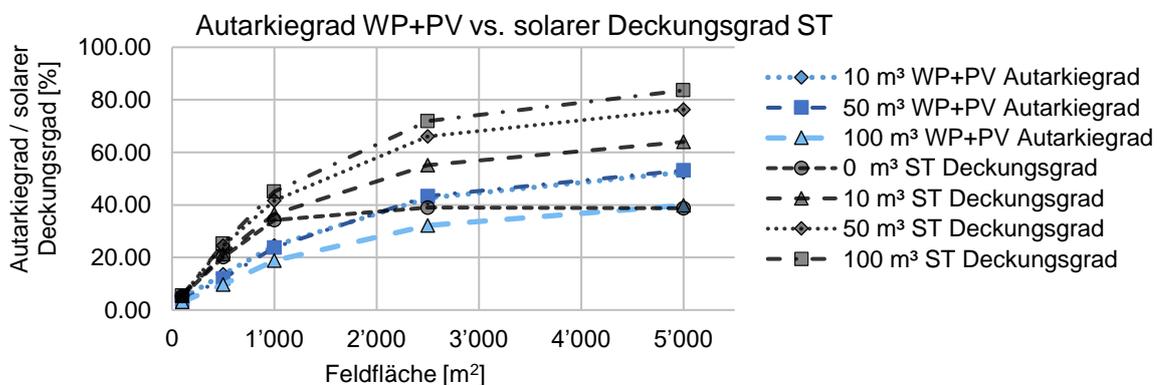


Abbildung 41: Solarthermischer Deckungsgrad (schwarz) im Vergleich zum WP+PV-Autarkiegrad für die Simulierten 100 – 5000 m² Feldfläche und die unterschiedlichen Speichervolumen am Beispiel von Betrieb 6.

Wenn jedoch das Stromnetz als verlustfreier Energiespeicher angenommen wird, bzw. der netto Deckungsgrad mit dem Autarkiegrad verglichen wird, kann ein oberes Limit für den Autarkiegrad ermittelt werden (Abbildung 42). Dieses obere Limit könnte erreicht werden, wenn die Wärmepumpe sofort den



gesamten produzierten Strom in Wärme umwandeln könnte und diese Wärme verlustfrei gespeichert würde.

In Tabelle 14 ist die anfallende GHG Belastung des dabei bezogenen Netzstromes gelistet. Die Menge der verbrauchten Netzstrommenge ist, wie auch der Autarkiegrad, stark von der Programmierung der Pumpensteuerung abhängig und reagiert auf die zeitliche Nutzung der Wärmepumpe. Dies erklärt auch den erhöhten Belastungswert bei 5'000 m² Feldfläche und 100 m³ Speichervolumen in Tabelle 14

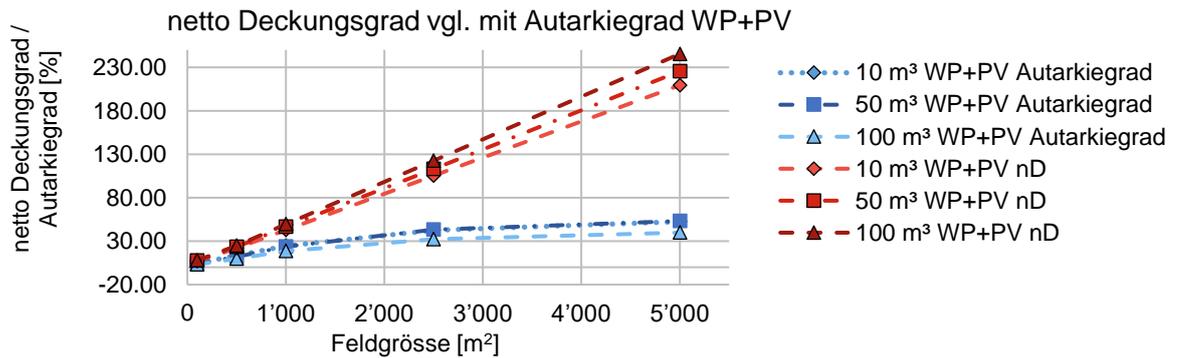


Abbildung 42: Autarkiegrad (rot) und netto Deckungsgrad (nD) für die WP+PV - Kombination in Betrieb 6 für die simulierten 100 – 5'000 m² Feldfläche und die unterschiedlichen Speichervolumen.

Tabelle 14: Greenhouse gas (GHG) Äquivalent des durch die Wärmepumpe verbrauchten Netzstroms in Tonnen CO_{2eq} pro Jahr für simulierte Werte in Betrieb 6.

		GHG Äquivalent der Primärenergie [t CO _{2eq} /y]				
Kollektortechnologie		WP+PV mit Abwärmenutzung				
Feldgrösse [m ²]		100	500	1'000	2'500	5'000
Speicher [m ³]	0	51	47	43	34	30
	10	51	47	43	34	30
	50	48	45	40	31	26
	100	46	43	40	34	31



5.4.2 Ökonomische Betrachtung

Die Wärmegestehungskosten der WP+PV-Variante mit bzw. ohne Abwärmenutzung wurde für Betrieb 6 berechnet. Für die Abwärmenutzung wurde zusätzlich die Sensitivität auf veränderte Quell-, und Senktemperaturen untersucht, deren Resultat in Tabelle 15 zu sehen ist.

Für das simulierte System ergaben sich je nach Speicher- und Feldgrösse Kosten von 60 bis 73 CHF/MWh mit Abwärmenutzung und 64 bis 90 CHF/MWh ohne Abwärmenutzung. Die unterschiedlichen Speichergrössen beeinflussen im Gegensatz zu den Feldgrössen die Gestehungskosten kaum. Die Werte sind in Tabelle 16 aufgeführt.

Das Vorhandensein einer Abwärmequelle stellt für Wärmepumpen energetisch eine gut geeignete Situation dar. Ist eine solche nicht gegeben, kann Aussenluft verwendet werden, was aber naturgemäss zu grösseren und vor allem standortabhängig tages-, und jahreszeitlich schwankenden Temperaturhuben führt. Ein erhöhter Temperaturhub hat einen tieferen Wirkungsgrad der Wärmepumpe und somit einen höheren Strombedarf zur Folge. Die dadurch reduzierte Effizienz der Wärmepumpe erhöht dadurch den Wärmegestehungspreis für die simulierten Szenarien um 20–25 % bzw. 12–18 CHF/MWh. Eine ähnliche Wirkung ist erkennbar, wenn die Wärmequelle zwar vorhanden ist, der Temperaturhub aber steigt. Zusätzlich verursacht eine höhere Senktemperatur im System höhere Wärmeverluste, so dass die Auswirkungen einer veränderten Senktemperatur höher sind als die einer um dieselbe Temperaturdifferenz veränderte Quelltemperatur. Linear genähert verändern Temperaturänderungen der Wärmequelle den Wärmegestehungspreis für das untersuchte System um 1.72 CHF/°(C·MWh). Die Absolutwerte dazu sind in Tabelle 15 abgebildet.

Tabelle 15 Wärmegestehungspreise für eine Wärmepumpen / Photovoltaikanlage mit unterschiedlichen Quell- und Senktemperaturen für 100 m³ Speichervolumen und 1000 m² Kollektorfeldgrösse.

Wärmegestehungspreis [CHF/MWh]				
Kollektortechnologie	WP+PV mit Abwärme			
Senktemperatur [°C]	90	100	110	130
Quelltemperatur [°C]	5	74		
	15	68		
	25	58	73	86
	35	49		

5.4.3 Analyse und Zusammenfassung

Mit den gewonnenen Daten können Wärmegestehungskosten verschiedener Systeme verglichen werden. In Tabelle 16 sind die Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Systeme für Speichergrössen von 0–100 m³ und für Feldflächen von 100–5'000 m² angegeben. 16 a) zeigt die Kosten für ein Wärmepumpen/PV-System, das Aussenluft als Wärmequelle verwendet. Die tiefsten Wärmegestehungskosten werden hier für eine Anlage mit 5'000 m² Feldfläche und 100 m³ Speichervolumen mit 64 CHF/MWh berechnet.

Tabelle 16 b) zeigt die Wärmegestehungskosten eines WP+PV Systems, das an eine Abwärmequelle angeschlossen ist. Hierbei sind ebenfalls tiefere Kosten bei grossen Feldern erkennbar, aber ein nur sehr geringer Einfluss der Speichergrösse auf die Gestehungskosten. Die tiefsten Wärmegestehungskosten werden mit der aktuellen Simulation für eine Anlage mit 5'000 m² Feldfläche und 50 m³ Speichervolumen mit 60 CHF/MWh berechnet.

Die solarthermischen Wärmegestehungskosten der simulierten Flachkollektoren sind zum Vergleich in Tabelle 16 c) abgebildet und 16 d) zeigt die Werte aus c), abzüglich der Subventionen nach HFM 2015.



Für Betrieb 6 ist sowohl die Aussenluft-, als auch die Abwärmevariante günstiger als eine Solarthermieanlage. Werden jedoch Subventionen nach HFM gesprochen, dann gleichen sich die Kosten für grosse Felder stark an (60 vs. 62 CHF/MWh).

Tabelle 16 Wärmegestehungskosten [CHF/MWh] für folgende Systeme mit je 100 m³ Speichervolumen a) Wärmepumpe mit PV und Aussenluft-Wärmequelle b) Wärmepumpe mit PV und Abwärmenutzung als Wärmequelle c) Solarthermie Flachkollektoren d) Solarthermie Flachkollektoren mit HFM-Subventionen. Eine rein netzstrombasierte WP mit Aussenluft resultierte in Gestehungskosten von 76 CHF/MWh.

		Feldgrösse [m ²]				
		100	500	1000	2500	5000
Speichergösse [m ³]	a) WP+PV Aussenluft					
	0	89	87	86	82	73
	10	90	88	86	82	74
	50	84	87	86	81	73
	100	82	84	82	74	64
	b) WP+PV Abwärme					
	0	72	72	70	67	61
	10	73	73	71	68	61
	50	71	71	70	67	60
	100	71	71	70	69	63
		Feldgrösse [m ²]				
		100	500	1000	2500	5000
c) ST FP						
		169	130	121	188	281
		180	131	126	183	272
		233	126	114	141	196
		288	132	110	122	161
d) ST FP mit Subvention nach HFM						
		133	87	72	89	99
		146	89	77	88	98
		199	90	72	70	73
		254	98	72	63	62

Ein rein kostenbasierter Vergleich der Anlagentypen *Wärmepumpe+Photovoltaik* und *solarthermische Flachkollektoren* ist nicht ausreichend. Dies, weil das System WP+PV im Gegensatz zum solarthermischen System dank Stromnetzanschluss die gesamte jährliche Wärmeversorgung abdecken kann, bei der Solarthermie jedoch jeweils ein zweites System an Schlechtwettertagen und für Leistungsspitzen aushelfen muss. Dies können zum Beispiel Gas-, Öl-, Strom- oder Holzheizungen sein. Häufig werden dafür Ölheizungen verwendet, da sie tiefe Wartungs- und Wärmeträgerkosten ausweisen können und die Anlagen oft schon vor Ort vorhanden sind oder mit nur tiefen Investitionskosten verbunden sind.



6 Synthese und Fallstudie

6.1 Fallstudie Langnau (Prozess Reinigung 3)

Die Emmi Fondue AG (EFON) ist eine Firma mit Sitz in Langnau und Teil der Emmi-Gruppe, die auf die Produktion von v.a. Fondue spezialisiert ist. Emmi hat ein ambitioniertes Klimaziel und möchte daher die CO₂-Emissionen ihre Wärmegewinnung reduzieren. 263 MWh/a ihres Energieverbrauchs fallen bei einer Vorlauftemperatur von 104 °C (Rücklauf: 55 °C) an, wobei die Wärme gleichmässig während den Betriebszeiten benötigt wird. In der Fallstudie wurden die im Billy-Projekt gewonnenen Erkenntnisse verwendet, auf das Beispiel von EFON angewendet und mit einer konkreten Offerte für eine Solarthermieanlage verglichen.

6.1.1 Untersuchungen ST, ST - WP, ST – FW

Für die EFON wurden – wie auch im Billy-Projekt, unterschiedliche Kollektorfeldflächen mit unterschiedlichen Speichergrossen simuliert und ausgewertet. Zusätzlich zu den Flach-, und Vakuumröhrenkollektoren wurden Vakuumflachkollektoren berücksichtigt, da die vorliegende Offerte solche enthält. Weiterhin wurden die Kombinationen mit Wärmepumpen und einem Fernwärmenetzanschluss berücksichtigt. Die Parametervariation des untersuchten Systems ist in Tabelle 17 ersichtlich.

Tabelle 17 Untersuchte Kombinationen für Emmi Langnau.

Feldflächen [m ²]	100	250	500	1000	
Speichergrossen [m ³]	10	25	50	100	
Technologien	FP	VRK	VFK	VFK-FW	VFK-WP

Abbildung 43 zeigt die Wärmeerträge unterschiedlicher Kollektortechnologien für den Standort Langnau. Dabei wurden jeweils die Billy-Einheit von Speichergrosse und Feldfläche verwendet. Die Flachkollektoren fallen bezüglich Solarertrag deutlich hinter den anderen Technologien ab und wurden deshalb nicht berücksichtigt. Die Linie für die VFK-Kollektoren liegt beinahe exakt übereinander jener der Kombination VFK+WP. Die zusätzliche Wärmepumpe bringt somit keine Verbesserung, weshalb diese Variante ebenfalls nicht berücksichtigt wurde. Weiterhin ist das vorliegende Angebot für Vakuumflachkollektoren unter den marktüblichen Preisen für Vakuumröhrenkollektoren, weshalb die Vakuumflachkollektoren hier bevorzugt werden können. Ein Anschluss an das lokale Fernwärmenetz würde für diesen Prozess über 80'000 CHF kosten. Die Bedingungen für einen wirtschaftlich betriebene Rolle als Prosumer sind somit nicht gegeben (siehe 5.3).

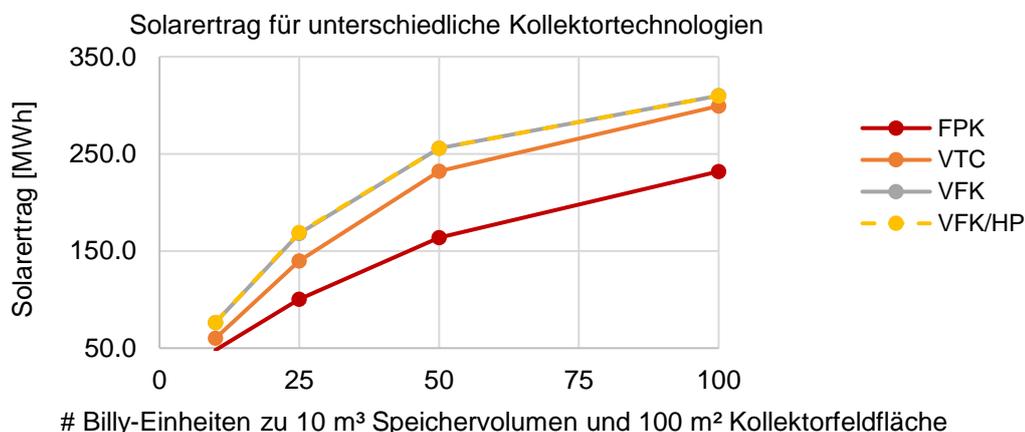


Abbildung 43 Solarertrag unterschiedlicher Kollektorfeldflächen für Emmi Langnau, wobei jeweils ein Mehrfaches einer Billy-Einheit verwendet wurde.



Vergleicht man die unterschiedlichen Speichergrossen und Feldflächen in Abbildung 44, wird ersichtlich, dass das in dieser Studie eruierte Verhältnis von 1 m³:10 m² hier ebenfalls zu den kosteneffizientesten Gesteungskosten führt. Das Minimum in dieser Kurve liegt bei 250 m² Feldfläche und bei 94.5 CHF/MWh. Dieser Preis liegt über dem aktuellen Wärmepreis an diesem Ort, die Kosten der damit eingesparten Menge CO₂ liegen aber innerhalb der Nachhaltigkeitszielen von Emmi.

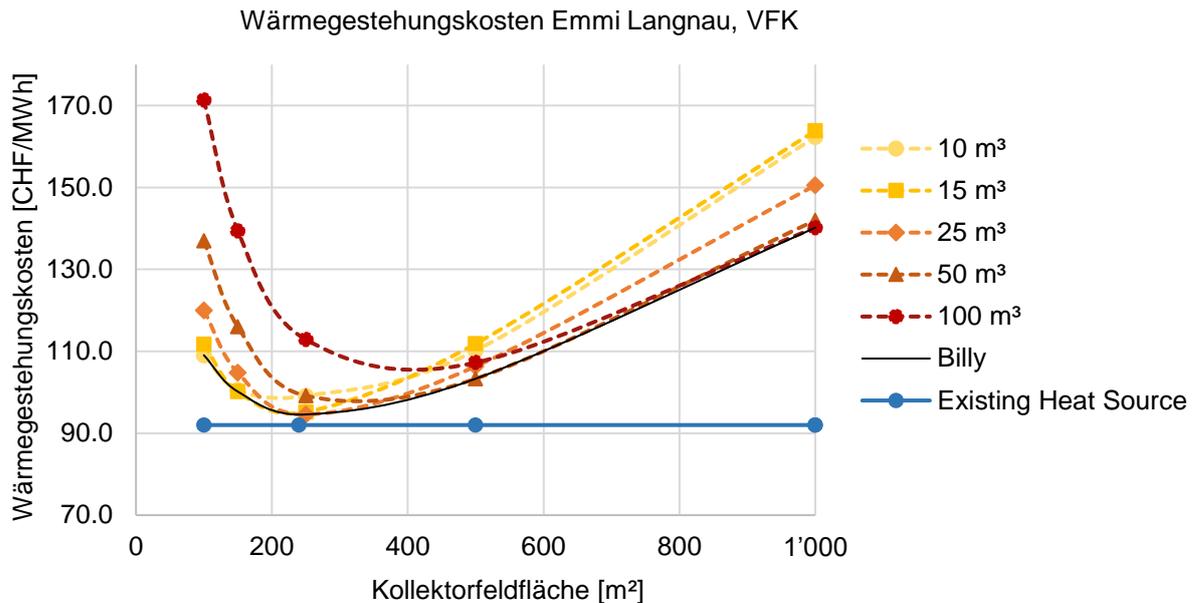


Abbildung 44 Wärmegestehungskosten Emmi Langnau für unterschiedliche Kombinationen von VFK-Kollektorfeldfläche und Speichervolumen im Vergleich mit dem existierenden fossilen Erzeuger. Die Billy-Linie bezeichnet das Verhältnis 1:10 von Speicher-, zu Feldgrösse.

Weiterhin wurden drei Fälle aus der bestehenden Herstellerofferte nachgerechnet. Die Variante "Peak Match" ist mit relativ kleinem Speicher darauf ausgelegt, dass bei maximaler Sonneneinstrahlung die Prozesswärme solar zur Verfügung gestellt werden kann. Die "Extended Hours" Variante ist auf einen möglichst kleinen Wärmepreis optimiert und die "Max Roof" Variante wurde für diese Studie zusätzlich erstellt und zeigt das Potential bei kompletter Dachnutzung auf. Die energetischen Resultate der drei Varianten sind in Tabelle 18 aufgelistet. Die "Peak Match" und die "Max Roof" Varianten zeigen beide eine solare Überproduktion. Dies, weil bei dem "Peak Match" der Speichertank im Vergleich zur Kollektorfeldfläche klein bemessen ist und deshalb anfallende Wärme nicht genutzt werden kann. Bei "Max Roof" ist die Speichergrosse eher zu klein und die anfallende Wärme vor allem im Sommer grösser als vom Prozess benötigt. Saisonale Speicher wurden dafür nicht berücksichtigt.

Tabelle 18 Energetische Eigenschaften für drei Speichergrossen und Feldflächenkombinationen, die nach einer Herstellerofferte gerechnet wurden. Die Abweichungen zur Herstellerofferte waren beim kleinsten Feld mässig (<20%) und beim mittleren Feld gering (<1%). Die grösste Feldvariante wurde vom Hersteller nicht gerechnet.

	Peak Match	Extended Hours	Max Roof
Kollektorfeldfläche [m ²]	140	240	440
Speichergrosse [m ³]	3	25	25
Jährlicher Solarertrag [MWh]	83.2	164	222.8



Solarer Deckungsgrad [%]	31.6	62.4	84.4
Jährliche CO ₂ Ersparnisse [t CO ₂ eq]	26.9	53.2	72.2
Solarer Nutzungsanteil [Irradiation : sol. Energie] (%)	41.7	48.0	35.6
Überproduktion [MWh/a]	13.1	6.6	67.6

6.1.2 Fazit, Empfehlung

Die Simulationsergebnisse dieser Studie bestätigen grossmehrheitlich diejenigen des Herstellerangebotes. Vakuumflachkollektoren sind aufgrund der geforderten Temperaturen sinnvoll, während bei 104 °C die Effizienz der herkömmlichen Flachkollektoren deutlich geringer ist. Die Kombination mit einer Wärmepumpe nach dem Schema von 3.2.3 scheint aufgrund der tiefen Rücklauftemperatur des Prozesses nicht sinnvoll; eine Reduktion der Kollektortemperatur unter die Prozess-Rücklauftemperatur und somit eine relevante Effizienzsteigerung des Kollektors ist nicht realistisch. Eine Anbindung an das existierende Fernwärmenetz ist bei der aktuellen Kollektorfelddfläche wirtschaftlich nicht empfehlenswert. Die Variante "Extended Hours" des Herstellers liegt sehr nahe bei der hier berechneten Wirtschaftlichsten Kombination (250 m² vs. 240 m²). Die energetischen und finanziellen Daten aus der Offerte scheinen realistisch und eine geeignete Massnahme, die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Die verfügbare Dachfläche ist mit dieser Variante noch nicht vollständig belegt. Durch deren vollständige Nutzung könnten die CO₂-Emissionen weiter reduziert werden.



7 Wirtschaftlichkeit

7.1 Sensitivitätsanalyse Kosten

Um den Einfluss der unterschiedlichen Annahmen abschätzen zu können, wurden Sensitivitätsanalysen zu allen Variablen bei einer Speichergrosse von 100 m³ für Betrieb 6, und (optional) einer Wärmepumpe mit Aussenluftnutzung erstellt. Die wirtschaftlich einflussreichsten, abhängigen Variablen sind in Tabelle 19 gelistet, welche die Folgen einer Verdoppelung dieser Variablen auf die unabhängigen Variablen darstellt. Die Basiswerte sind dabei in Tabelle 8 gelistet. Bei einer Verdoppelung von z.B. des Strompreises "Einkauf" steigen die Wärmegestehungskosten für ein Wärmepumpensystem mit 100 m³ Speicher und 100 m² PV-Feldgrösse um 72.1 %. Für grössere Kollektorfelder nimmt der Einfluss des Strompreises "Einkauf" ab (51.9 % bei 2500 m²), da der Autarkiegrad bei diesen Feldern steigt und weniger Strom hinzugekauft werden muss. Da gleichzeitig auch die Stromüberschüsse steigen, nimmt der Einfluss des Strompreises "Verkauf" mit der Feldgrösse wiederum zu.

Die Investitionskosten der Wärmepumpe beeinflussen die Gestehungskosten bei allen untersuchten Feldgrössen ungefähr gleich, da sie nicht von der Stromquelle, sondern hauptsächlich von der benötigten Wärmemenge abhängig sind. In absoluten Zahlen ist der Investitionskostenanteil für Wärmepumpen somit bei kleinen Feldgrössen entscheidend. Eine Verdoppelung der Lebensdauer hat einen kleineren Einfluss als dessen Halbierung, da dieser Zusammenhang nicht linear ist. Die in dieser Studie verwendeten 25 Jahre Lebensdauer bzw. Amortisationszeit befinden sich im abflachenden Teil der Lebensdauer-Kurve aus Abbildung 45, eine Erhöhung hätte somit nur eine geringe Senkung der Gestehungskosten zur Folge.

Würde eine WP+PV Anlage nach HFM 2015 [19] subventioniert, hätte das vor allem für grosse Anlagen einen Einfluss, wo z.B. die Gestehungskosten bei einem 2500 m² Feld um 45.7 % werden könnten. Der Einfluss von Subventionen ist auch in Abbildung 46 gut sichtbar, wobei dort eine 0 % Abweichung auf der Ordinate bedeutet, dass keine Subventionen bezogen werden. Ein Faktor von 1 auf der Abszisse bedeutet die volle HFM-Subvention.

Tabelle 19 Relative Änderung der Wärmegestehungskosten [%] bei einer Verdoppelung der genannten Variablen für eine Speichergrosse von 100 m³ und unterschiedliche Feldgrössen. Unter "Subventionen" ist die Änderung bei einer Erhöhung der Subventionen von 0 CHF/kWp auf 500 CHF/kWp gelistet.

Variabel x 2	Subvention Kollektorfeld	Strompreis		Investitionskosten		Lebensdauer
		Einkauf	Verkauf	Wärmepumpe	Kollektorfeld	
100 m ²	-1.9	72.1	-1.6	22.9	3.8	-8.1
500 m ²	-8.9	66.5	-4.9	22.7	12.9	-10.6
1000 m ²	-17.9	60.7	-10.2	23.0	23.7	-13.6
2500 m ²	-45.7	51.9	-30.8	23.5	52.5	-21.7



Einfluss der Lebensdauer auf die Wärmegestehungskosten bei unterschiedlichen Kollektorfeldgrössen

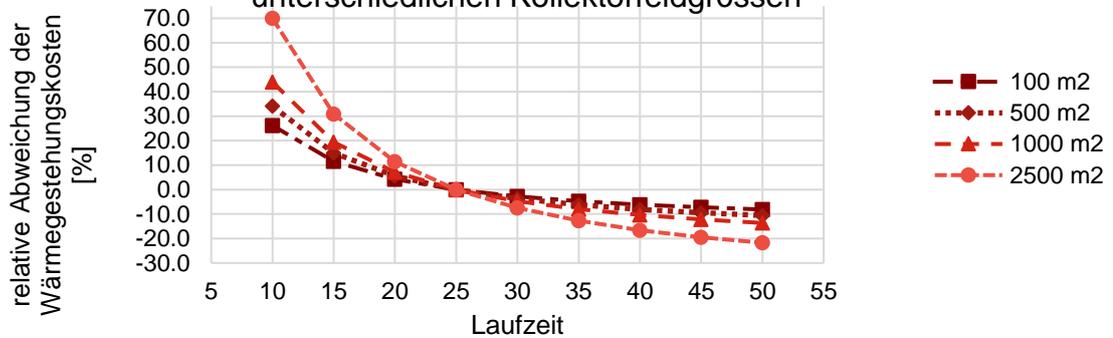


Abbildung 45: Einfluss der Anlagenlaufzeit auf die Wärmegestehungskosten einer WP+PV-Anlage für unterschiedliche Kollektorfeldgrössen.

Sensitivitäten der Wärmegestehungskosten auf ausgewählte Variablen

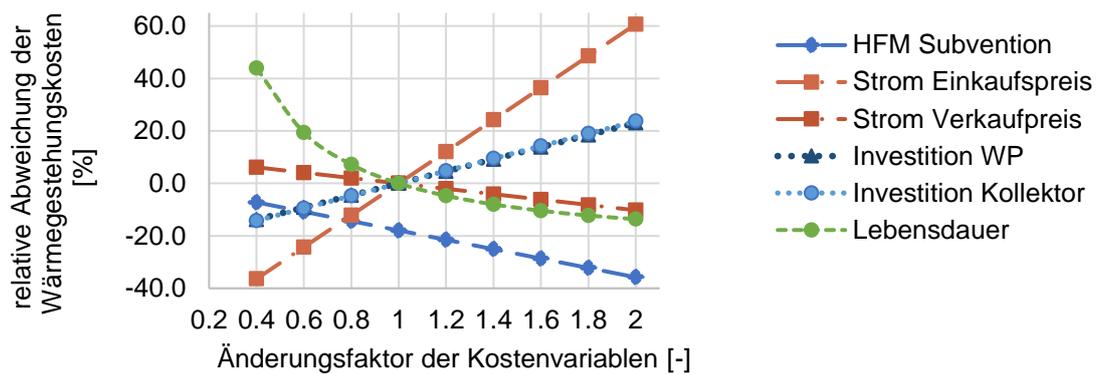


Abbildung 46: Einfluss ausgewählter Variablen auf die Wärmegestehungskosten einer WP+PV-Anlage nach Simulationen zum Betrieb 6, mit 10 m³ Speicher und 1'000 m² Kollektorfeldfläche. Der Einfluss der beiden Investitionskosten sind für diese Kombination fast deckungsgleich; für grössere Feldflächen wird der Einfluss der Investitionen für das Kollektorfeld deutlich grösser als der der Wärmepumpe. Einzig die Lebensdauer zeigt einen nicht-linearen Zusammenhang mit den Gestehungskosten.



7.2 Regulatorische Massnahmen zur Dekarbonisierung der Industrie

Die Dekarbonisierung der Industrie spielt bei der Erreichung der Klimaziele der Schweiz eine wichtige Rolle und sie ist angehalten sich verantwortlicher der Umwelt gegenüber zu verhalten. Doch die Unternehmer finden sich im Spagat zwischen ihren individuellen Unternehmenszielen und Nachhaltigkeitsanforderungen. Denn Investitionen in die Prozesswärmeerzeugung durch Solarthermie, oder auch allgemein in Energiebereitstellung durch umweltfreundliche Technologien, sind ihrer hohen Kosten wegen schwer zu finanzieren. Die hohen Vorabinvestitionen, Schwierigkeiten beim Zugang zu langfristigen Bankfinanzierungen und hohen Kreditrisiken sind einige Hindernisse für mittelständische Unternehmen, Energiedienstleister (ESCOs) und andere Drittinvestoren, welche bei der Finanzierung derartiger Vorhaben überwunden werden müssen. Auch wenn solche Investitionen wirtschaftlich tragfähig sind, sieht die Industrie Investitionen in Anlagen zur nachhaltigen Erzeugung von Prozesswärme nicht als ihr Kerngeschäft an. Zudem scheuen sich Drittinvestoren vor den potenziellen technischen Risiken und sind daher eher zurückhaltend.

Dennoch um einen Wandel bei der Industrie zu fördern gibt es internationale und nationale Auflagen an die sich Unternehmen teils freiwillig orientieren können und sollen. Das Staatssekretariat für Wirtschaft in der Schweiz (SECO) fordert von Unternehmen mit Sitz oder Tätigkeit in der Schweiz, dass sie bei allen Aktivitäten in der Schweiz und im Ausland ihre Verantwortung nach international anerkannten Corporate Responsibility (CR)-Standards und -Richtlinien wahrnehmen. Die CR fordert verantwortliches unternehmerisches Handeln bezüglich der Umwelt, der Geschäftstätigkeit und ihren Mitarbeitern sowie den weiteren Stakeholdern. Dies zusätzlich zu den gesetzlichen Forderungen z.B. bez. der CO₂ Abgabe. Diese CR Forderung und teilweise dem gesellschaftlichen Druck führt dazu, dass sich immer mehr Unternehmen mit der eigenen Nachhaltigkeitsstrategie beschäftigen. Doch wie ernsthaft die CRS von Unternehmen ausgeübt werden ist noch sehr unterschiedlich, da sie vom Kerngeschäft abweichen, selten ökonomisch Mehrwert bringen und zusätzlich Nachhaltigkeitsauflagen durch nicht-finanziellen Kriterien bewertet werden müssen. Somit geben die CR zwar einen Anstoss aber dennoch braucht es die nicht-finanziellen Kriterien um zwischen nachhaltigen und nicht-nachhaltigen Unternehmen unterscheiden zu können. Ein nicht-finanzielles, standardisiertes Bewertungssystem ist z.B. durch die "Environment, Social, Governance" (ESG)- Kriterien gegeben. Es gibt Unternehmen, die sich an die SDG (Sustainable Development Goals) orientieren.

Die Wichtigkeit einer Bewertung der Nachhaltigkeit gewinnt (langsam) auch beim Investitionsprozess und der Finanzierung an Bedeutung, denn um mehr Investitionen in Nachhaltigkeit zu fördern werden nicht-finanzielle Bewertungen immer wichtiger.

Der EU-Aktionsplan zur Regulierungsinitiativen in den Bereich Sustainable Finance und EU Taxonomy zielt auch auf den Wandel der Finanzwelt sowie der Investoren und fordert von den Geldgebern Nachhaltigkeitsrisiken und negative Auswirkungen auf die Umwelt und den Menschen zu erkennen und zu minimieren.

Die Vorteile einer Nachhaltigkeitsstrategie im Unternehmen wurde schon von manchen erkannt und werden vermehrt umgesetzt. Wichtig wird auch die Resilienz auf zukünftige Situationen spielen, die Unternehmen, die unabhängig von fossilen Energieträger und ihren sozio-politischen volatilen Preisschwankungen unabhängig sind, besser wappnet.

Obwohl diese Auflagen wichtig sind um die Energiewende zu fördern, fehlen immer noch klare Definitionen von CR und auch die ESG Kriterien werden oft Firmenintern definiert. Damit bleiben diese "Standards & Kriterien" unsichtbar und sind daher untereinander nicht vergleichbar. Durch diese Auflagen und Kriterien alleine werden kaum grosse Investitionen in erneuerbare Technologien gemacht.



Weil die Regeln und Auflagen noch nicht Länderübergreifend einheitlich sind und damit eine international tätige Firma den Produktionsstandort verschieben kann (z.B. Rechenzentren) sind wegen der hohen Investitionskosten für (z.B.) Solarthermie und anderer erneuerbaren Energien noch (finanzielle) Förderungen nötig. Die Firmen können dann in einem weiteren Schritt von Skaleneffekten profitieren. Die Industrie verlangt und hat meist kurze Amortisationszeiten, weshalb die Solarthermie mit ihren hohen Kosten oft nicht berücksichtigt wird, obwohl sie eine umweltfreundliche und zuverlässige Technologie ist.

Oft werden die Wärmegestehungskosten der erneuerbaren Technologien mit den reinen Einkaufspreisen der fossilen Energieträgern (Gas, Öl) verglichen, die die Umweltbelastung, Investitions-, und andere laufende Kosten wie Unterhalt und Wartung nicht mitberücksichtigen. Die hohen Anfangsinvestitionen verfälschen den Wettbewerb. Durch gezielte Förderung kann der Solarthermie Aufschwung gegeben werden- und zwar solange bis die Preise der konventionellen Energieträger entsprechend hoch sind und/oder die Produktionskosten der Solareinheiten sinken.

Eine konkretere Massnahme um die Industrie klimafreundlicher zu machen und die Ziele der Schweizer Energiestrategie 2050 zu erreichen wirkt durch die CO₂-Lenkungsabgabe, welche 2008 in der Schweiz eingeführt wurde. Die CO₂ Abgabe wird auf fossilen Brennstoffen erhoben. Ab 2022 beträgt die Abgabe 120 Franken pro Tonne CO₂. Der Ertrag aus dieser Abgabe fliesst zum einen in das Gebäudeprogramm zur Förderung von CO₂ senkenden Massnahmen. Als zentrale Grundlage für die finanzielle Förderung gilt das "Harmonisiertes Fördermodell der Kantone" (HFM 2015), das seit 2017 von fast allen Kantonen eingesetzt wird. Das HFM ist hauptsächlich für Gebäudeanwendungen konzipiert und beinhaltet auch einen Abschnitt zur Förderung von Solarkollektoren. Es bildet auch die Grundlage für die Förderung zum Einsatz von solarthermischen Kollektoren für die Bereitstellung von Prozesswärme. Um eine Übersicht über die Höhe der Fördergelder für thermische Solarenergie in den verschiedenen Kantonen zu erhalten, wurde der Fördergeldrechner (www.kollektorliste.ch) erstellt. Zusätzlich gibt die Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) eine Übersicht über die Fördermittel (<https://enaw.ch/foerdermittel/enaw-zv/>) in jedem Kanton, jeder Stadt sowie in den Gemeinden. Aufgeführt sind neben staatlichen auch Fördergelder von Stiftungen (Klimastiftung Schweiz), Banken (Raiffeisen) und Energieversorgern (EKZ, EwZ, ...). Von EnergieSchweiz wurde ebenfalls eine Übersicht zu Fördermitteln erstellt (www.energiefranken.ch), der sich primär an private richtet, aber auch eine Übersicht für Firmen bietet..

Um die Energieeffizienz im Industriesektor zu erhöhen und zugleich den CO₂-Ausstoss zu senken, werden Zielvereinbarungen zwischen Bund und Unternehmen oder Kanton und Unternehmen eingesetzt. Durch die Zielvereinbarung mit dem Bund erhalten Verbraucher die Möglichkeit durch Einhalten des vereinbarten Zielpfades sich von der CO₂-Abgabe befreien zu lassen, Netzzuschläge zurück erstatten zu lassen sowie sich von kantonalen Detailvorschriften bez. CO₂ Reduktion und Energieeffizienzsteigerungen befreien zu lassen. Die vom Bund beauftragten Organisationen, die Cleantech Agentur act und die Energieagentur der Wirtschaft EnAW, bieten verschiedene Zielvereinbarungsmodelle an, die sich am wirtschaftlichen Potenzial des Unternehmens orientieren. Die Unternehmen ermitteln die Energieeffizienz und die CO₂-Intensität ihrer Prozesse und definieren Einsparziele. Durch diese Zielvereinbarung möchte man die Unternehmen dazu bringen ihr wirtschaftliches Potenzial auszuschöpfen. Bis zum jetzigen Zeitpunkt müssen nur Massnahmen mit einer Amortisationszeit von <8 Jahren (für Gebäude und Infrastruktur) umgesetzt werden. Damit werden teurere, klimafreundlichere Technologien mit längeren Amortisationszeiten selten gefördert. Unternehmen die von der CO₂-Abgabe befreit sind, können im Rahmen des Gebäudeprogramms keine staatliche Förderung für solare Prozesswärme erhalten, da dies als Doppelförderung durch den Bund gelten würde.



Im Allgemeinen fehlen spezifische Förderprogramme für Prozesswärme durch den Einsatz von erneuerbaren (nicht elektrisch) Wärmequellen in der Schweiz. Es existiert somit kein Topf für finanzielle Unterstützung von solaren Prozesswärmeanlagen, wie es z.B. in Deutschland und in Österreich der Fall ist (Abschlussbericht EvASP II, 2020). In Deutschland wird die Solarthermie im Marktanzreizprogramm die "Förderung der Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft" unterstützt. In Österreich wird durch Klima- und Energiefonds gezielt die Integration der Solarthermie in Wärmenetze und in der Industrie durch das Programm "Solarthermie- solare Grossanlagen" gefördert. Diese Förderung setzt voraus, dass die Umsetzungspläne durch Fachexperten begutachtet werden. Anhand der Erfahrung in den Nachbarländern zeigt sich das spezifische Förderprogramme viele Vorteile für die Solarthermie in den letzten Jahren gebracht haben: 1) Aufmerksamkeit wurde auf die Solarthermie gelenkt, 2) Qualitätssicherung bei der Umsetzung, durch Überprüfung der Umsetzung durch Experten. Dies fördert dann auch das Vertrauen in die Technologie. 3) Know-how wurde bei Planern und Installateuren dank dem Erfahrungsgewinn gefestigt, was Projekte effizienter und günstiger werden lässt 4) Wachstum des Marktanteils der Solarthermie.

Abschliessend wird unter Solarkollektorherstellern, Planern und Installateuren auch der Wunsch nach angepassten Rahmenbedingungen gefordert. Dies kann beispielsweise die Aufhebung der Bewilligungspflicht zum Bau und Einsatz einer Solaranlage sein. Die aktuelle Bewilligungspflicht führt zu Verzögerungen und Verteuerung des Vorhabens.

Als Fazit: Energie wird teurer, sei es durch steigende Preise der konventionellen oder durch den Umstieg auf neue Technologien. Wichtig und nachhaltig ist der smarte und effiziente Umgang mit der Energie. Klare Spielregeln werden von Unternehmen und Investoren gefordert, die auch entsprechende Förderungen beinhalten. Mit Blick in die Zukunft ist es für Unternehmen wichtig, dass Preiserhöhungen vorhersehbar und planbar sind und um sich anzupassen gleiche Chancen und längerfristige Rahmenbedingungen bestehen.

7.3 Geschäftsmodell: Solarthermie Anschluss und Wärmenetze

Das Risiko, dass der Wärmeabnehmer einer solaren Prozesswärmeanlage wegfällt wird von Investoren hoch eingeschätzt und hindert die Investition in solche Systeme. Daher untersuchen wir im Rahmen des Projektes inwieweit die Diversifizierung der Abnehmer durch den Anschluss der solaren Prozesswärmeanlage an einem Wärmenetz in der Schweiz möglich wäre.

An Wochenenden und Betriebsferien kommt es vor, dass bei einer Solarthermieanlage überschüssige Wärme anfällt. Als Möglichkeit, diese zu nutzen, wird die Anbindung an Fernwärmenetze untersucht. Dies gäbe weiterhin auch die Möglichkeit, bei vorhandener Dachfläche eine Thermieanlage übergross zu dimensionieren und Wärme grundsätzlich ins Netz einzuspeisen. Ob dies aus Sicht von Fernwärmenetzbetreiber möglich ist und auf Interesse stösst, wurde anhand eines Fragebogens und anschliessend geführten Interviews eruiert. Der Fragebogen wurde an 10 Schweizer Fernwärmenetzbetreiber verschickt und von 6 beantwortet. Mit Vertretern von vier Betreibern wurden anschliessend vertiefte Gespräche geführt. Der Fragebogen ist im Anhang zu finden. Die befragten Betreiber betreuen insgesamt schweizweit rund 150 Wärmenetze. Die wichtigsten Netz-Typen und Eigenschaften sind in Tabelle 20 gelistet. Alle befragten Betreiber berichten von vorhandenen Nachhaltigkeitsstrategien und vom Bestreben, den Anteil fossiler Energieträgern zu minimieren. Bezüglich möglicher Nutzung von Solarthermie sind aus den Antworten und Gesprächen drei unterschiedliche Netzarten zu erkennen.

Zentrale (KVA gespeiste) Fernwärmenetze

Vorwiegend in Stadtnähe können Fernwärmenetze aus der Abwärme von Grossindustrie oder Kehrichtverbrennungsanlagen betrieben werden. Die Abwärme der KVAs in den betrachteten Netzen fällt



dabei bei bis zu 110 °C an und übersteigt in der Leistungsmenge die Nachfrage der Netzbetreiber. Das Interesse an überschüssiger Solarwärme scheint daher weder im Sommer noch im Winter vorhanden zu sein. Als interessante Industriepartner, die Abwärme ins Netz einspeisen, wurden hier nur Branchen mit massivem Wärmeverbrauch genannt wie z.B. Metallgiessereien und Stahlwerken.

Anergienetze

Diese Netze, teils mit kaltem Seewasser als Einwegnetz betrieben, teils als Wärmeträgerkreis, werden zwischen 4 – 8 °C betrieben. Im Sommer werden diese zur Kühlung genutzt, im Winter teilweise als Tieftemperaturwärmequelle für dezentrale Wärmepumpen. Somit ist im Sommer Solarthermiewärme uninteressant, da die Abwärme aus den zu kühlenden Gebäude abgeführt werden muss. Ein genanntes Anergienetz, das als Tieftemperaturwärmequelle für WP benutzt wird, wird durch industrielle Abwärme auf 8 °C leicht vorgewärmt. Dadurch wird der Temperaturhub der Wärmepumpen reduziert. Dazu wird Abwärme bei 30 °C genutzt, die jedoch für Preise von unter 50 CHF/MWh oder teilweise auch kostenlos zur Verfügung steht. Dazu wird z.B. die Kombination von Solarthermie mit diesen Netzen somit finanziell uninteressant.

Dezentrale Wärmenetze

Über 100 kleinere Wärmenetze mit unterschiedlichen Leistungen und Temperaturniveaus zwischen 70 – 85 °C wurden in der Umfrage und den Gesprächen genannt. Diese Netze liefern die Wärme für kleinere Dörfer oder teilweise für einzelne Quartiere. Als Wärmequellen wurden hier Holzschnitzelanlagen, Wärmepumpen, Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Industrieabwärme, Erdsondenfelder, Öl- und Gasanlagen genannt. Eine gehäufte Nennung wurde dabei bei Holzschnitzelanlagen und Wärmepumpen festgestellt. Ebenfalls erwähnt wurde industrielle Wärmeeinspeisung zu Preisen von 50 – 80 CHF/MWh sowie teilweise die Bereitschaft zu weiteren Partnerschaften.

Die vorhandenen Holzschnitzelanlagen haben hierbei meist im Sommer mehrmonatige Wartungsfenster, wenn der Wärmebedarf aufgrund wegfallender Raumheizung gering ist. Die dann noch benötigte Wärme (meist Brauchwarmwasser) wird von Wärmepumpen, Öl-, und Gasheizungen geliefert. Dabei wurde die Solarthermie von zwei Betreibern als prüfbare Alternative zur fossilen Sommerwärme erwähnt; von einem jedoch unter dem Vorbehalt, dass konventionelle erneuerbare Methoden wie Anergienetze und Erdsonden wohl bevorzugt würden.

Als hemmende Faktoren zur Solarthermie wurden u.a. schlechte Erfahrungen mit Pilotanlagen genannt. Verglichen mit der Photovoltaik würden so aufgrund ineffizienter Steuerung und einem komplizierten Aufbau eine deutlich höhere Fehleranfälligkeit und Wartungskosten wahrgenommen. Ein Mangel an Leuchtturmprojekten wurde angesprochen sowie fehlende Wahrnehmung von Forschungsfortschritten. Weiterhin bestehen Bedenken bzgl. durchdachten Regelkonzepten und funktionierender Steuerung.

Tabelle 20 Übersicht über die wichtigsten Netzarten und Eigenschaften der befragten Wärmenetzbetreiber.

Netztypen	<i>Anergienetz</i>	<i>Dezentrale Wärmenetze</i>	<i>Zentrale Wärmenetze</i>
Vorlauftemperatur	4 - 8°C	70 - 85 °C	80 - 110 °C
Energierbereitstellung	Seewasser, Umgebungswärme	Wärme-Kraft-Kopplung (Gas, Öl), Wärmepumpe (el. Strom, Umgebungswärme, Erdsonden), Holzschnitzel	Industrieabwärme, KVA (Haushalt- und Industrieabfälle), Wärme-Kraft-Kopplung (Öl)
Sommerwärme (Leistung)	v.a. Kühlen	10 kW bis mehrere MW	Bis 15MW



8 Schlussfolgerungen und Fazit

Standortübergreifende Prozesse, die einen Wärmebedarf haben, werden im BillySolar-Projekt als skalierbare, wiederkehrende Wärmesenken definiert. Auf der Grundlage der Bedarfsprofile dieser Senken werden die Wärmeeinheiten gebildet. Anhand von mehreren Pinch-Analysen und Umfragen von 11 Industriestandorten wurden vier skalierbare Wärmesenken identifiziert, die sich besonders für die Solarthermie eignen: Lufttrocknung, Cleaning in Place (CIP), Erwärmung von Brauchwasser und Vorwärmung von Prozesswasser. Ihre Profile reichen von 9 bis 319 kW, 40 bis 80 °C und 20 bis 1424 MWh/Jahr, je nach Prozess und Unternehmensgrösse.

Weiterhin wurden Abweichungen zwischen den in den Fragebögen angegebenen Energiedaten und den für die Pinch-Analyse tatsächlich erfassten Energiedaten festgestellt. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass zumindest eine grobe Pinch-Analyse durchgeführt werden sollte, um 1) Effizienzmaßnahmen zu formulieren und 2) reale Aussagen über den Wärmeverbrauch zu machen. Fragebögen alleine lassen dazu nur ungenaue Schlüsse zu.

Die Simulation der Solarwärmeeinheiten im BillySolar Projekt wurden mit dem Polysun Software durchgeführt. Der Energiebedarf der elf untersuchten Unternehmen wurde durch die Kombination mehrerer Prozesse, die Temperaturen zwischen 65 °C und 95 °C benötigten, mit dem von uns entwickelten Profilgenerator modelliert. Mit diesen Profilen wurden Polysun-Simulationen mit Kollektorfeldgrößen zwischen 100 und 5000 m² sowie Speichergrößen zwischen 10 und 250 m³ durchgeführt. Im Ergebnis wurden für die Dimensionierung eines kleinsten Standardmoduls für industrielle Solarthermieanlagen mit einer Kollektorfläche von 100 m² und einem Warmwasserspeicher von 10 m³, d.h. die niedrigsten Gesteungskosten für reine Solarthermieanlagen bei einem Verhältnis von 1:10 von Speichergröße (in m³) zu Kollektorfeldfläche (in m²) gefunden wurden. Für die untersuchten Beispiele lagen die Wärmegestehungskosten für die Solareinheit zwischen 74 CHF/MWh bis 150 CHF/MWh.

Neben der Simulation der Wärmeversorgung mit Solarthermie haben wir auch die Kombination mit Wärmepumpen und in Verbindung mit Fernwärme durchgeführt. Durch die Kombination mit anderen Technologien kann der solare Anteil erhöht und die Wärmegestehungskosten gesenkt werden. Die Variante ST-WP zeigt reduzierte Wärmegestehungskosten, wenn die Wärmepumpe die Kollektortemperatur deutlich absenkt, so dass günstigere Kollektortypen mit entsprechender Wirkungsgrad-Kennlinie gewählt werden können. Die Fernwärmekombination weist niedrige Wärmegestehungskosten auf, wenn der Anschluss an ein Fernwärmenetz bereits gegeben ist oder zu sehr geringen Kosten integriert werden kann und die gesamte überschüssige Wärme an das Netz und die angeschlossenen Verbraucher abgegeben werden kann.

Die Ergebnisse für die Solare Einheit wurde für mit einer Herstellerofferte verglichen. Anhand der Offerte konnten die Kosten-, und Ertragsmodelle verifiziert werden. Dabei wurde ebenfalls das Verhältnis 1:10 von Speicher-, zu Feldgrösse bestätigt. Die Technologie mit dem für diesen Standort tiefsten Wärmegestehungskosten von 94.5 CHF/MWh soll nun im Rahmen eines P&D-Projekt gebaut werden. Sie wird mit 240 m² VFK-Kollektorfläche und 164 MWh Leistung dimensioniert und soll CO₂-Vermeidungskosten von unter 150 CHF/MWh erreichen und einen voraussichtlichen Deckungsgrad von 62.4 % erzielen.

Das Risiko, den Wärmeabnehmer einer solaren Prozesswärmeanlage zu verlieren, wird von Investoren als hoch eingeschätzt und hemmt die Finanzierung. Gezielte regulatorische und unterstützende Rahmenbedingungen könnten solche Investitionen erleichtern und ein Umfeld für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle schaffen.

Im Rahmen des Projekts wurde daher untersucht, inwieweit eine Diversifizierung der Kunden durch den Anschluss der solaren Prozesswärmeanlage an ein Wärmenetz in der Schweiz möglich wäre. Die



Untersuchungen ergaben, dass dezentrale, kleinere Wärmenetze das grösste Potenzial für die Nutzung der Solarthermie haben.

Ziel des Projekts war es, die Vorteile einer modularen und skalierbaren Solaranlage zu untersuchen. Die Ergebnisse zeigten jedoch, dass die Solarwärmeeinheit am besten in Kombination mit einer Wärmepumpe oder in Verbindung mit einem Wärmenetz funktioniert. Nicht nur der solare Deckungsgrad wurde erhöht, sondern auch die Wärmekosten waren im Vergleich zur Solaranlage allein niedriger.



9 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Basierend auf den Untersuchungen im Rahmen dieses Projektes ist derzeit eine solare Prozessanlage bei Emmi in Planung, deren Installation im nächsten Jahr vorgesehen ist. Diese Anlage soll in einem angehängten P&D-Projekt begleitet werden. Das P&D-Projekt befasst sich zudem mit der Entwicklung einer Strategie, wie die Dekarbonisierung des gesamten Firmenareals durch die Kombination der solaren Prozesswärmeanlage mit anderen erneuerbaren Technologien erreicht werden kann. Darüber hinaus soll eine sozioökonomische Analyse durchgeführt und Hindernisse und Lösungen zum Einsatz von Solarthermie in Unternehmen ermittelt werden.

Die Kombination von Solarthermie mit Wärmepumpen und Fernwärme erscheint aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sehr vielversprechend. Eine weitere Kombination, die in Zukunft eine grössere Rolle spielen wird, ist die Solarwärme in Kombination mit hocheffizienten elektrischen Wärmepumpen, die überschüssige Abwärme aufbereiten zur Bereitstellung von Wärme bis zu 160 °C für industrielle Prozesse. Mit der Solarwärme kann die Wärmepumpe ihre maximale Leistungszahl erreichen. Um dies zu erreichen, sind neben weiteren Forschungen zu effizienten und kostengünstigen Hochtemperaturwärmepumpen auch Untersuchungen zur Kopplung von Hochtemperaturwärmepumpen mit erneuerbaren Wärmequellen wie Solarthermie, Speicher und industrieller Abwärme erforderlich. Darüber hinaus fehlt es an smarten Regelungsstrategien um den Bedarf an einem flexiblen System, das die Industrie zuverlässig mit Energie versorgen kann. Auch die rechtlichen, regulatorischen und sozioökonomischen Hindernisse für dieses hybride Energiesystem Technologien müssen untersucht und angepasst werden. Wenn die richtigen Voraussetzungen gegeben sind, könnte dieses Energiesystem die Dekarbonisierung der Industrie vorantreiben und neue Geschäftsmöglichkeiten schaffen.



10 Nationale und internationale Zusammenarbeit

BillySolar stellt den Schweizerischen Teil des D-A-CH Vorhabens „Effiziente und erneuerbare Bereitstellung von Prozesswärme zur internen und externen Nutzung unter Berücksichtigung von Synergien mit Fernwärmenetzen und geeigneten Geschäftsmodellen“ dar, welches gemeinsam mit Partnern aus Österreich und Deutschland konzeptioniert wurde. Das Konsortium in Österreich wird von AEE INTEC (Gleisdorf) geleitet, das deutsche Konsortium von der Uni Kassel. Ausgangspunkt dieser D-A-CH-Initiative ist der gemeinsame Stand der Technik im deutschsprachigen Raum, der eine gemeinsame Projektbearbeitung sinnvoll macht. Im Zusammenschluss ermöglichen die nationalen Projekte eine signifikant breitere Bearbeitung und somit auch umfassendere Projektziele.

BillySolar steht im Einklang mit den Zielen der IEA SHC / SolarPaces Task 64 / IV. Das Hauptziel dieses neuen Tasks ist es, die Rolle von solarer Prozesswärme in Kombination mit anderen Wärmeversorgungs-technologien für die Prozesswärmeversorgung zu identifizieren, zu verifizieren und zu fördern, wie beispielsweise fossile und nicht fossile (Biomasse und Biogas) Brennstoffkessel, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen oder Power-to-Heat.



11 Kommunikation

Art der Kommunikation	Partner	Datum
Vortrag, SCCER Annual meeting	SPF	September 2020
Vortrag, SCCER Annual meeting	SPF, Emmi	September 2019
Vortrag, SCCER EIP networking meeting	SPF	August, 2019
Homepagebenachrichtigung	SPF, HSLU	November2019
Vortrag, Solarthermie-Symposium	SPF	Mai, 2020
Vortrag, Eurosun 2020	SPF	September 2020
Vortrag, SPF Industrietag	SPF	Mai 2021
Vortrag, Solarthermiesymposium	SPF	2022
Poster, ISEC	SPF	2022



12 Literaturverzeichnis

- [1] Solarwirtschaft, «<https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/neue-internetseite-zeigt-vorteile-von-industrieller-prozesswaerme-in-drei-sprachen.html>,» [Online].
- [2] M. Rittmann, «Projektbericht EvASP Evaluation Solarer Prozesswärmesysteme in der Schweiz,» BFE, 2017.
- [3] Uni Kassel, «Solare Prozesswärme,» [Online]. Available: <http://www.solare-prozesswaerme.info/wirtschaftlichkeit/>. [Zugriff am 03 12 2021].
- [4] N. Buchs, « <https://www.ntb.ch/projekt/hochtemperatur-waermepumpe/>,» [Online].
- [5] P. Krummenacher und B. Muster, «Methodologies and Software Tools for Integrating Solar Heat into Industrial Processes,» in *13th International Conference on Sustainable Energy technologies*, 2014.
- [6] B. Muster, «IEA SHC Task 49, SolarPaces Annex IV; Solar Process Heat for Production and Advanced Applications: Integration Guideline, Deliverable B 2,» 2 2015. [Online]. Available: https://task49.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/150218_IEA.
- [7] O. Energiesparverband, «Solar Process Heat - SO-PRO,» [Online]. Available: <https://www.solar-process-heat.eu/>. [Zugriff am 2021].
- [8] F. Brunner und P. Krummenacher, «Einführung in die Pinch–Methode; Handbuch für die Analyse von kontinuierlichen Prozessen und Batch-Prozessen,» Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2017.
- [9] B. Wellig, P. Liem, D. Olsen, L. Gitz und A. Grüniger, «Integration von Wärmepumpen in industrielle Prozesse mit Hilfe der Pinch-Analyse,» in *20. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kälte»,* 2014.
- [10] S. U. C.-G. Abteilung Klima, «CO₂-Abgabebefreiung ohne Emissionshandel,» Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern, 2019.
- [11] C. Wietzel, «Energieoptimierte Gestaltung einer Lackieranlage mittels Pinch-Analyse,» Hochschule Konstanz - Technik, Wirtschaft und Gestaltung, 2014.
- [12] M. Jesper, F. Schlosser, F. Pag, B. Schmitt, T. Walmsley und K. Vajen, «Large-scale heat pumps: market potential and barriers, classification and estimation of efficiency,» University of Kassel, Kassel, unpublished.
- [13] R. Weber und L. Baldini, «High Temperature Seasonal Borehole Thermal Energy Storage for Effective Load Shifting and CO₂ Emission Reduction,» in *EuroSun / ISES Conference Proceedings*, 2018.
- [14] R. Frischknecht, P. Stolz und L. Krebs, «Energieetikette für Personenwagen: Umweltkennwerte 2020 der Strom- und Treibstoffbereitstellung,» Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2020.
- [15] F. Ruesch, I. Mojic und M. Haller, «Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen,» BFE, 2017.
- [16] Dehoust GmbH, «Dehoust GmbH,» 2018. [Online]. Available: https://www.dehoust.de/Files/download/preislisten/Dehoust_Katalogpreisliste_2018.pdf. [Zugriff am 30 April 2020].
- [17] Jenni Energietechnik, «Jenni Energietechnik,» 2018. [Online]. Available: http://jenni.ch/files/jenni/inhalte/pdf/Produkte/Preise_vollstaendig.pdf. [Zugriff am 30 April 2020].



- [18] Y. Sauter und F. Jacqmin, «Photovoltaikmarkt-Beobachtungsstudie 2019,» EnergieSchweiz, BFE, Bern, 2020.
- [19] D. Sigrist und S. Kessler, «Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2015),» Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2016.
- [20] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, [Online]. Available: www.strompreis.elcom.admin.ch. [Zugriff am 03 December 2020].
- [21] P. Stolz und R. Frischknecht, «Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen,» Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren KBOB, Uster, 2017.
- [22] D. o. c. a. h. i. S. DeCarbCH. [Online]. Available: www.sweet-decarb.ch.



Annex A: Profile

Der folgende Annex gibt die Ergebnisse für wiederkehrende Wärmesenkenprofile für typische Produktionsanlagen. Acht Prozesse wurden analysiert, basierend auf den folgenden Subsektoren:

- Lackierindustrie (3 Unternehmen)
- Galvanikindustrie (2 Unternehmen)
- Textilindustrie (2 Unternehmen)
- Lebensmittel (1 Unternehmen)

Die gegebenen Informationen sind allgemeine Informationen (z.B. Betriebsfälle, Zeitliche Profile, mögliche Solarleistung, usw.), Wärmesenken und die RCCs (mit oder ohne Gebäudeheizung). In den entwickelten RCCs werden nur die Wärmesenken dargestellt, da nur diese Relevanz haben bei einer Solarwärme-Integration.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen Wärmesenken auf, anhand von Fallbeispielen aus der **Lackierindustrie**, basierend auf Daten von Pinch-Analysen der HSLU. Die Solarwärme Integration sowie PV mit Wärmepumpe Integration detaillierte Analyse von Unternehmen 1 ist in Abschnitt 2.3.1 gemacht.

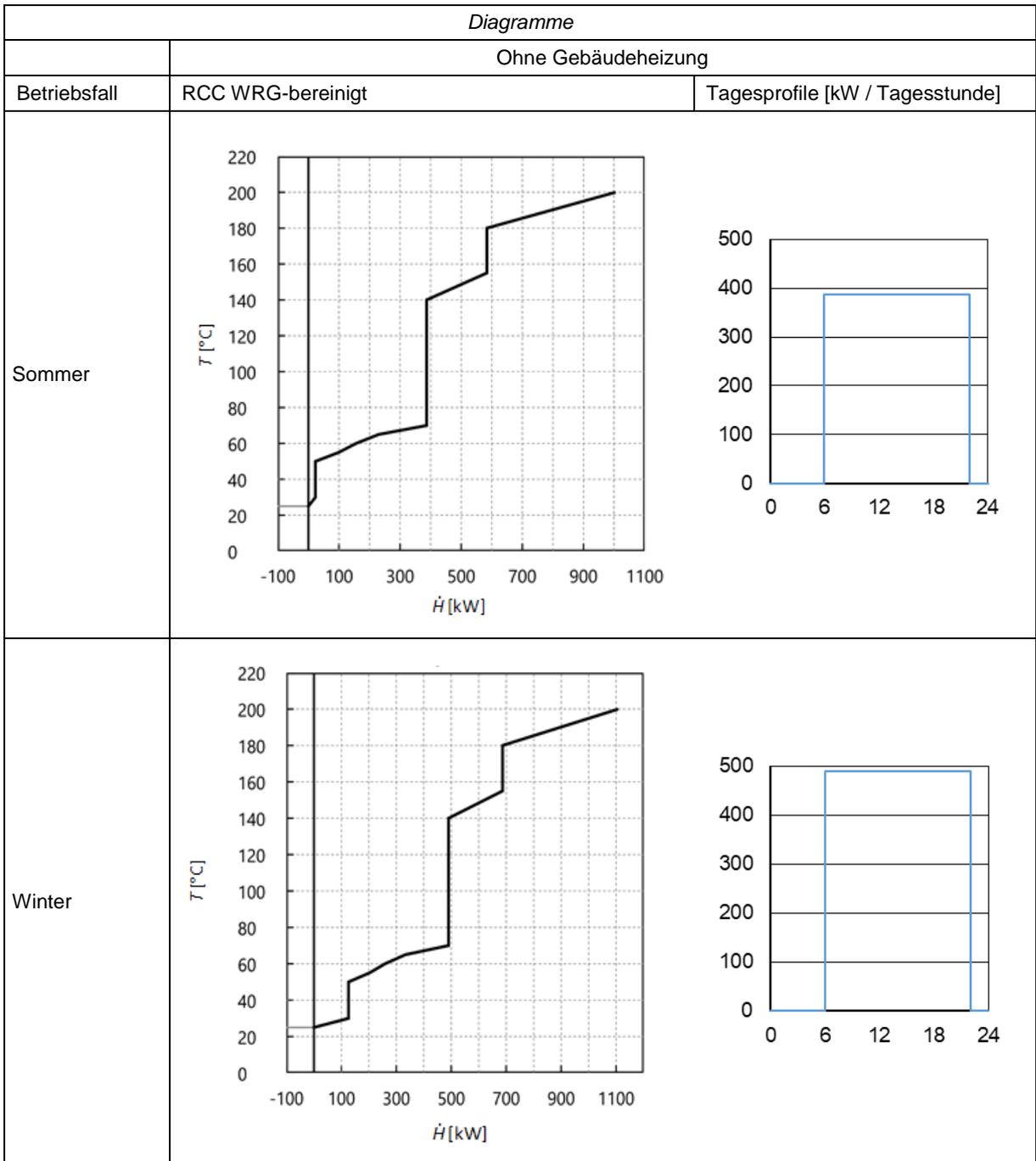
Lackierindustrie: Unternehmen 1

<i>Allgemeine Informationen</i>			
Betriebsfall	Sommer (S)	Winter (W)	Übergangszeit (Ü)
Datum (Monat)	Jun – Aug	Dez - Feb	Mar - Mai, Sep - Nov
Produktionsstunden	960 h (12 Wo)	960 (12 Wo)	1920 h (24 Wo)
Wochenprofil	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag
Produktionszeit	06:00 – 22:00 Uhr	06:00 – 22:00 Uhr	06:00 – 22:00 Uhr
Pinch-Temperatur	55 °C	55 °C	55 °C
Mögliche Solarleistung ohne Gebäudeheizung	387 kW	490 kW	441 kW
Wärmemenge	372 MWh	470 MWh	847 MWh
Wärmemenge pro Jahr	1'689 MWh/a		

<i>Wärmesenken für Solarthermie</i>				
		Prozessanforderungen		Leistung (S/W/Ü)
Involvierte Prozessströme				
Wassererwärmung der Vorbehandlungsanlage		50 °C	70 °C	319 / 319 / 319 kW
Frischluftherwärmung der Lackierkabine		25 °C	35 °C	23 / 126 / 77 kW
Umluftherwärmung des Lackrockners		50 °C	60 °C	45 / 45 / 45 kW
Bemerkung:	Die Vorbehandlung besteht aus insgesamt sieben Bädern, welche alle mit demselben Kreislauf erwärmt werden. Es handelt sich um:			
	Spritzentfetten	60 °C → 65 °C		74 kW



	Entfetten 1	55 °C → 60 °C	34 kW
	Entfetten 2	65 °C → 70 °C	55 kW
	Spülen 1	50 °C → 55 °C	27 kW
	Spülen 2	50 °C → 55 °C	27 kW
	Beizen 1	65 °C → 70 °C	51 kW
	Beizen 2	65 °C → 70 °C	51 kW
Bemerkung:	<i>Prozessströme Pulvereinbrennofen: Frischluft ist vernachlässigt.</i>		



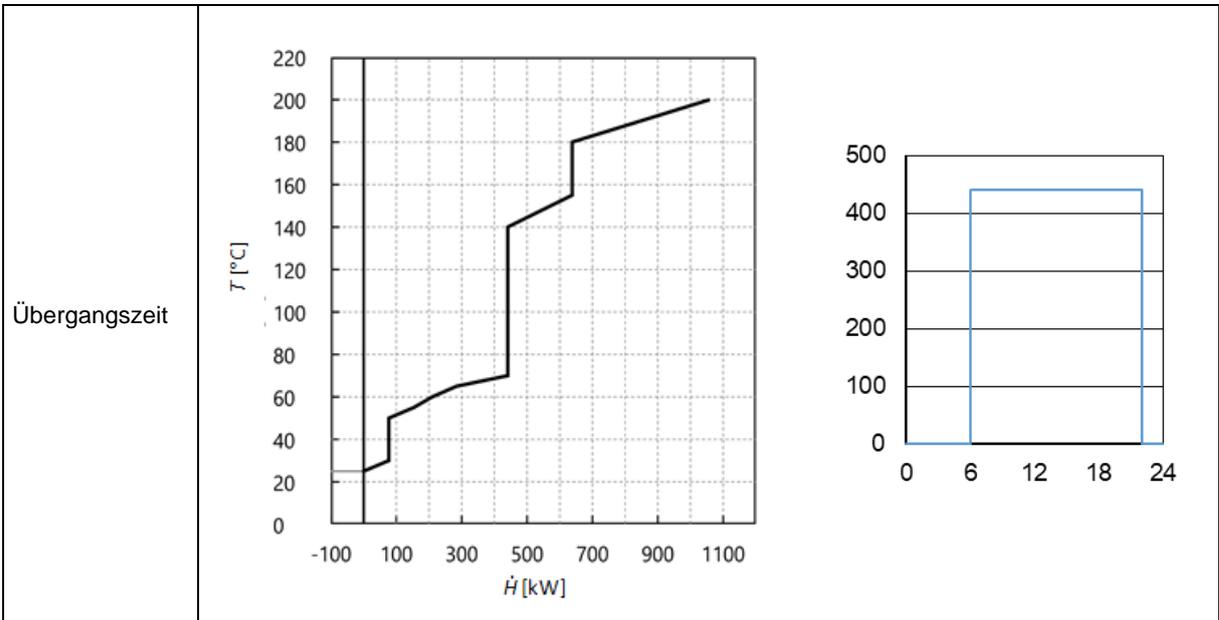
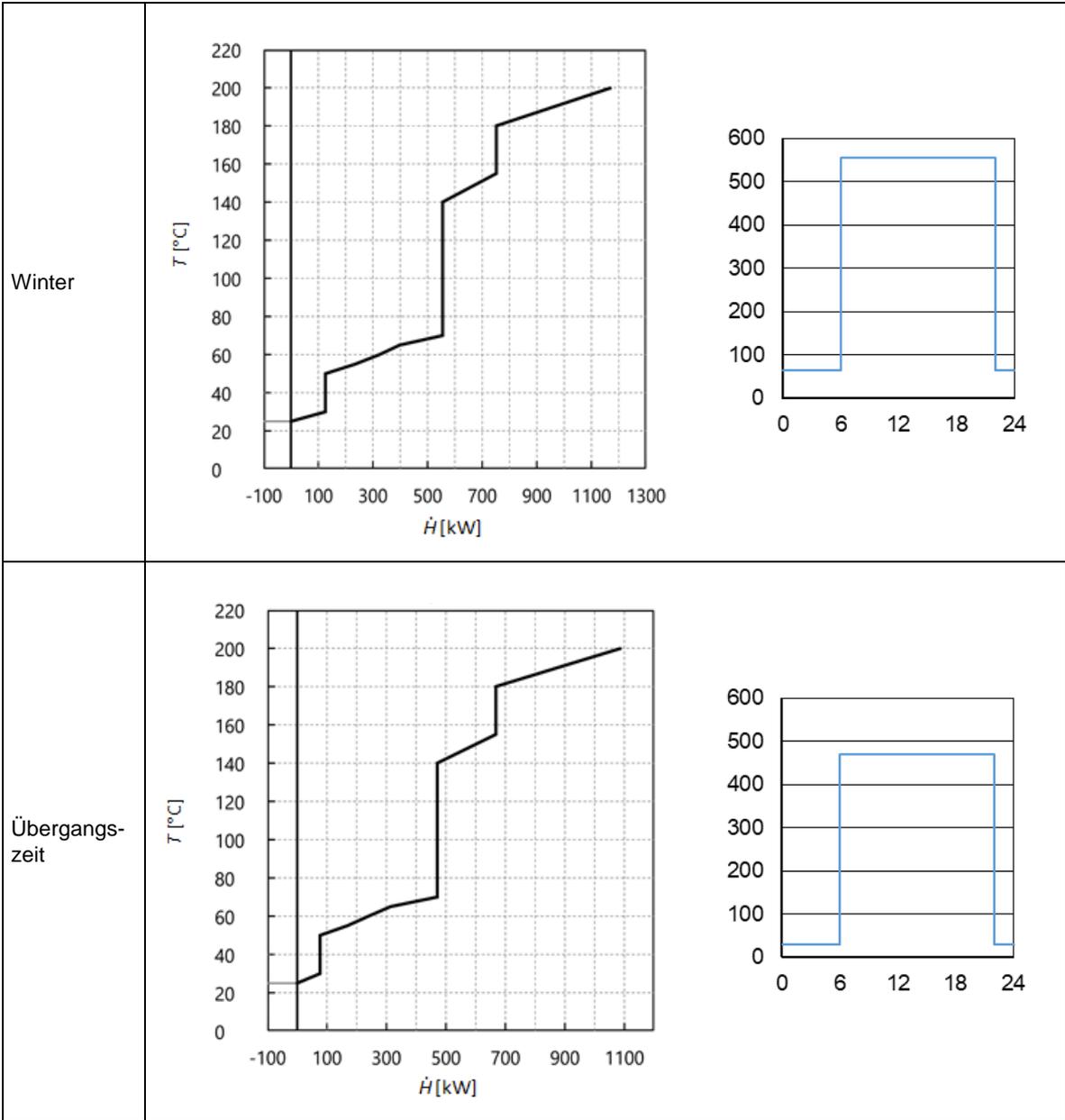




Diagramme			
Mit Gebäudeheizung			
	Sommer (S)	Winter (W)	Übergangszeit (Ü)
Mögliche Solarleistung <i>mit</i> Gebäudeheizung	387 kW	555 kW	471 kW
Wärme- menge	372 MWh	533 MWh	904 MWh
Wärme- menge pro Jahr	1'809 MWh/a		
Betriebsfall	RCC WRG-bereinigt		Tagesprofile [kW / Tagesstunde]
Sommer	<p>The left graph shows the relationship between heat flow \dot{H} [kW] on the x-axis (ranging from -100 to 1100) and temperature T [°C] on the y-axis (ranging from 0 to 220). The curve starts at approximately 25°C for $\dot{H} = 0$, rises to about 50°C at $\dot{H} \approx 50$ kW, then to 70°C at $\dot{H} \approx 300$ kW, and finally to 200°C at $\dot{H} \approx 1000$ kW. The right graph shows the daily power profile in kW over 24 hours. The power is 0 kW from 0 to 6 AM and from 6 PM to 24 hours, and constant at approximately 387 kW from 6 AM to 6 PM.</p>		



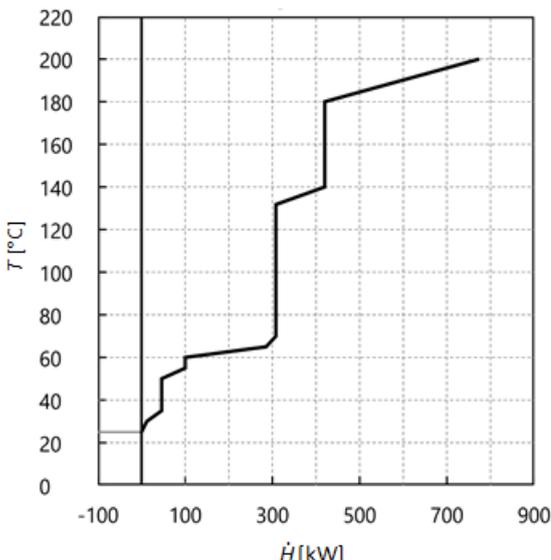
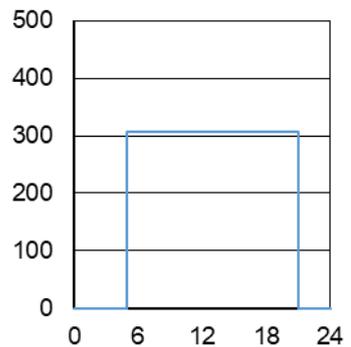
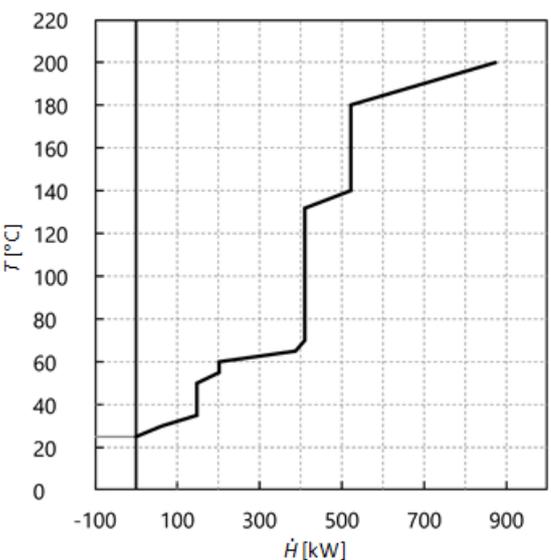
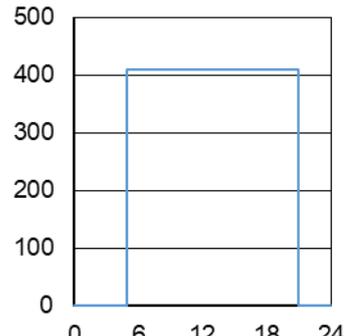


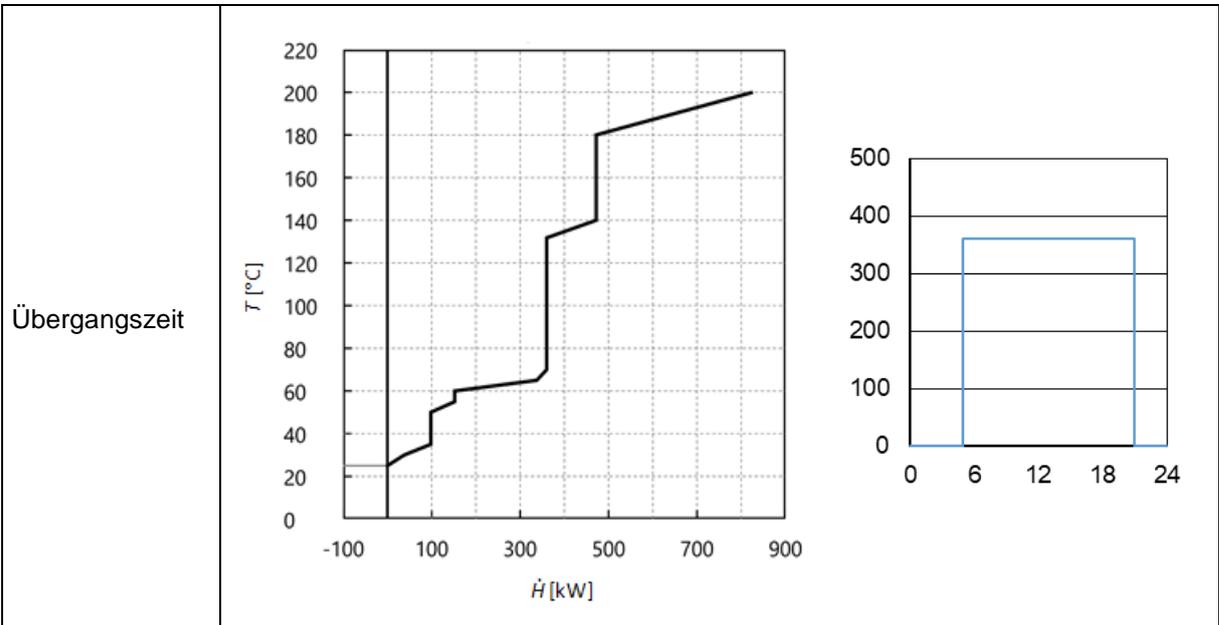
Lackierindustrie: Unternehmen 2

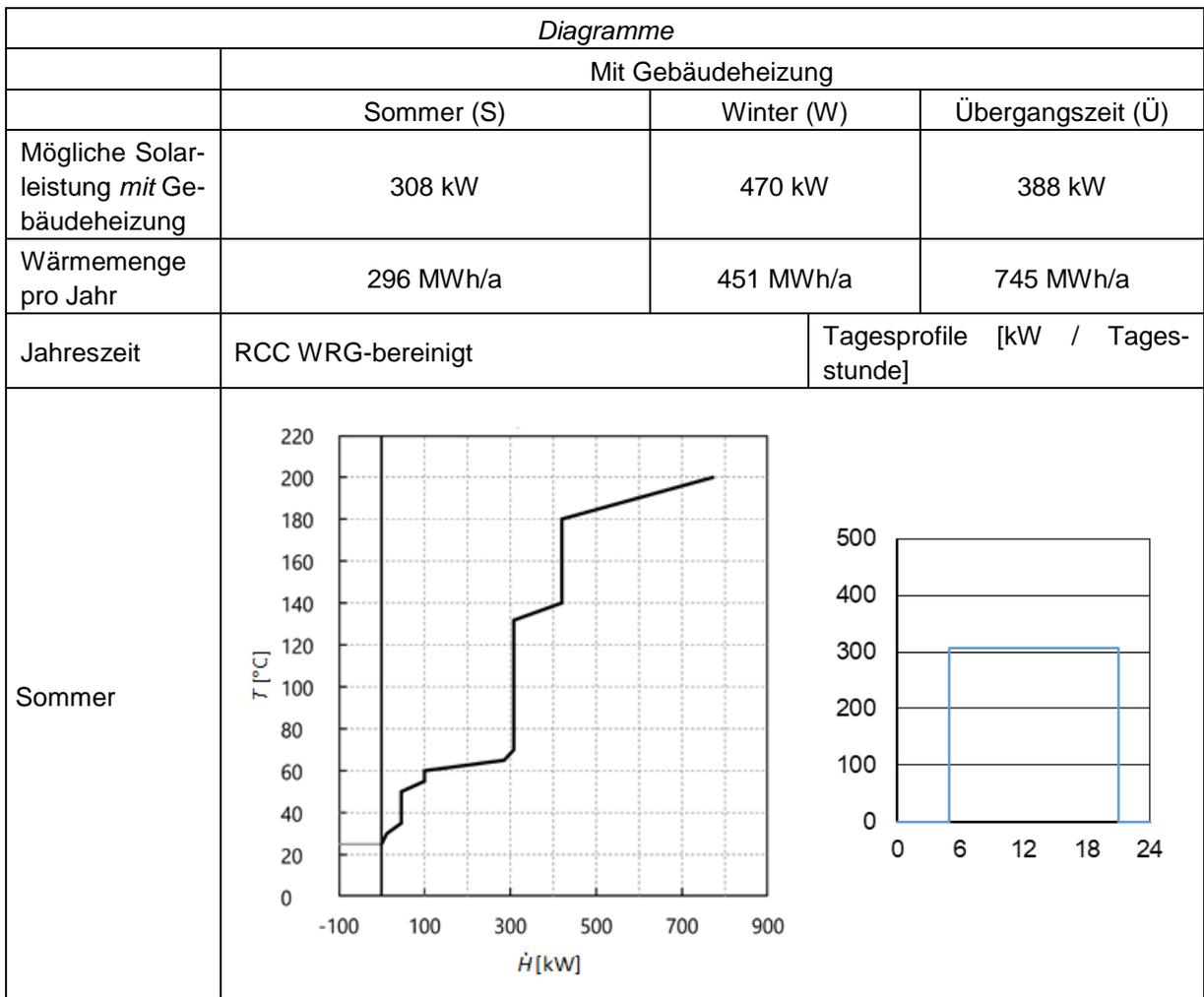
<i>Allgemeine Informationen</i>			
Jahreszeit	Sommer (S)	Winter (W)	Übergangszeit (Ü)
Datum	01.06. – 31.08.	01.12. – 31.12. 01.01. – 28.02.	01.03. – 31.05. 01.09. – 30.11.
Produktionsstunden	960 h (12 Wo)	960 (12 Wo)	1920 h (24 Wo)
Wochenprofil	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag
Produktionszeit	05:00 – 21:00 Uhr	05:00 – 21:00 Uhr	05:00 – 21:00 Uhr
Pinch-Temperatur	40 °C	35 °C	55 °C
Mögliche Solarleistung <i>ohne</i> Gebäudeheizung	308 kW	410 kW	360 kW
Wärmemenge pro Jahr	296 MWh/a	394 MWh/a	691 MWh/a

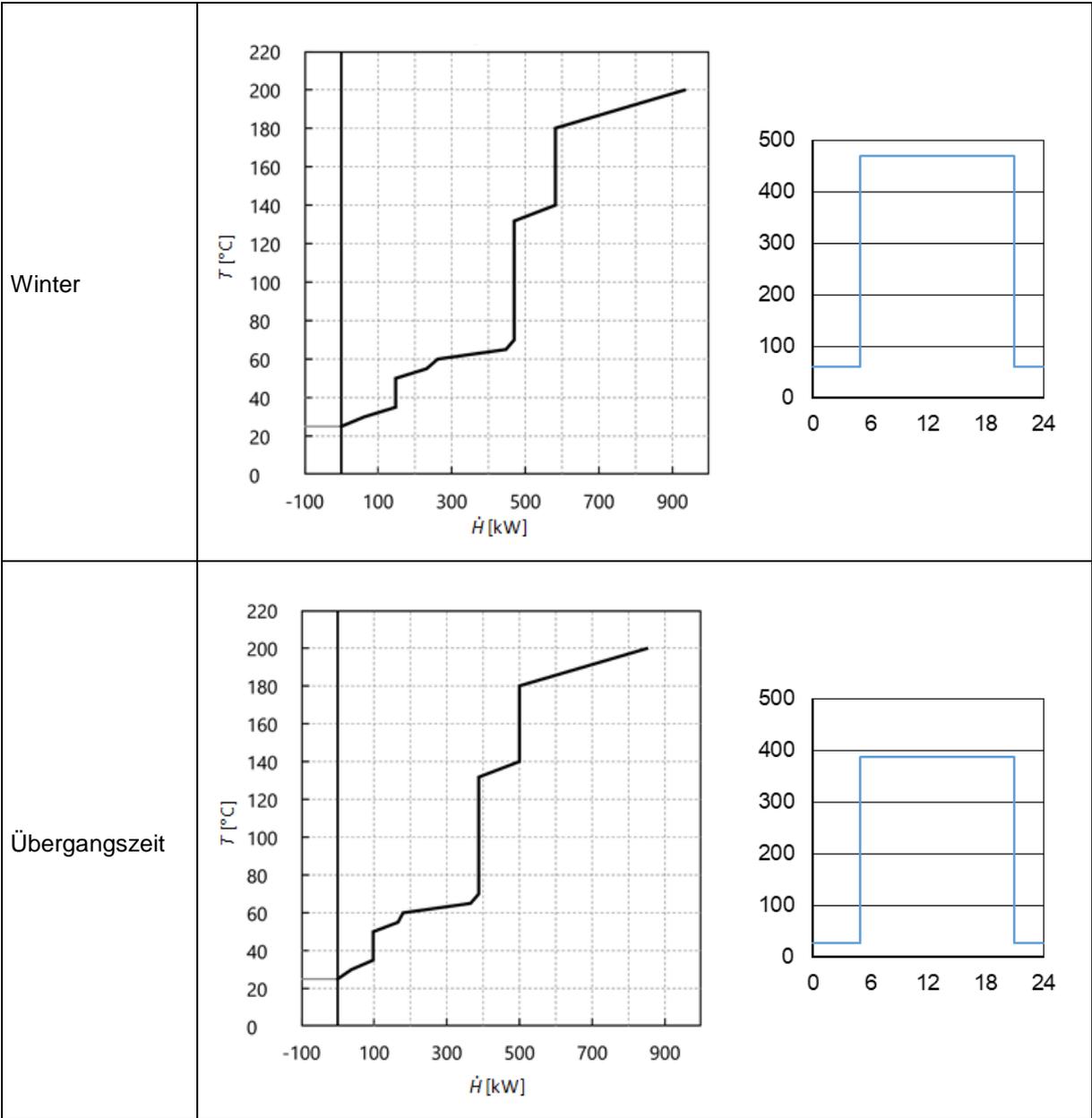
<i>Prozessströme</i>			
Involvierte Prozessströme	Prozesstemperaturen		Leistung (S/W/Ü)
Wassererwärmung der Vorbehandlungsanlage	30 °C	70 °C	239 / 239 / 239 kW
Frischlufterwärmung der Lackierkabine	25 °C	35 °C	24 / 126 / 76 kW
Umlufterwärmung des Lackrockners	60 °C	70 °C	45 / 45 / 45 kW
Bemerkung:	Die Vorbehandlung besteht aus insgesamt acht Bädern, welche alle mit demselben Kreislauf erwärmt werden. Es handelt sich um:		
	Sprühvorbehandlung	T: 60 °C → 65 °C	74 kW
	Entfetten 1	T: 60 °C → 65 °C	42 kW
	Entfetten 2	T: 60 °C → 65 °C	5 kW
	Spülen 1	T: 50 °C → 55 °C	27 kW
	Spülen 2	T: 50 °C → 55 °C	27 kW
	Beizen	T: 60 °C → 65 °C	42 kW
	Neutralisieren	T: 30 °C → 35 °C	11 kW
	Passivieren	T: 30 °C → 35 °C	11 kW



Diagramme		
Ohne Gebäudeheizung		
Jahreszeit	RCC WRG-bereinigt	Tagesprofile [kW / Tagesstunde]
Sommer		
Winter		









Lackierindustrie: Unternehmen 3

<i>Allgemeine Informationen</i>	
Jahreszeit	Ganzjährig
Datum	01.01. – 31.12.
Produktionsstunden	3250 h/a (50 Wo)
Wochenprofil	Montag – Freitag
Produktionszeit	06:00 – 19:00
Pinch-Temperatur	51 °C
Mögliche Solarleistung <i>ohne</i> Gebäudeheizung	124 kW
Wärmemenge pro Jahr	403 MWh /a

<i>Prozessströme</i>			
Involvierte Prozessströme	Prozesstemperaturen		Leistung
Wassererwärmung der Vorbehandlungsanlage	47.7 °C	54 °C	124
Bemerkung:	Die Vorbehandlung besteht aus insgesamt vier Bädern, wovon jedoch nur eines aktiv erwärmt wird:		
	Zone 1 Vorbehandlung	T: 47.7 °C → 54 °C	124 kW

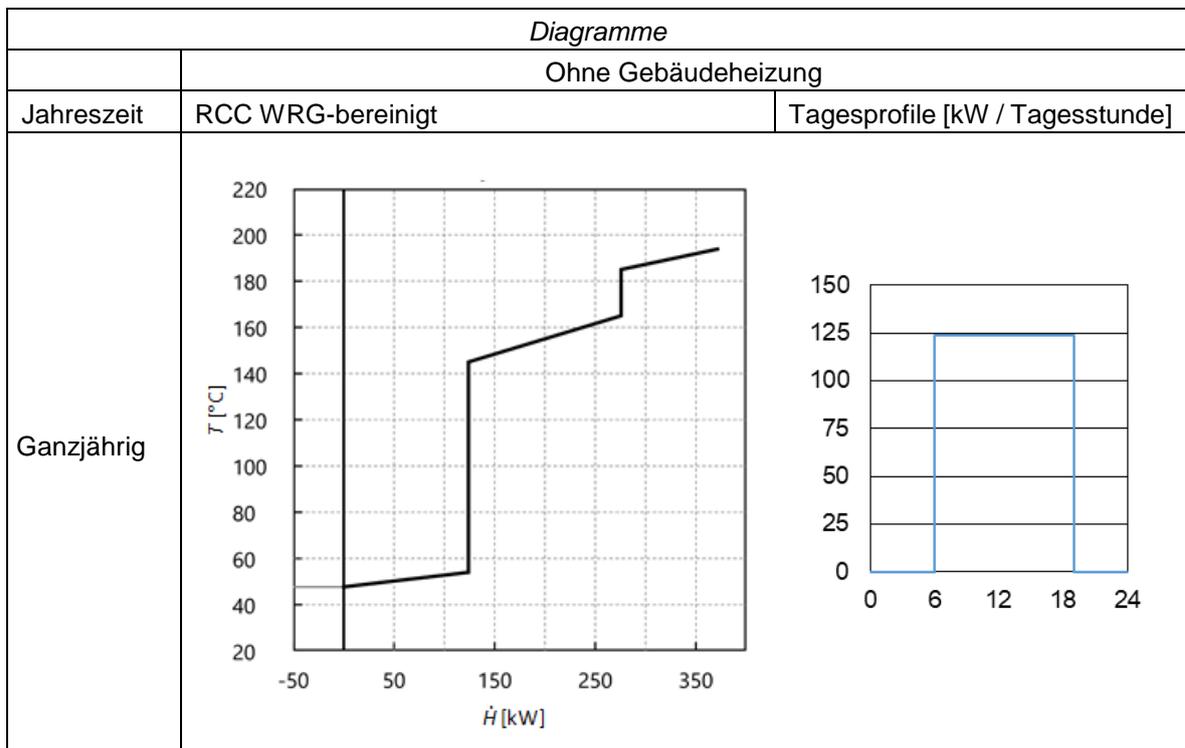
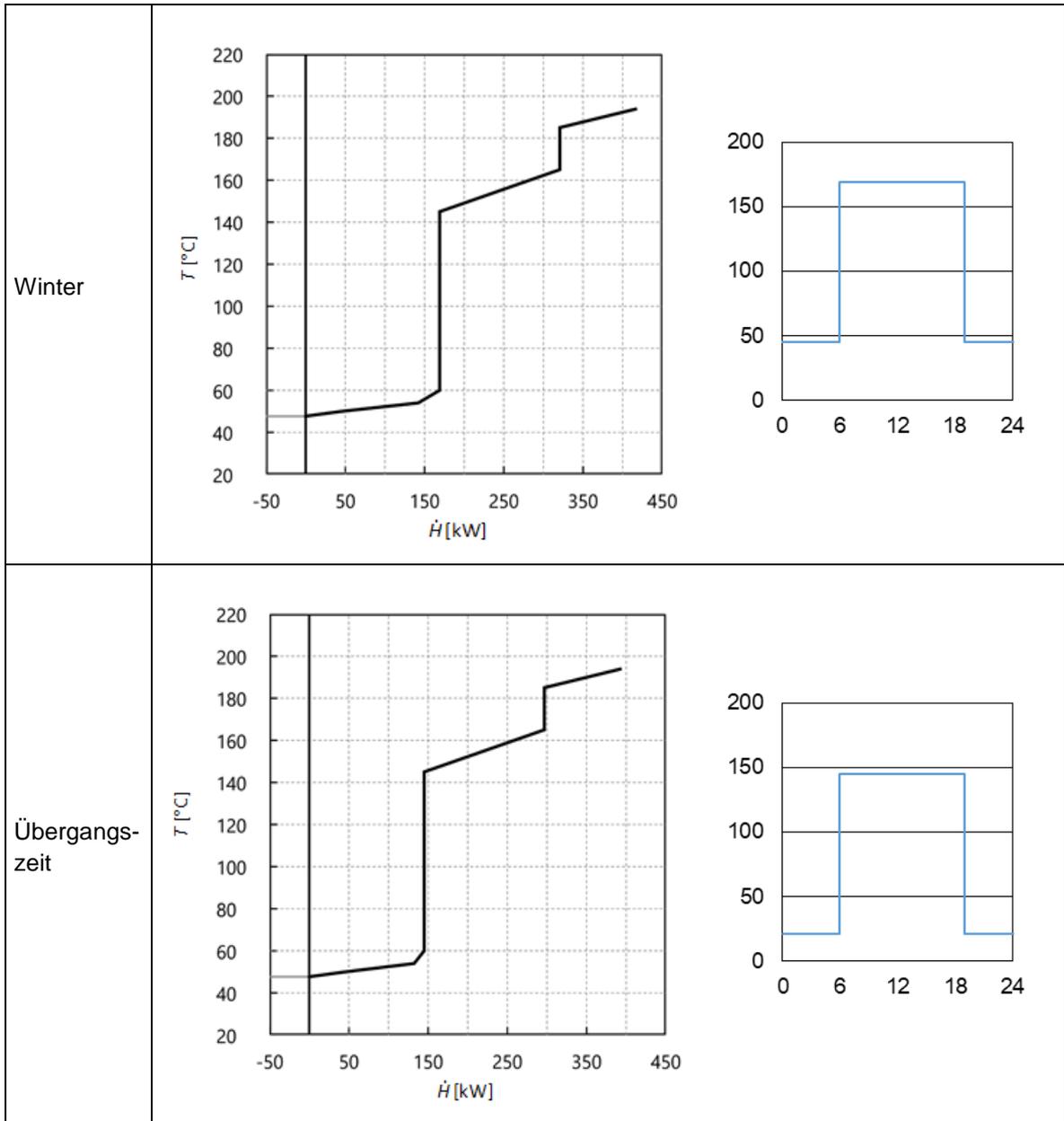




Diagramme			
	Mit Gebäudeheizung		
	Sommer (S)	Winter (W)	Übergangszeit (Ü)
Produktionsstunden	845 h (13 Wo)	715 (11 Wo)	1690 h (24 Wo)
Mögliche Solarleistung <i>mit</i> Gebäudeheizung	124 kW	169 kW	145 kW
Wärmemenge pro Jahr	105 MWh/a	121 MWh/a	245 MWh/a
Jahreszeit	RCC WRG-bereinigt		Tagesprofile [kW / Tagesstunde]
Sommer			



Die nachfolgenden Tabellen zeigen Wärmesenken auf, anhand von Fallbeispielen aus der **Galvanikindustrie**, basierend auf Daten von Pinch-Analysen der HSLU.

Galvanikindustrie: Unternehmen 1

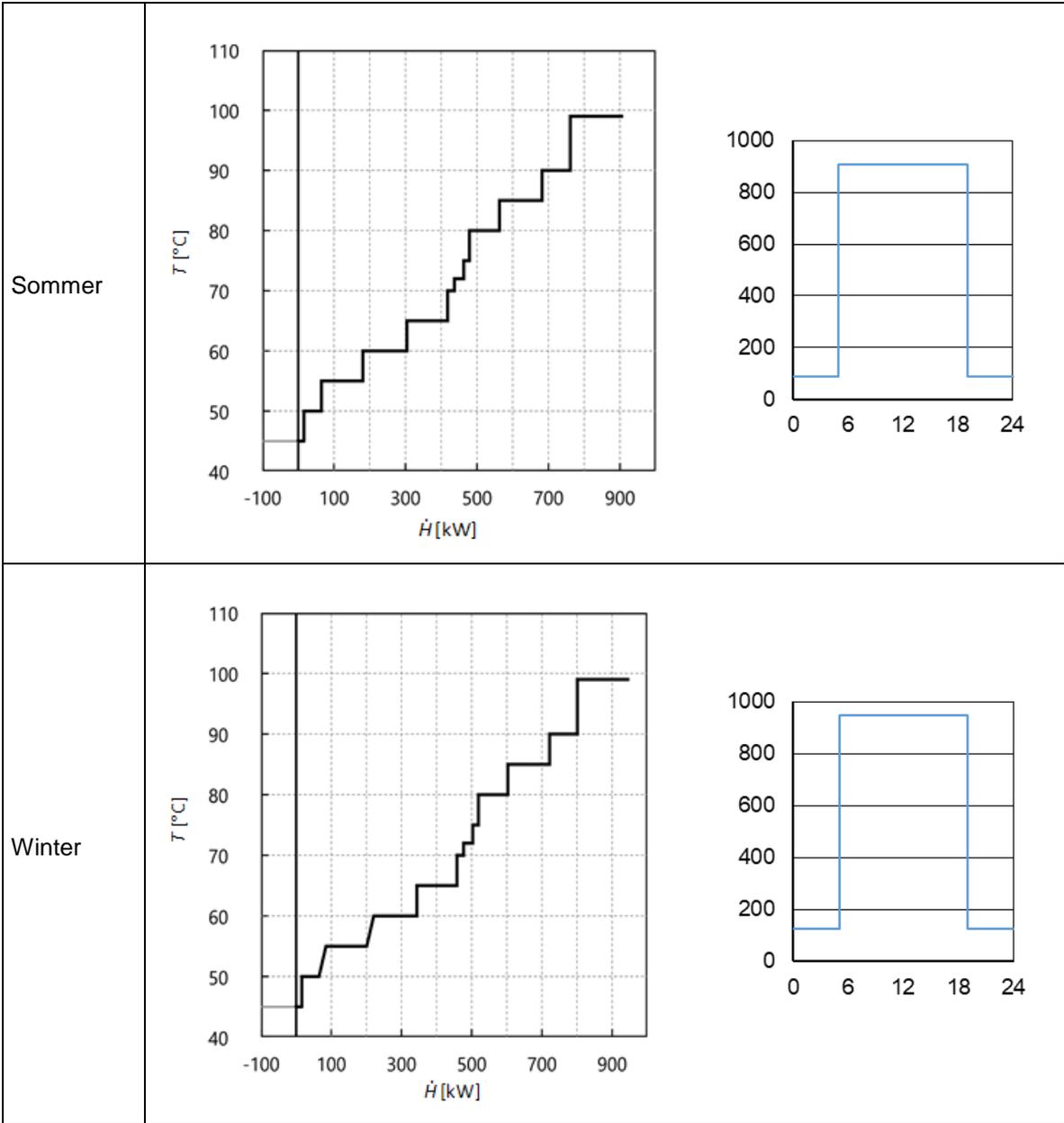
<i>Allgemeine Informationen</i>		
Betriebsfälle	Tag	Nacht (nur KTL)
Pinch-Temperatur	53.5 °C	-
Produktionsstunden (So-Wi-Üz)	910 h/a – 770 h/a – 1'820 h/a 13 Wo – 11 Wo – 26 Wo	650 h/a – 550 h/a – 1'300 h/a 13 Wo – 11 Wo – 26 Wo
Wochenprofil	Montag – Freitag	Montag – Freitag

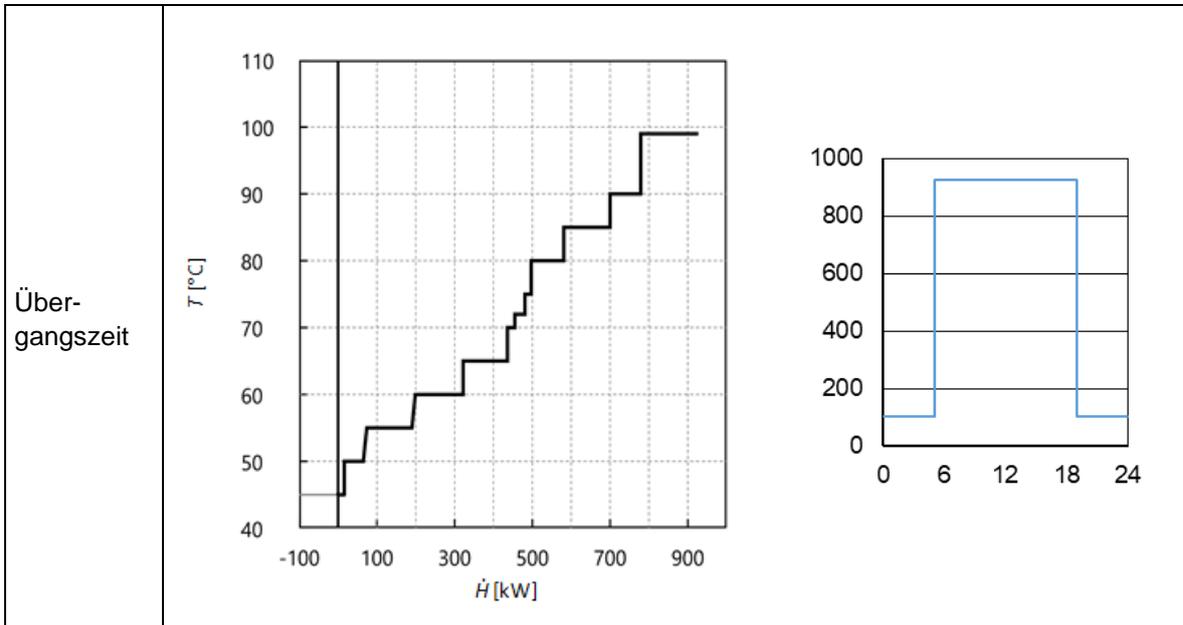


Produktionszeit	05:00 – 19:00	19:00 – 05:00
Mögliche Solarleistung <i>Sommer</i>	909 kW (827 MWh/a)	87 kW (57 MWh/a)
Mögliche Solarleistung <i>Winter</i>	949 kW (731 MWh/a)	127 kW (70 MWh/a)
Mögliche Solarleistung <i>Übergangszeit</i>	927 kW (1'687 MWh/a)	105 kW (137 MWh/a)
Bemerkung:	Am Wochenende läuft jeweils nur die Gebäudeheizung. Das sind im Winter 40 kW und in der Übergangszeit 18 kW. Die Heizleistung ist verhältnismässig tief, da durch Wärmerückgewinnung ein Teil des Heizbedarfs bereits abgedeckt werden kann.	

<i>Prozess-, und Wärmeströme</i>			
Involvierte Prozessströme	Prozesstemperaturen		Leistung
Erwärmung Becken Elox 55°	55 °C	55 °C	88 kW
Erwärmung Becken Elox 65°	65 °C	65 °C	64 kW
Erwärmung Becken Elox 99°	99 °C	99 °C	148 kW
Erwärmung Becken Berta 60°	60°C	60°C	119 kW
Erwärmung Becken Berta 80°	80°C	80°C	84 kW
Erwärmung Becken Berta 90°	90°C	90°C	77 kW
Erwärmung Becken Galvanik 45°	45°C	45°C	16 kW
Erwärmung Becken Galvanik 70°	70°C	70°C	19 kW
Erwärmung Becken Galvabau 55°	55°C	55°C	28 kW
Erwärmung Becken Galvabau 65°	65°C	65°C	12 kW
Erwärmung Becken Galvabau 75°	75°C	75°C	16 kW
Erwärmung Becken Galvabau 85°	85°C	85°C	28 kW
Erwärmung Becken Galvabau 90°	90°C	90°C	2 kW
Erwärmung Becken MS 60°	60°C	60°C	4 kW
Erwärmung Becken MS 72°	72°C	72°C	26 kW
Erwärmung Becken MS 85°	85°C	85°C	91 kW
Erwärmung Becken KTL 50° (24 h)	50°C	50°C	49 kW
Erwärmung Becken KTL 60° (24 h)	60 °C	60 °C	38 kW
Bemerkung:	<ul style="list-style-type: none"> • Alle Becken (sowie auch die Gebäudeheizung) werden mit einem Heisswassernetz 120 °C erhitzt. • Die Gebäudeheizung wurde mit den Temperaturen 60/50 modelliert. • Die Erwärmung der Becken wurde isotherm modelliert, da die Temperatur immer ungefähr gleichbleibt. Wichtig ist die Leistung. 		

<i>Diagramme</i>		
Jahreszeit	RCC WRG-bereinigt (Tag)	Tagesprofile [kW / Tagesstunde]





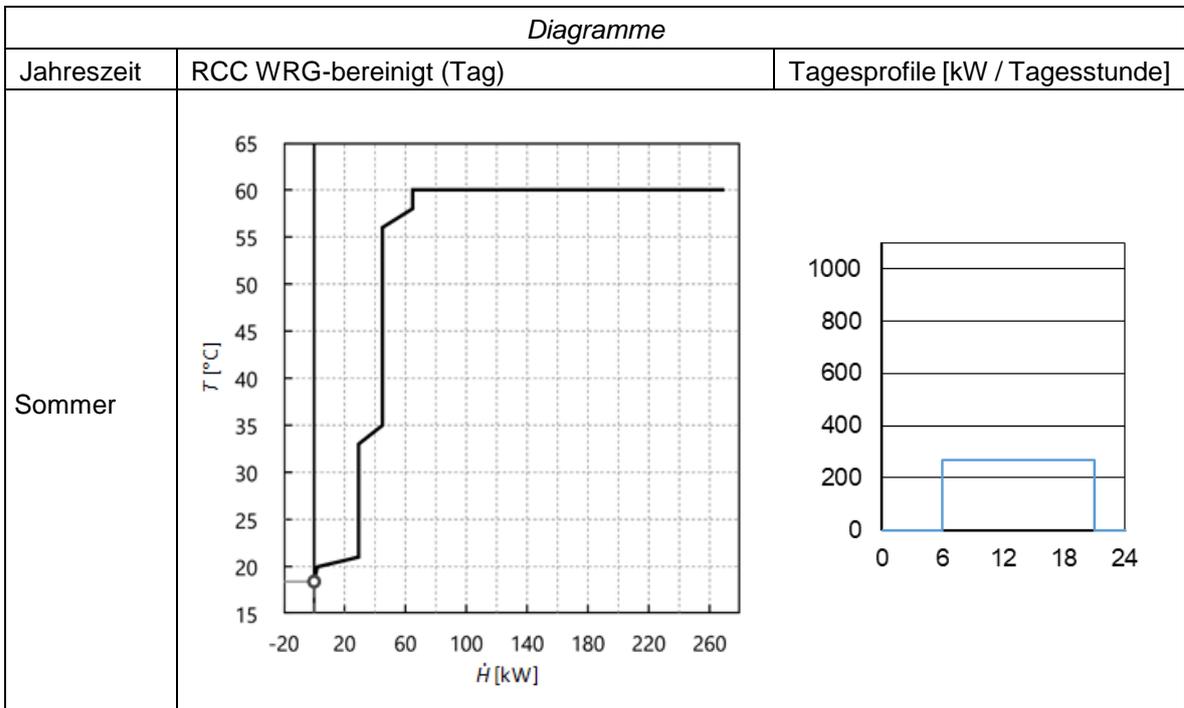
Galvanikindustrie: Unternehmen 2

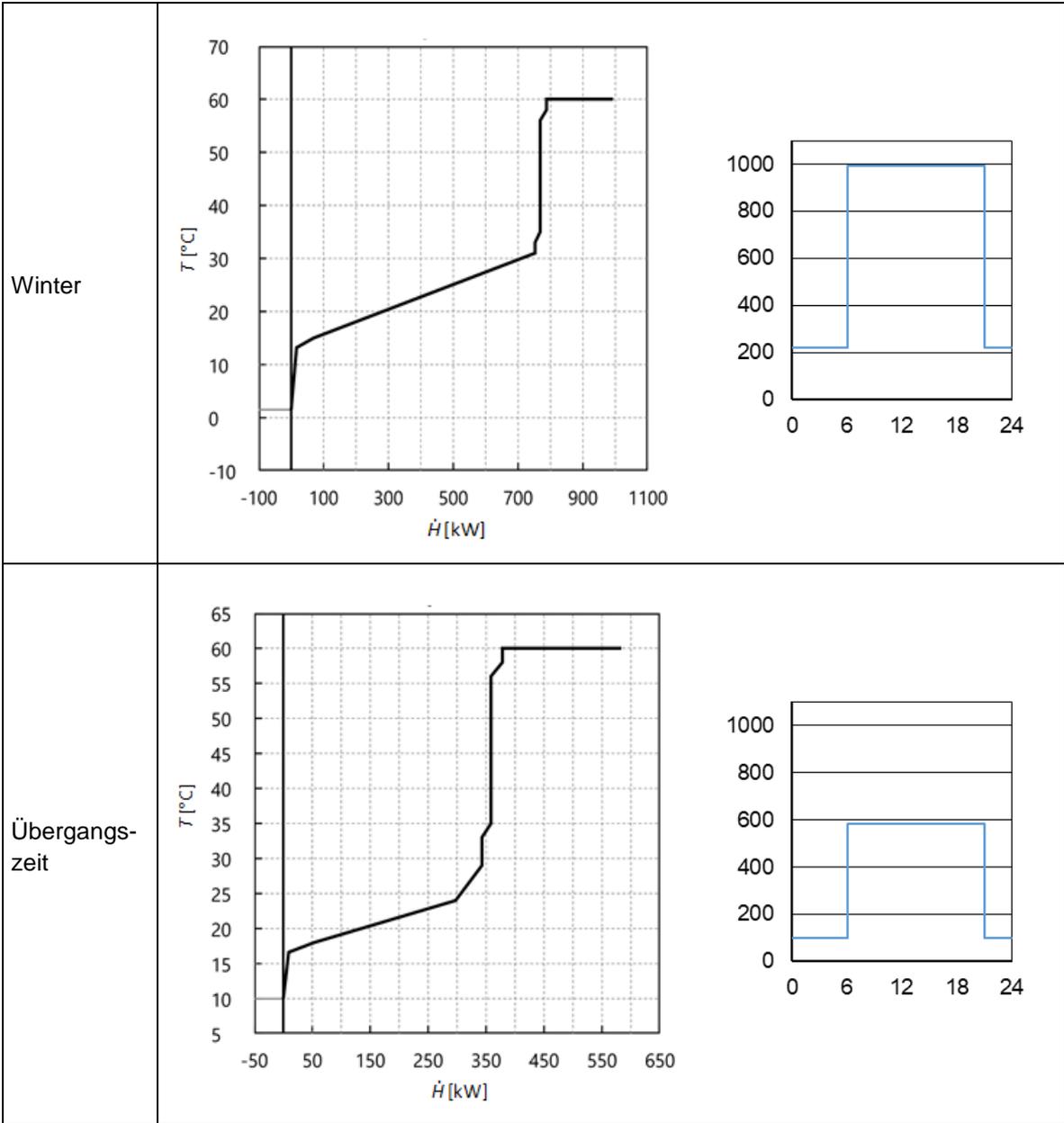
<i>Allgemeine Informationen</i>			
Jahreszeit	Sommer	Winter	Übergangszeit
Datum	01.06. – 31.08.	01.12. – 31.12. 01.01. – 28.02.	01.03. – 31.05. 01.09. – 30.11.
Produktionsstunden	900 h	900 h	1800 h
Wochenprofil	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag
Produktionszeit	06:00 – 21:00 Uhr	06:00 – 21:00 Uhr	06:00 – 21:00 Uhr
Pinch-Temperatur	63.5 °C	9.2 °C	17.5 °C
Mögliche Solarleistung	270 kW	993 kW	583 kW
Wärmemenge pro Jahr	243 MWh/a	894 MWh/a	1'050 MWh/a

<i>Prozess-, und Wärmeströme</i>			
Involvierte Prozessströme	Prozesstemperaturen		Leistung
Erwärmung Bad 40	56 °C	58 °C	20 kW
Erwärmung Bad 43	33 °C	35 °C	7 kW
Erwärmung Bad 44	33 °C	35 °C	9 kW
Trockner Primer	60 °C	60 °C	60 kW
Trockner Sonder	60 °C	60 °C	65 kW
Trockner Decklack	60 °C	60 °C	80 kW
Lüftung Primer Sommer	20 °C	21 °C	17 kW
Lüftung Primer Winter	13 °C	31 °C	328 kW
Lüftung Primer Übergangszeit	17 °C	24 °C	149 kW



Lüftung Decklack Sommer	20 °C	21 °C	9 kW
Lüftung Decklack Winter	13 °C	31 °C	162 kW
Lüftung Decklack Übergangszeit	17 °C	24 °C	74 kW
Lüftung Abdunst Sommer	18.5 °C	21 °C	4 kW
Lüftung Abdunst Winter	2 °C	31 °C	42 kW
Lüftung Abdunst Übergangszeit	10 °C	24 °C	20 kW
Raumlüftung Winter	15 °C	31 °C	220 kW
Raumlüftung Übergangszeit	18 °C	29 °C	100 kW
Bemerkung:	Alle Becken (sowie auch die Gebäudeheizung) werden mit einem Heisswassernetz 120 °C erhitzt. Die Gebäudeheizung wurde mit den Temperaturen 60/50 modelliert.		







Die nachfolgenden Tabellen zeigen Wärmesenken auf, anhand von Fallbeispielen aus der **Textilindustrie**, basierend auf Daten von Pinch-Analysen der HSLU

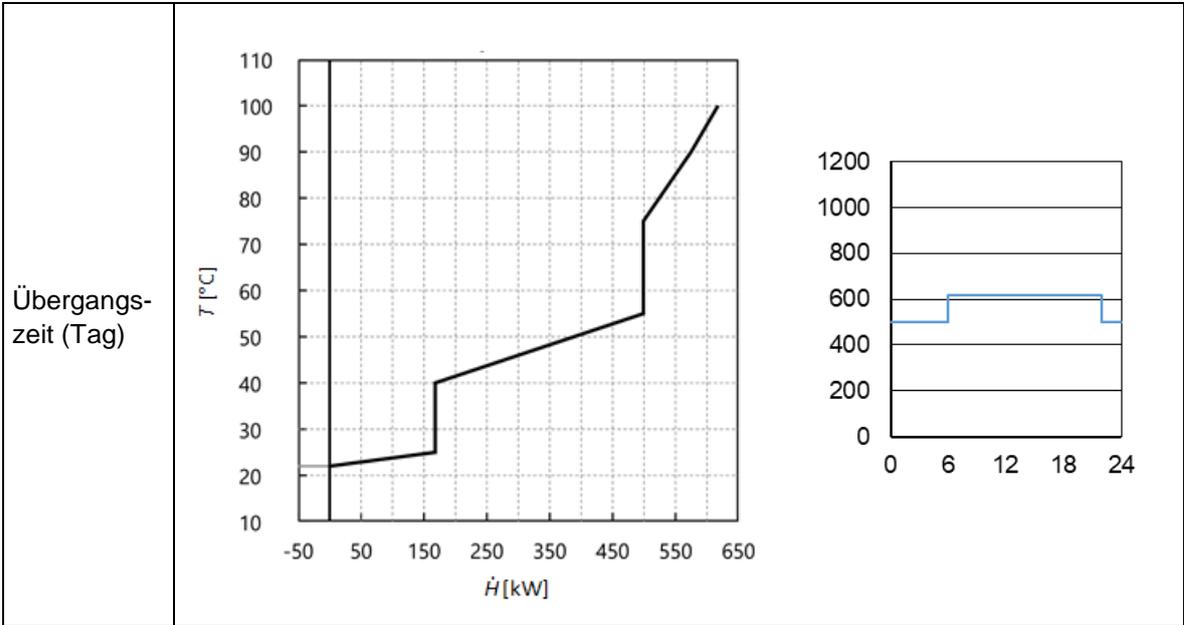
Textilindustrie: Unternehmen 1

<i>Allgemeine Informationen</i>			
Jahreszeit	Sommer (S)	Winter (W)	Übergangszeit (Ü)
Datum	01.06. – 31.08.	01.12. – 31.12. 01.01. – 28.02.	01.13. – 31.05. 01.09. – 30.11.
Produktionsstunden	1'040 h	880 h	2'080 h
Wochenprofil	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag
Produktionszeit	06:00 – 22:00 Uhr	06:00 – 22:00 Uhr	06:00 – 22:00 Uhr
Mögliche Solarleistung Produktion	119 kW	119 kW	119 kW
Mögliche Solarleistung Gebäudeheizung (gemittelt)	0 kW	891 kW	499 kW
Wärmemenge Produktion pro Jahr	124 MWh/a	105 MWh/a	248 MWh/a
Wärmemenge Gebäudeheizung pro Jahr	0 MWh/a	1'951 MWh/a	2'186 MWh/a

<i>Prozessströme</i>			
Involvierte Prozessströme	Prozesstemperaturen		Leistung (S/W/Ü)
	Neue Ofenzuluft	75 °C	
Brennerluft Wamser	75 °C	90 °C	12 / 12 / 12 kW
Gebäudeheizwasser	40 °C	55 °C	0 / 723 / 331 kW
Hallenheizung	22 °C	25 °C	0 / 168 / 168 kW
Bemerkung:	-		



Diagramme		
Jahreszeit	RCC WRG-bereinigt	Tagesprofile [kW / Tagesstunde]
Sommer	<p>Graph showing temperature T [°C] versus heat flow \dot{H} [kW] for summer. The y-axis ranges from 70 to 105, and the x-axis from -10 to 130. A vertical line is at $\dot{H} \approx 5$. A diagonal line starts at $(5, 75)$ and ends at $(115, 100)$.</p>	<p>Graph showing daily power profile [kW] versus time [Tagesstunde] for summer. The y-axis ranges from 0 to 1200, and the x-axis from 0 to 24. The power is 0 from 0 to 6h, then jumps to approximately 100 kW and remains constant until 18h, then returns to 0.</p>
Winter (Tag)	<p>Graph showing temperature T [°C] versus heat flow \dot{H} [kW] for winter. The y-axis ranges from 10 to 110, and the x-axis from -100 to 1100. A vertical line is at $\dot{H} \approx 5$. The temperature is constant at 20°C until $\dot{H} \approx 150$, then jumps to 40°C, then increases linearly to 55°C at $\dot{H} \approx 900$, then jumps to 75°C, and finally increases linearly to 100°C at $\dot{H} \approx 1050$.</p>	<p>Graph showing daily power profile [kW] versus time [Tagesstunde] for winter. The y-axis ranges from 0 to 1200, and the x-axis from 0 to 24. The power is 900 kW from 0 to 6h, jumps to 1000 kW, remains constant until 18h, then drops to 900 kW.</p>



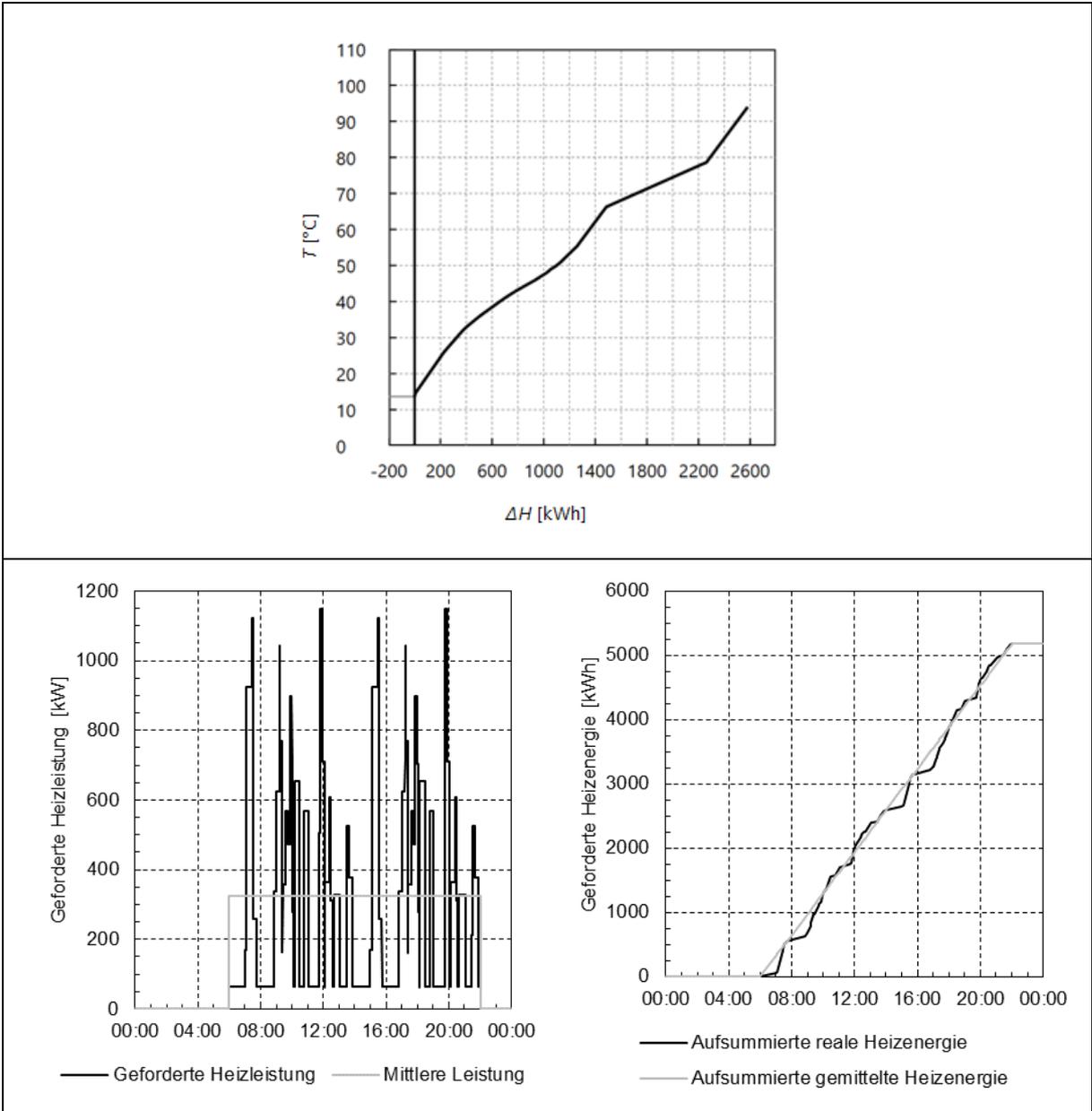


Die nachfolgende Tabelle zeigt das bis anhin ermittelte Tagesprofil und die zugehörige RCC Time Average Model (TAM) für einen Batch-Prozess. Für die Analyse wird die RCC mit dem TAM gebildet (Mehr dazu in 2.3.1). Die Ergebnisse für einen Tag sind dargestellt für zwei Batch-Prozesse.

Textilindustrie: Unternehmen 2

<i>Allgemeine Informationen</i>	
Globale Pinch-Temperatur	41 °C
Produktionsstunden	3'000 h/a (45 Wo)
Wochenprofil	Montag – Freitag
Produktionszeit	06:00 – 22:00 (zwei Batches pro Tag)
Mögliche integrierbare Solar-energie	2'588 kWh / Batch (1'165 MWh/a)
Mittlere geforderte Leistung	323.5 kW
Bemerkung:	-

<i>Prozessströme</i>							
Involvierte Prozessströme	Startzeit Batch 1	Endzeit Batch 1	Startzeit Batch 2	Endzeit Batch 2	Prozesstemperaturen [°C]		Leistung [kW]
PW WU Abwasser 1. F.	07:06	07:32	15:06	15:32	14.6	55.4	757.9
PW WU Abwasser 2. F.	10:09	10:28	18:09	18:28	13.7	46.0	588.8
PW WU Abwasser 3. F.	11:46	12:04	19:46	20:04	14.6	49.0	643.9
Aufheizen FA 2/1 1. B.	08:50	09:14	16:50	17:14	49	94	274.2
Aufheizen FA 2/1 2. B.	12:06	12:28	20:06	20:28	49	94	299.2
Aufheizen FA 2/2 1. B.	09:00	09:23	17:00	17:23	49	94	286.1
Aufheizen FA 2/2 2. B.	12:39	13:04	20:39	21:04	49	94	263.3
Aufheizen FA 2/3 1. B.	09:37	10:08	17:37	18:08	49	94	212.3
Aufheizen FA 2/3 2. B.	13:31	13:52	21:31	21:52	49	94	313.4
Aufheizen FA 3/1 1. B.	07:00	07:32	15:00	15:32	49	94	103.4
Aufheizen FA 3/1 2. B.	09:12	09:46	17:12	17:46	49	94	97.3
Aufheizen FA 3/2 1. B.	07:28	07:45	15:28	15:45	49	94	194.6
Aufheizen FA 3/2 2. B.	09:25	10:00	17:25	18:00	49	94	194.6
Aufheizen FA 5/1 1. B.	09:13	09:24	17:13	17:24	36	48	321.0
Aufheizen FA 5/1 2. B.	10:48	11:02	18:48	19:02	26	50	504.4
Aufheizen FA 5/1 3. B.	12:23	12:35	20:23	20:35	41	51	245.2
Aufheizen FA 5/2 1. B.	09:51	10:02	17:51	18:02	33	49	428.0
Aufheizen FA 5/2 2. B.	11:44	11:56	19:44	19:56	32	50	411.3
Aufheizen FA 5/2 3. B.	13:28	13:40	21:28	21:40	43	48	147.1
PW WU Kondensat	06:00	14:00	14:00	22:00	66.3	78.7	64.8
Bemerkung:	-						





Die nachfolgenden Tabellen zeigen Wärmesenken auf, anhand von Fallbeispielen aus der **Lebensmittelindustrie**, basierend auf Daten von Pinch-Analysen der HSLU.

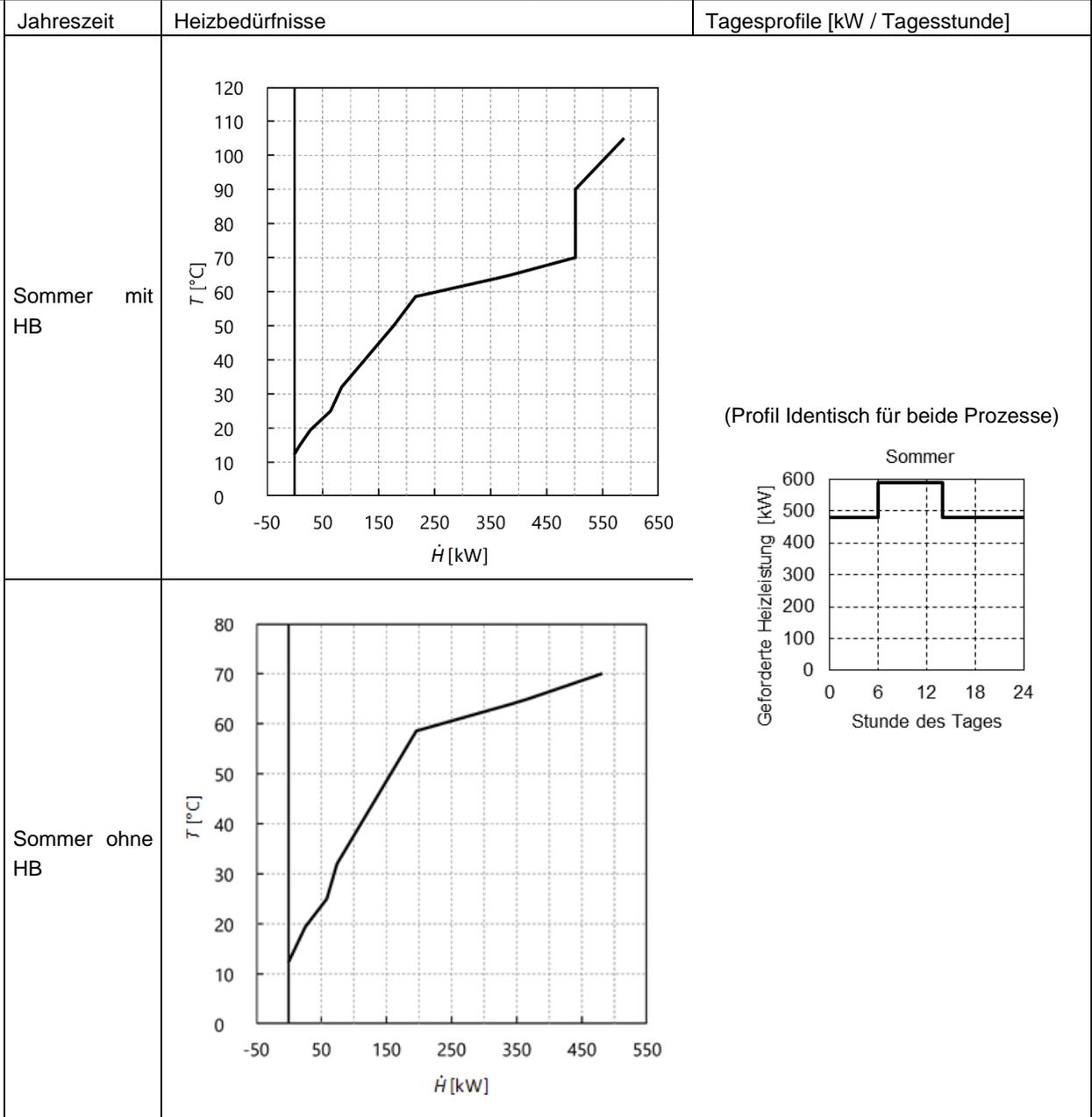
Lebensmittelindustrie: Unternehmen 1

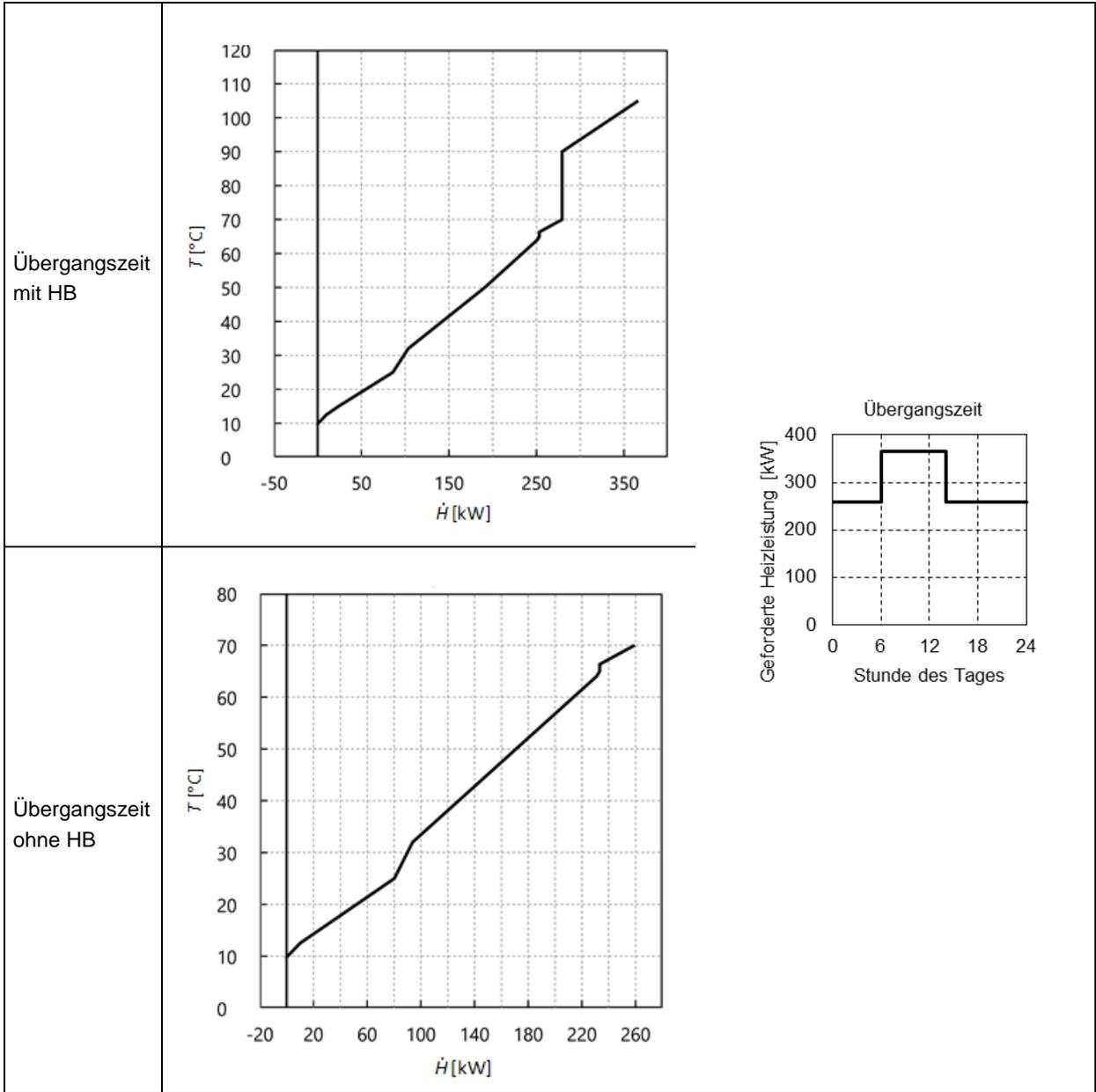
<i>Allgemeine Informationen (HB = Heizbedarf)</i>						
Jahreszeit	Sommer mit HB	Sommer ohne HB	Übergangszeit mit HB	Übergangszeit ohne HB	Winter mit HB	Winter ohne HB
Datum	01.06. – 31.08.	01.06. – 31.08.	01.03. – 31.05. 01.09. – 30.11.	01.03. – 31.05. 01.09. – 30.11.	01.12. – 28.02.	01.12. – 28.02.
Produktionsstunden	550 h/a	950 h/a	1100 h/a	1900 h/a	550 h/a	950 h/a
Wochenprofil	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag	Montag – Freitag
Produktionszeit	06:00 – 14:00	00:00 – 06:00 14:00 – 00:00	06:00 – 14:00	00:00 – 06:00 14:00 – 00:00	06:00 – 14:00	00:00 – 06:00 14:00 – 00:00
Pinch-Temperatur	37.4 °C	37.4 °C	36.1 °C	36.1 °C	35.5 °C	35.5 °C
Mögliche Solarleistung ohne Gebäudeheizung	588 kW	481 kW	366 kW	259 kW	473 kW	366 kW
Wärmemenge pro Betriebsfall	323 MWh/a	457 MWh/a	201 MWh/a	246 MWh/a	260 MWh/a	348 MWh/a
Wärmemenge pro Jahr	1'735 MWh/a					

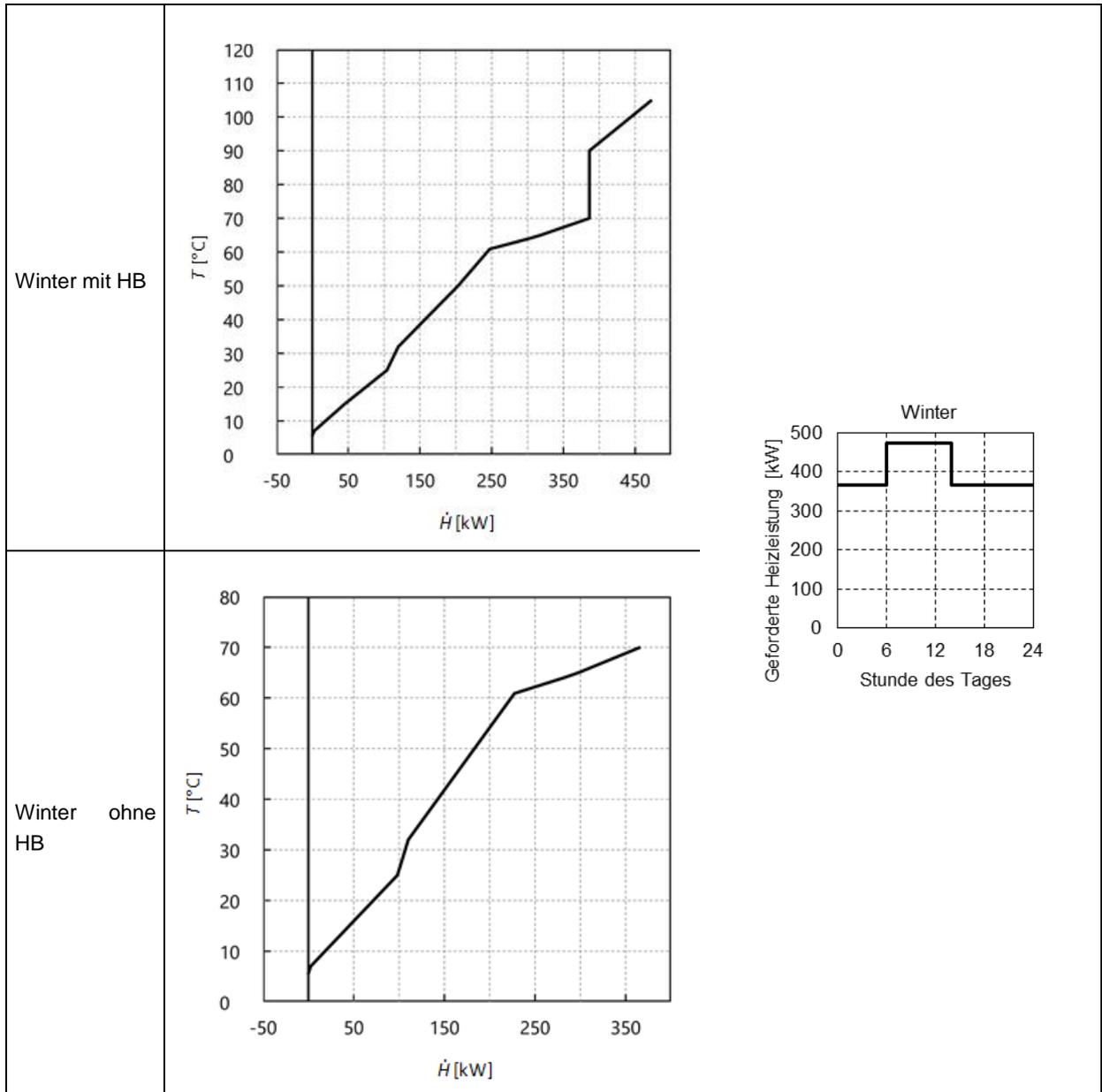
<i>Prozessströme</i>								
Involvierte Prozessströme	Prozesstemperaturen		Leistung (S/W/Ü)					
	EIN (S/Ü/W)	AUS	S m. HB	S o. HB	Ü m. HB	Ü o. HB	W m. HB	W o. HB
HB, Wasser erwärmen	15 °C	50 °C	20 kW	-	20 kW	-	20 kW	-
CIP & BWW erwärmen	32 °C	65 °C	19 kW	19 kW	19 kW	19 kW	19 kW	19 kW
Luft Trocknungsanlage erwärmen	19.6/12.5/5.6 °C	65 °C	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW



Lüftung, Luft vorwärmen	12.4/9.8/7 °C	25 °C	46 kW	46 kW	56 kW	56 kW	65 kW	65 kW
Warmwasserversorgung	58.5/66.3/60.9 °C	70 °C	258 kW	258 kW	26 kW	26 kW	124 kW	124 kW
Heisswasserversorgung	90 °C	105 °C	87 kW	-	87 kW	-	87 kW	-







Anmerkung: HB ist eine spezielle Produktion, welche nicht den ganzen Tag läuft. Im Tagesprofil ist die geforderte Heizleistung jeweils grösser, wenn HB ebenfalls in Betrieb ist.