

**Endbericht zum Projekt**

**WISSENSCHAFTLICHE  
BEGLEITFORSCHUNG ZUM  
FÖRDERPROGRAMM  
„SOLARTHERMIE – SOLARE  
GROßANLAGEN 2016“**

**Autoren**

Christian Fink, Projektleitung  
Walter Becke  
Lorenz Leppin  
Veronika Hierzer  
Reinhard Pertschy

**AEE – Institut für Nachhaltige Technologien**

Max Blöchle  
Franz Helminger  
Thomas Natiesta

**AIT Austrian Institute of Technology GmbH**

**Gleisdorf, im September 2023**

## Auftraggeber

### Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22  
1060 Wien



Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Solare Großanlagen“ – (GZ B675578)

## Programmabwicklung:

### Kommunkredit Public Consulting

Türkenstraße 9  
1092 Wien



## Auftragnehmer und Projektleitung:

### AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19  
Tel.: +43-3112 5886 -14  
Fax: +43-3112 5886 -18  
E-Mail: [c.fink@aee.at](mailto:c.fink@aee.at)  
[www.aee-intec.at](http://www.aee-intec.at)



## Projektpartner:

### AIT Austrian Institute of Technology GmbH

A-1210 Wien, Donau-City-Straße 1  
[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)



### FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH Forschungsgruppe ASiC

Ringstraße 43a, A-4600 Wels  
[www.asic.at](http://www.asic.at)



## Inhalt

<b>1</b>	<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>EINLEITUNG .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>ÜBERBLICK ÜBER DIE BEGLEITFORSCHUNGSPROJEKTE .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN IM BERICHTSZEITRAUM.....</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN .....</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH ....</b>	<b>14</b>
<b>7</b>	<b>BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....</b>	<b>16</b>
	<b>7.1 Audio Tuning Vertriebs GmbH, NÖ .....</b>	<b>16</b>
	<b>7.2 MACO Industrieanlagen GmbH, S .....</b>	<b>37</b>
	<b>7.3 Nahwärme Friesach, Stmk.....</b>	<b>60</b>
	<b>7.4 Nahwärme Mürzzuschlag, Stmk. ....</b>	<b>74</b>
	<b>7.5 Rathaus Oberndorf, S .....</b>	<b>84</b>
	<b>7.6 Schweinemast Starhof, Ktn. ....</b>	<b>100</b>
	<b>7.7 Hackgutttrocknung Mader, OÖ .....</b>	<b>117</b>
	<b>7.8 Weizer Schafbauern, Stmk. ....</b>	<b>131</b>
<b>8</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>155</b>

## 1 Kurzfassung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Große Solarthermieanlagen stellen hier ein bisher wenig genutztes Potential dar. Um eine verstärkte Erschließung dieses Potentials erreichen zu können, bedarf es technologischer Weiterentwicklungen und eine Reduktion der Endkundenpreise.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden 12 erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 350 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

Die Hauptaufgabe der wissenschaftlichen Programmbegleitung liegt dabei in der Durchführung von Einreichberatungen für die Förderwerber, der technischen Unterstützung im Umsetzungsprozess sowie der nachfolgenden messtechnischen Begleitung ausgewählter Projekte über zumindest ein Jahr. Neben der Einleitung von Optimierungsschritten bei den konkreten Projekten, gilt es die Erkenntnisse aus dem Messprogramm gezielt in der Weiterentwicklung der Technologieschwachstellen und beim Aufzeigen von weiterführendem Forschungsbedarf einzusetzen.

Im gegenständlichen Projektbericht werden speziell die Ergebnisse der im Programmjahr 2016 vom Team der Begleitforschung behandelten und untersuchten Anlagen dargestellt. Das Begleitforschungsteam war im gegenständlichen Berichtszeitraum (Dezember 2016 bis April 2023) mit den 8 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen in intensivem Kontakt. Dabei galt es im ersten Schritt neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.B. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei allen 8 Projekten konnte das definierte Monitoring durch das Begleitforschungsteam über ein Kalenderjahr erfolgreich abgeschlossen werden.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit allen im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse und Bewertung des solarthermischen Anlagenbetriebs und des solarunterstützten Wärmeversorgungssystems über ein volles Betriebsjahr
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse



- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit deren Partnern (14 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon konnten bei 2 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden).
- Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021 die Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu kooperativen Forschungsprojekten und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.
- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 21 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen, 12 Branchenworkshops, 12 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften und 9 Diplomarbeiten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021) zeigen deutlich die geleisteten Beiträge des Begleitforschungsteams zur Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse in der Branche und tragen damit gleichzeitig zur Steigerung des Bekanntheitsgrades des Förderprogramms bei.

## 2 Einleitung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Große Solarthermieanlagen stellen hier ein bisher wenig genutztes Potential dar. Um eine verstärkte Erschließung dieses Potentials erreichen zu können, bedarf es technologischer Weiterentwicklungen und eine Reduktion der Endkundenpreise.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden acht erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 350 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

### Das Förderprogramm

Das Förderprogramm richtet sich an gewerbliche Anwendungen in fünf speziellen Kategorien und Systemgrößen zwischen 100 und 2.000 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche (außer Themenfeld 5: ab 50 m<sup>2</sup> bis 250 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche):

1. Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
2. Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung
3. Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden (>20%)
4. Kombinierte Anwendungen zum solarunterstützten Kühlen und Heizen
5. Neue Technologien und innovative Ansätze

### Die wissenschaftliche Programmbegleitung

Ziel der wissenschaftlichen Programmbegleitung ist die Umsetzung von Anlagen nach dem letzten Stand der Technik sowie die Funktionalität und Effizienz der Anlagen in einem einjährigen Monitoringprozess zu bestimmen, Optimierungspotenziale zu detektieren und umzusetzen sowie basierend auf den Erfahrungen und Erkenntnissen gezielt Anstöße für die strukturierte Weiterentwicklung der Technologie zu geben. Nachfolgend sind die wesentlichen Aktivitäten der Programmbegleitung zusammengefasst:

- Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)

- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellt sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.
- Gespräche mit Technologieanbietern und Haustechnikplanern im Zuge der Optimierungsarbeiten – In diesem Zuge konnte eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einzelnen kooperativen Forschungsprojekten.
- Regelmäßige Gespräche mit der Programmleitung beim Klima- und Energiefonds – Dadurch kann einerseits direkt Rückmeldung zum Status Quo der Technologie gegeben werden sowie können andererseits gewonnene Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden.
- Disseminierungsaktivitäten in der Branche (Workshops und Tagungen der Branche) - Insgesamt konnten innerhalb des gegenständlichen Projekts 21 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen und 12 Branchenworkshops geleistet werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021).
- Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an Industrieverbände (z.B. Austria Solar) bzw. den Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen.

Im gegenständlichen Endbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2015 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an die Endberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015 (Fink et al., 2015; Fink et al., 2016, Fink et al. 2019a, Fink et al. 2019b, Fink et al. 2022a, Fink et al. 2023) sowie für die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2017, 2018 und 2019 (Fink et al., 2020; Fink et al., 2021, Fink et al. 2022b) erstellt.

### 3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern im Monitoringprogramm (11 Projekte) Kontakt aufgenommen. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Schlussendlich wurden von den 11 zur Förderung vorgeschlagenen Projekten 8 solarthermische Anlagen definitiv umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Abbildung 1).

Hohe solare Deckungsgrade	m <sup>2</sup>	Einspeisung in Wärmenetz	m <sup>2</sup>
MFH Friedhofstrasse	936	Nahwärme Müzzzuschlag, Stmk	5000
		Nahwärme Friesach, K	7020
		Nahwärmeversorgung Langau	1053
Neue Technologien	m <sup>2</sup>	Prozesswärme	m <sup>2</sup>
AUDIO TUNING Vertriebs GmbH, NÖ	289	Weizer Schafbauern reg GmbH, Stmk	114
Trocknungsanlage Mader, OÖ	115	Schweinemast Staarhof, K	102
MACO Industrieanlagen, S	123	Goldenits KEG	542
Rathaus Oberndorf, S	107		

Anlage wird realisiert  
Anlage wird nicht umgesetzt

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den vier Einreichkategorien (Förderprogramm 2016)

Im Zusammenhang mit der Auszahlung von Förderraten durch die KPC übernimmt die Begleitforschung zu zwei Zeitpunkten die Bestätigung zum Status Quo des Anlagenmonitorings. Die erste Bestätigung wird von der Begleitforschung ausgestellt, wenn der Förderwerber das Monitoringkonzept wie vereinbart umgesetzt hat und die Messdaten vollständig und plausibel über einen Zeitraum von zwei bis drei Wochen beim jeweils zuständigen Institut der Begleitforschung eintreffen. Ab diesem Zeitpunkt startet dann die offizielle, einjährige Monitoringphase. Den zweiten relevanten Zeitpunkt bildet der Abschluss der einjährigen Monitoringphase, der ebenso vom Team der Begleitforschung bestätigt wird. Wie aus Abbildung 2 zu entnehmen, konnte bei allen 8 realisierten Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen werden. Bei AEE INTEC wurden 6 Projekte begleitet, bei AIT waren es 2.

AEE INTEC					AIT				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende	Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.				1.	2.		
AUDIO TUNING Vertriebs GmbH, NÖ			Sep. 20	Aug. 21	Schweinemast Staarhof K			Sep. 19	Aug. 20
MACO Industrieanlagen, S			Nov. 19	Okt. 20	Weizer Schafbauern reg GmbH, Stmk			Jun. 18	Mai. 19
Nahwärme Friesach, K			Jun. 22	Mai. 23					
Nahwärme Müzzzuschlag, Stmk			Apr. 22	Mrz. 23					
Rathaus Oberndorf, S			Nov. 19	Okt. 20					
Trocknungsanlage Mader, OÖ			Aug. 19	Jul. 20					

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 8 Messprojekten - unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC oder AIT (Förderprogramm 2016)

## **4 Beschreibung der Tätigkeiten in Verbindung mit den Messanlagen im Berichtszeitraum**

### **Kontakthaltung mit Anlagenbetreibern und dessen Partnern**

Um die Basis für die Durchführung der wissenschaftlichen Begleitforschung zu schaffen (Hydraulik- und Messkonzept, Spezifikation der Messtechnik, Bestellung und Montage, Inbetriebnahme, erste Auswertungen, etc.), mussten zahlreiche Informationen zu den Messanlagen gesammelt werden sowie ein reger Austausch zwischen den Anlagenbetreibern und deren Partnern (Haustechnikplaner, Installationsbetrieb, Elektriker, etc.) betrieben werden.

### **Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)**

Die von den Anlagenbetreibern übermittelten Hydraulikkonzepte und Unterlagen wurden analysiert, gegebenenfalls vorhandenes Verbesserungspotenzial definiert und mit den Anlagenbetreibern Rücksprache gehalten. In zahlreichen Projekten gelang es, Verbesserungsvorschläge auch tatsächlich umzusetzen, in manchen Projekten aber auch nicht (z.B. wenn das Projekt zeitlich in einer fortgeschrittenen Phase; Mehrkosten angefallen wären; bauliche Maßnahmen notwendig wären, etc.)

### **Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern**

Des Weiteren erfolgte für alle Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm die Festlegung des Monitoringkonzeptes in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2010) und die Spezifikation der Messtechnik. Basierend auf diesem Wissensstand wurden zwecks einheitlicher Darstellung im gegenständlichen Forschungsprojekt harmonisierte Blockschaltbilder der gesamten Wärmeversorgungsanlage inkl. eingezeichneter Messpunkte erstellt.

### **Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems**

Die Anlageneigentümer und deren Partner wurden hinsichtlich der Beschaffung, der richtigen Positionierung, der Montage als auch der Verkabelung umfangreich betreut. Es erfolgte die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings, was Arbeitsschritte wie z.B. Prüfung der Sensorpositionen, die Programmierung der Datenloggersoftware, das Klemmen aller Sensorkabel am Datenlogger, die Inbetriebnahme des Datenloggings, die Aufzeichnungsüberprüfung aller Sensoren, die Überprüfung der Datenübertragung (Fernübertragung), etc. erforderlich machte. Im Zuge des für die Messtechnikinbetriebnahme notwendigen Vororttermins erfolgte auch der Vergleich der seitens der Anlagenbetreiber übermittelten Hydraulikkonzepte mit den tatsächlich erfolgten Installationen. Gegebenenfalls vorhandene Abweichungen werden am Planstand vermerkt und auch an den Anlageneigentümer kommuniziert.

### **Herstellung einer automatisierten Ausleseroutine und Integration in eine Datenbank**

Die Messdaten der Anlagen aus dem Begleitforschungsprogramm wurden am Datenlogger zwischengespeichert und einmal täglich per Fernzugriff (je nach örtlicher Gegebenheit über Festnetz, GSM-Netz, Internet) ausgelesen und in weiterer Folge in einer eigens definierten Datenbank für Messdaten abgelegt. Beim Einspielen in die Datenbank erfolgte eine erste automatisierte Plausibilitätsprüfung der Messdaten (Vollständigkeit, Messdatenformat, Grenzwertüberschreitung, etc.).

### **Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs**

Ziel der messdatengestützten Anlagenanalyse ist eine Plausibilitätsüberprüfung der Vorgänge in allen hydraulischen Kreisläufen (Solarsystem, Nachheizung und Wärmeverbraucher). Zu diesem Zwecke wurden Temperaturverläufe als auch Energiebilanzen erstellt und analysiert. In den ersten Betriebsmonaten (der sogenannten Optimierungsphase) erfolgten diese Analysen sehr detailliert. Danach gingen die Anlagen in die Phase der Routineüberwachung über.

### **Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse**

Hinsichtlich einer harmonisierten Darstellung der Messergebnisse zu den einzelnen Messanlagen wurden einzelne standardisierte Darstellungen und Abbildungen definiert. Zu erwähnen sind dabei insbesondere die Darstellungen „Energiebilanz – Input/Output/Analyse“, „Spezifischer Jahressolarertrag – Vergleich Messung und Simulation“, „Solarer Deckungsgrad – Messung vs. Simulation“, „Verbraucherverhalten – Messung vs. Simulation“ sowie eine Vielzahl „Ausgewählter Temperaturverläufe“.

### **Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial**

Ergeben sich aus den Anlagenanalysen Verbesserungspotenziale, wurde in weiterer Folge versucht, diese in Zusammenarbeit mit den Anlageneigentümern und deren Partnern (Haustechnikplaner, Installateure, Regelungsunternehmen, Elektriker, etc.) auch zu erschließen. Die Messdatenanalyse schafft hier gute Möglichkeiten, getätigte Modifikationen hinsichtlich ihrer Wirkung zu überprüfen. So konnten 14 Optimierungsmaßnahmen detektiert und davon bei 2 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden.

## 5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des Projektzeitraums (Dezember 2016 bis April 2023) 33 Beiträge zu einschlägigen Veranstaltungen geleistet (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021).

Der nachfolgenden Tabelle können die kumulierten Disseminierungsaktivitäten (Veranstaltungen inkl. Vortragstitel und Teilnehmerzahlen) entnommen werden.

Tabelle 1: Übersicht zu durchgeführten Verbreitungsaktivitäten im Berichtszeitraum

Art der Veranstaltung	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Themenveranstaltung	"Fernwärme der Zukunft" 4. April 2017, Graz	Solare Großanlagen in Wärmenetzen – Ergebnisse aus dem Förderprogramm des Klima- und Energiefonds	ca. 100
		Nutzungspotentiale von industrieller Abwärme, Solarthermie und saisonaler Speicherung für die Fernwärme der Zukunft	
Workshop	SDHp2m - Delegationsreise 10. Mai 2017, Friedrichshafen, Dänemark	Austrian funding program „Solarthermie - Solare Großanlagen“	15
Symposium	27. Symposium „Thermische Solarenergie“ 10. bis 12. Mai 2017, Bad Staffelstein, Deutschland	Solarthermie/Wärmepumpen-Kombinationen im Förderprogramm für solarthermische Anlagen in Österreich – Staturerhebung und Erfahrungsbericht	ca. 500
		Aggregierte Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms „Solare Großanlagen“ in Österreich	
Konferenz	International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 29. Oktober bis 2. November 2017, Abu Dhabi	Combined solar thermal and heat pump systems within the funding program of large-scale solar thermal systems in Austria – Status investigation and progress report	
Workshop	Expertenforum Energiespeicher Beton, 8. November 2017, Wien	Monitoringergebnisse zu Projekten aus Wohnbau und Gewerbe mit hohen solaren Deckungsgraden und Bauteilaktivierung	ca. 160
Workshop	Science Brunch Solarthermie + thermische Speicher 27. November 2017, Wien	Begleitforschung Solarthermie - Solare Großanlagen	ca. 100
Konferenz	48th International Congress and Exhibition on Heating, Refrigeration and Air-Conditioning 6. bis 8. Dezember 2017, Belgrad	Scenarios for the integrated and cost-effective refurbishment of a social owned housing complex	
Coaching webinar	SDHp2m- coaching webinar 13.12.2017	SDHp2m - Coaching webinar on solar/biomass	ca. 12
Themenveranstaltung	Holzweilt Murau - Stammtisch 24.01.2018	Solare Einkopplung in Nahwärmenetze	ca 25
Konferenz	5th International Solar District Heating Conference - SDH 2018 11.-12. April 2018, Graz	Operational analysis of solar thermal heat pump combinations integrated into Austrian District heating networks	270
Workshop	Netzwerk Energieberatung Steiermark 15.10.2018, Graz	Speicheranwendungen in Verbindung mit Solarthermie	ca. 25
Workshop	Workshop Betriebsdatenauswertung Solare Großanlagen, 18.10.2018, Gleisdorf	Input aus der Begleitforschung des Förderprogramms "Solare Großanlagen"	15
Workshop	Energiemanagement und Stromspeicher in der Land- und Forstwirtschaft, 30.04.2019, St. Veit/Glan	Solarhaus und thermische Bauteilaktivierung - Ein Gebäude als Energiespeicher	15
Vorlesung	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement, FH Wien (Mai 2019)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	20
Symposium	29. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 21. bis 23. Mai 2019, Bad Staffelstein, Deutschland	Messergebnisse zur Einbindung von Solarwärme in netzgebundene Wärmeversorgungsanlagen	130
Themenveranstaltung	eNu TALK 29.5.2019, Energie- und Umweltagentur NÖ, St. Pölten	Hat Solarthermie Zukunft?	15
Vorlesung	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement, FH Wien (Mai 2020)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	15



Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (18.6.2020)	Lernen aus der Praxis: Was Monitoring bringt	30
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (28.1.2021)	Solar to the max - Wie man hohe solare Deckungsgrade erreicht	15
Symposium	31. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 27. - 30. April 2021, Bad Staffelstein, Deutschland	Lokales und übergeordnetes Potential der Systemkombination Bauteilaktivierung und Solarthermie	ca 70
Symposium	31. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 27. - 30. April 2021, Bad Staffelstein, Deutschland	Monitoring-Ergebnisse von großen Solarthermie-Anlagen für Trocknungsanwendungen	ca 70
Workshop	Arbeitskreis „Technik und Innovation“ der ARGE Wohnen NÖ (11.05.2021)	Solarwärme – Förderungen für Wohnbauträger	ca. 15
Tagung	23. österreichischer Biomassetag 15.-16. September 2021, Klagenfurt	Solare Großanlagen: Praxiserfahrung, Förderung und Umsetzung	ca. 200
Workshop	Meeting HeatHighway (Netzbetreiber und Planer) - Vorzeigeregion Energie	Solarthermische Integration in Fernwärmesysteme	ca. 30
Workshop	Workshop für eine türkische Delegation zu den Themen: Solare Fernwärme, PVT und Großwärmespeichertechnologien	Solarthermal District Heating - technologies, market, applications, examples	18
Webinar	Effizienter Heizwerkbetrieb, FAST Pichl	Solare Großanlagen für Nahwärmenetze – Praxiserfahrung, Förderung und Umsetzung	ca. 35
Konferenz	2nd International Sustainable Energy Conference – ISEC 2022, 05 - 07. April 2022	Solar Thermal District Heating in Austria	350
Workshop	Treffen der Arbeitsgruppe "Fernwärme" des BMK und der Bundesländer	Solarthermie und netzgebundene Wärmeversorgung	16
Webinar	KONNEX BAU der IG LEBENSZYKLUS BAU	Solarthermische Eigenversorgung von Gebäuden und Quartieren - Erfahrungen aus der Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ des Klima- und Energiefonds	25
Themenveranstaltung	plannING Day 2022 des Fachverbands Ingenieurbüros	Kostengünstige Energiespeicherflexibilität durch Bauteilaktivierung - Innovative Ansätze in Neubau und Sanierung	ca. 60
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (30.11.2022)	Wege zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse ab 70°C bis 150°C	ca. 50
Workshop	Bionet-Know	Solare Großanlagen: Praxiserfahrung, Förderung und Umsetzung	15
Workshop	Innovationslabor DigiPEQ	Innovative Warmwassersysteme für großvolumige Gebäude und Quartiere	ca. 30

Weiters wurden, wie in Tabelle 2 angeführt, 12 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021)

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Berichtszeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Artikel	BWK Das Energie-Fachmagazin Bd.69, 2017	Monitoring-Programm für große solarthermische Anlagen in Österreich Ergebnisse stimmen zuversichtlich
Artikel	tab Das Fachmedium der TGA-Branche Ausgabe 7-8/2017	Erfahrungen mit Solarthermieanlagen Ergebnisse aus einem Monitoring-Programm in Österreich
Artikel	a3 Building Technologies / Solutions Ausgabe 5-2017	Große Solar-Anlagen Gemanagt & gemessen
Artikel	EuroHeat&Power 46. Jg. 2017, Heft 9	Große Solar-Anlagen in Österreich Solare Wärmenetze unter Beobachtung



Artikel	HLK Heizung Lüftung Klimatechnik Ausgabe 5-2017	Thermische Energietechnologien/Trends und Förderungen Große Solarthermie-Anlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Der österreichische Installateur Ausgabe 5/2017	Schwerpunkt auf solaren Großanlagen
Artikel	TGA Technische Gebäudeausrüstung 5/2017	Monitoring-Programm Solarthermie Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Umweltschutz der Wirtschaft Ausgabe 2/2017	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig Förderung verlängert
Artikel	nachhaltige technologien, Erneuerbare Energien und Ressourceneffizienz Ausgabe 2017-3	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Erneuerbare Energien, Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie Ausgabe 06/2017	Gekoppelte Thermie Solarwärme ist heute wieder gefragt - und lässt sich kombinieren
Artikel	Erneuerbare Energien – Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie, SunMedia Verlags GmbH online, 16. August 2017	Solarwärme Förderquoten von bis zu 45 Prozent
Artikel	nachhaltige technologien, Erneuerbare Energien und Ressourceneffizienz Ausgabe 2019-1	Solarwärmenutzung in betrieblichen Anwendungen mit Landwirtschaftsbezug

In unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2021 wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, innerhalb des Berichtszeitraums (Dezember 2016 bis April 2023) 9 akademische Arbeiten verfasst.

Tabelle 3: Übersicht zu erstellten Master- und Diplomarbeiten im Berichtszeitraum

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name DiplomandIn	Universität / Fachhochschule
Betriebsanalyse und Bewertung von Solarthermie- Wärmepumpen-Anlagen in Kombination mit innovativen Speicherlösungen	Andreas Mairold 2017	FH Technikum Wien
Behavior analysis of thermally activated building systems (TABS) in respect of different building applications	Sunirmal Mukherjee 2018	University of Kassel, Germany University of Cairo, Egypt
Technische und ökologische Systemevaluation einer solaren Großanlage mit einer Solarthermie- Wärmepumpenkombination	Michael Reisenbichler 2018	Technische Universität Graz
Technische Bewertung und Optimierung des solarunterstützten Mikronetzes Lexengasse	Jakob Binder 2018	Technische Universität Graz
Analyse von betonkernaktivierten Nicht-Wohngebäuden mit hohen solaren Deckungsgraden	Veronika Hierzer 2018	FH Burgenland
Operational Analysis and Evaluation of Solar Thermal Plant in Combination with a 2.500 <sup>3</sup> grid-connected storage tank	Stephanie Shuk-King Chang 2019	FH OÖ
Analysis and Evaluation of a Solar Thermal and Heat Pump Combination with Ice Storage	Nouman Akram 2019	Técnico Lisboa
Operation Analysis and Evaluation of Solar Drying Plants	Silvia Paulina Díaz Rivadeneira 2020	FH OÖ
Eine qualitative Bewertung von solaren Luftkollektoren, für die Trocknung von unterschiedlichen landwirtschaftlichen Gütern	Lukas Dobrovits 2022	FH Burgenland

## 6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Zur Darstellung der Ergebnisse der 8 messtechnisch begleiteten Projekten aus dem Programm Solarthermie – Solare Großanlagen sind in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen der solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m<sup>2</sup> Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 die Wärmeverbräuche.

Im Allgemeinen gilt zu beachten, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich des spezifischen Solarertrags der untersuchten Anlagen nicht möglich ist. Vielmehr müssen die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Temperaturniveau der Anwendung, Kollektortype, etc.) genauso berücksichtigt werden wie die tatsächlichen Verbrauchs- und Einstrahlungsverhältnisse.

Grundsätzlich zeigen die Projekte hinsichtlich der wichtigen energetischen Kennzahlen gemischte Ergebnisse. Bei allen Anlagen lag der gemessene solare Ertrag unter dem prognostizierten Wert.

Speziell bei den Anlagen „Audio Turning“, „Trocknungsanlage Mader“ und „Weizer Schafbauern“ wurde aufgrund des stark verminderten Verbrauchs, zwischen 30% bis 50% weniger Solarertrag gemessen.

Der niedrigere Solarertrag der restlichen Anlagen hat unterschiedliche Gründe. Neben klimatischen Bedingungen wie einer geringeren Einstrahlung („MACO“), traten auch betriebsabhängige Gründe (höhere Kollektortemperatur, „Nahwärme Mürzzuschlag“) sowie starke Verschmutzung der Kollektoren auf (Schweinemast Staarhof).

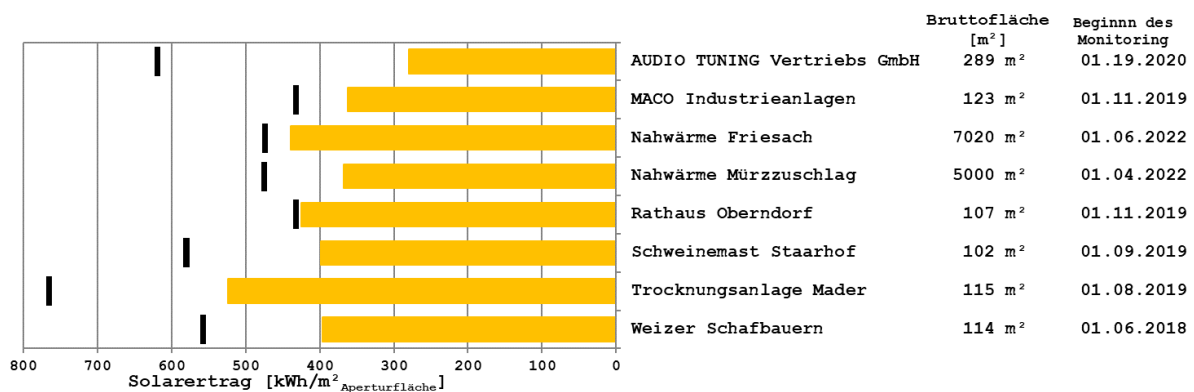


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche).

Betreffend die Darstellung des solaren Deckungsgrades wird folgende mathematische Definition verwendet:

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv We} + Q_{Solar}}$$

Gleichung 1

$Q_{Solar}$  jährlicher Wärmeinput des Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises (nach Möglichkeit in der Systemhydraulik)

$Q_{konv We}$  jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger

Der Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) ist in Abbildung 4 dargestellt. Bei den Anlagen „MACO“ und „Rathaus Oberndorf“ konnte aufgrund des erhöhten Verbrauchs nicht die 100% solare Deckung der Heizung erreicht werden.

Für die Anlage „Nahwärme Mürzzuschlag“ sowie „Audio Tuning“ konnte kein solarer Deckungsgrad definiert werden. Bei „Nahwärme Mürzzuschlag“ wurden die Nachheizung des Netztes nicht vermessen, bei „Audio Tuning“ ist die Solaranlage ausschließlich auf der Quell-Seite der Wärmepumpe eingebunden.

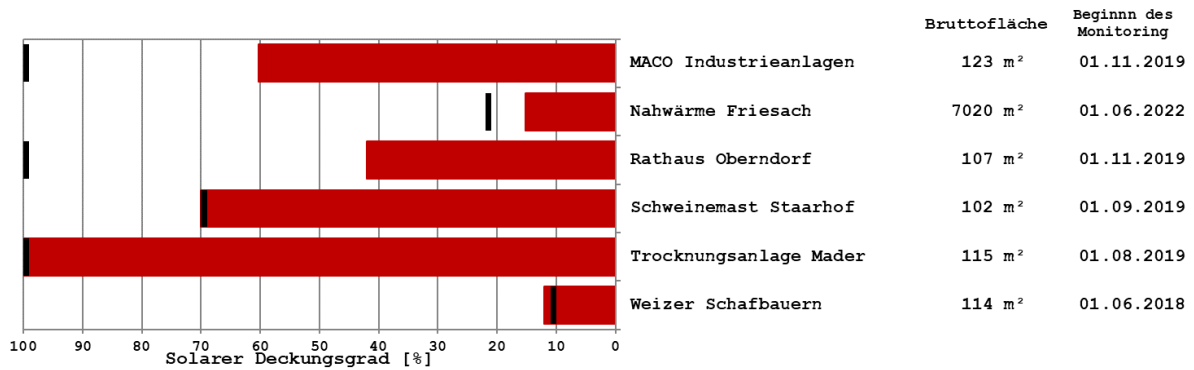


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungs-systeme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den Vergleich des gemessenen Wärmeverbrauchs mit dem Prognosewert. Bis auf die Anlagen „MACO“ und „Rathaus Oberndorf“ wurde bei allen Anlagen weniger Verbrauch gemessen als angenommen.

Der Verbrauch der Anlage „Nahwärme Friesach“ ist mindestens um den Faktor 30 höher als bei allen anderen Anlagen. Daher wird die x-Achse 2-teilig dargestellt.

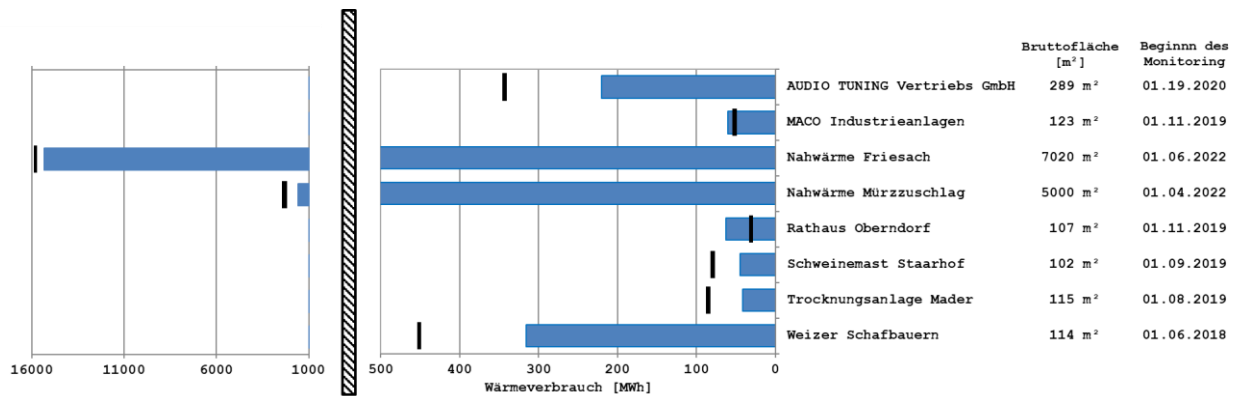


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche)

## 7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

### 7.1 Audio Tuning Vertriebs GmbH, NÖ

#### 7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Audio Tuning GmbH, NÖ
<u>Adresse:</u>	Wilfersdorf-Mistelbach
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Gebäudeheizung und Kühlung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	289,71 m <sup>2</sup> (unabgedeckte Absorbermatten, Viessmann SLK-600)
<u>Aperturfläche:</u>	259,74 m <sup>2</sup>
<u>Neigung:</u>	5°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1125 m <sup>3</sup> Eisspeicher, 2.000 Liter Kältespeicher, 4.000 Liter Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Viessmann Sole/Wasser-Wärmepumpe (200 kW Heizung, 160 kW Kühlung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	279,7 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit August 2021
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau eines Vertriebslagers inklusive Büroräumlichkeiten und Logistikzentrum der Audio Tuning Vertriebs GmbH (Abbildung 6), welche High-End Audio- und Videogeräte herstellt und weltweit der größte Hersteller von Plattenspielern ist. Das neue Lager hat eine Brutto-Grundfläche von 3.040 m<sup>2</sup>, das Bürogebäude hat eine Brutto-Grundfläche von 1.445 m<sup>2</sup>. Die zu versorgenden Gebäude haben eine Heizlast von 200 kW und eine Kühllast von 156 kW. Für die Wärme- und Kälteversorgung des Objekts kommt ein Systemkonzept, welches unabgedeckte Absorbermatten in Verbindung mit einem Eisspeicher sowie einer Sole/Wasser-Wärmepumpe nutzt, zum Einsatz. Die rund 290 m<sup>2</sup> Absorberfläche sind auf dem Flachdach des Vertriebslagers montiert (Abbildung 7). Die gesamte Wärme- und Kälteversorgung übernimmt eine reversible Sole-Wasser-Wärmepumpe (200 kW Heizen, 160 kW Kühlen), welche einerseits die Solaranlage direkt oder einen Eisspeicher als Quelle nutzen kann. Als Speicher stehen ein 4.000 Liter Pufferspeicher für Heizung, ein 2.000 Liter Pufferspeicher für Kühlung und ein Eisspeicher zur Verfügung. Der Eisspeicher besteht aus einem quaderförmigen Raum mit einem Volumen von 1.125 m<sup>3</sup>. Dieser ist mit rund 900 m<sup>3</sup> Wasser gefüllt, das Restvolumen steht für die Volumenänderung beim Phasenwechsel Wasser-Eis zur Verfügung. Im Eisspeicher gibt es je einen Wärmetauscher für den Entzugs- und den Regenerationsmodus. Die Wärmetauscher bestehen aus schneckenhausförmig verlegten Kunststoffrohren (Abbildung 9 und Abbildung 10), wobei der Entzugswärmetauscher der innenliegende ist (Abbildung 8) und somit der Speicher von innen nach außen gefroren wird. Die Regeneration geschieht von außen nach innen.





Abbildung 6: Außenansicht der Audio Tuning Vertriebs GmbH; unter der gelb-schraffierten Grasfläche befindet sich der Eisspeicher (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 7: Kollektoranlage am Dach der Audio Tuning Vertriebs GmbH (Quelle: AEE INTEC)

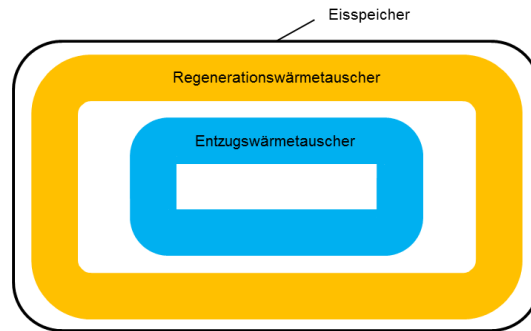


Abbildung 8: schematische Darstellung der Anordnung der Wärmetauscher im Eisspeicher (Quelle: Hersteller, eigene Darstellung)

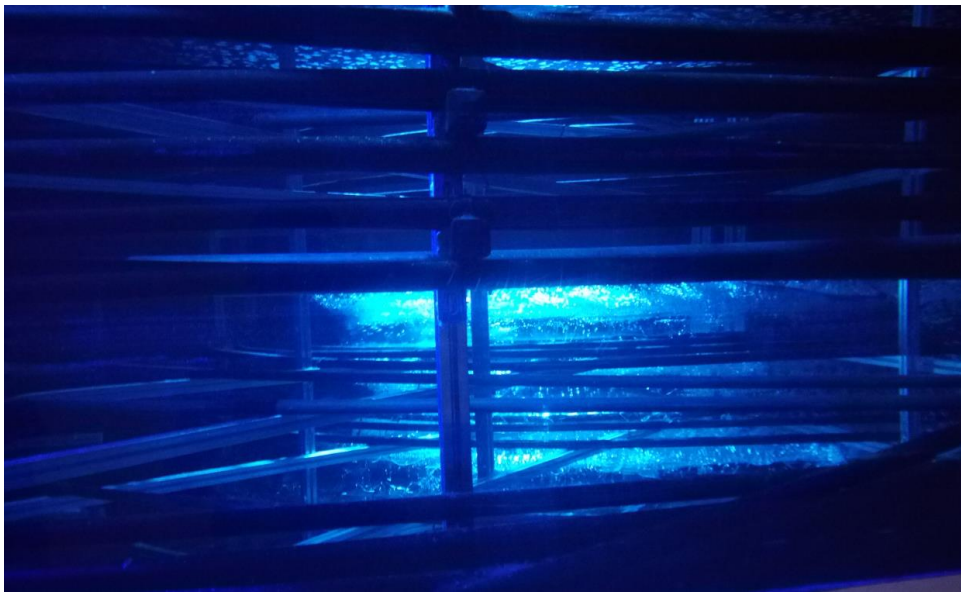


Abbildung 9: Wärmetauscher im Eisspeicher, im Inneren ist Vereisung zu erkennen (Quelle: AEE INTEC)

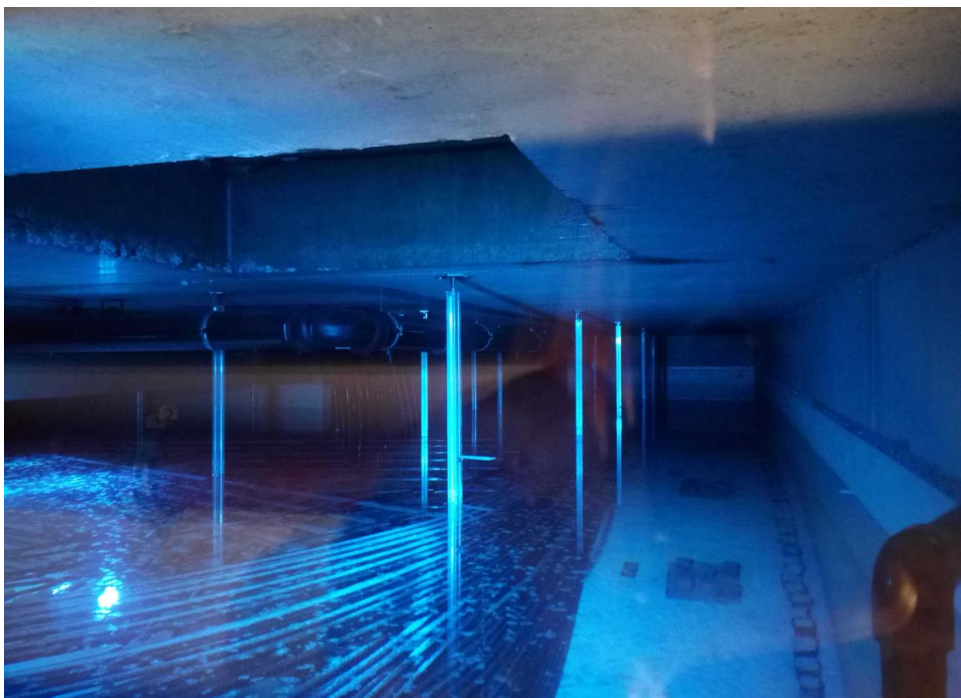


Abbildung 10: Blick von oben in den Eisspeicher (Quelle: AEE INTEC)

## 7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem der Audio Tuning Vertriebs GmbH ist als Blockschaltbild in Abbildung 17 dargestellt. Für die bessere Veranschaulichung der komplexen Hydraulik sind allen Absperrventilen Buchstaben zugeordnet und einzelne hydraulische Kreise farblich anders dargestellt. Die Versorgungsanlage kann prinzipiell 4 Betriebsmodi einnehmen, welche im Folgenden detailliert beschrieben werden:

### Wärmeversorgung durch die Wärmepumpe

Die Wärmepumpe liefert Wärme in den 4.000 Liter Heizungspuffer, welcher alle Abnehmer bedient. Der Wärmemengenzähler  $Q_{SWP}$  zeichnet diese Energie auf. Der Wärmemengenzähler  $Q_{Sol WP}$  ruht. Als Quelle für die Wärmepumpe können entweder der Eisspeicher oder die Solaranlage dienen, wodurch zwei unterschiedliche „Quellmodi“ möglich sind.

- 1) *Quelle Eisspeicher:* Dem Eisspeicher wird Energie über den Entzugswärmetauscher (blau) entzogen. Ventil A ist offen, Ventil B ist geschlossen.

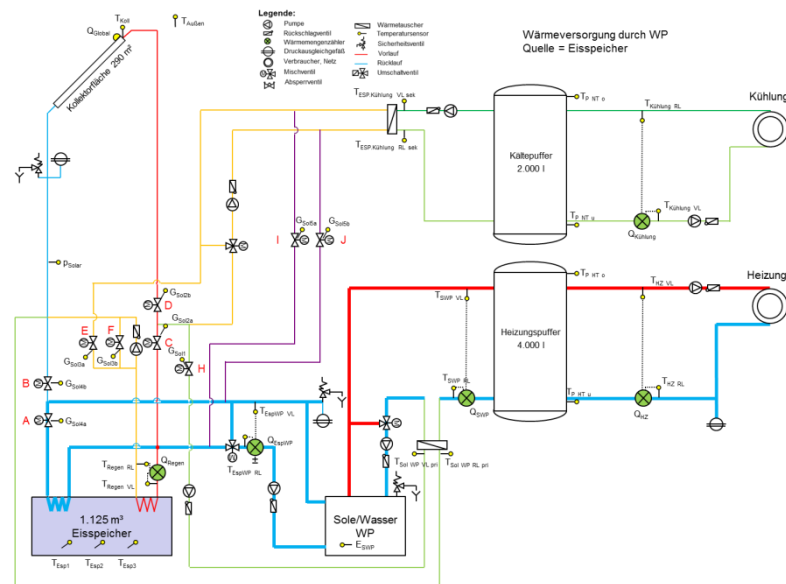


Abbildung 11: Betriebsmodus "Quelle Eisspeicher"

- 2) *Quelle Solaranlage:* Die Solaranlage dient als Quelle für die Wärmepumpe. Ventil A ist geschlossen, Ventil B, C und D sind offen.



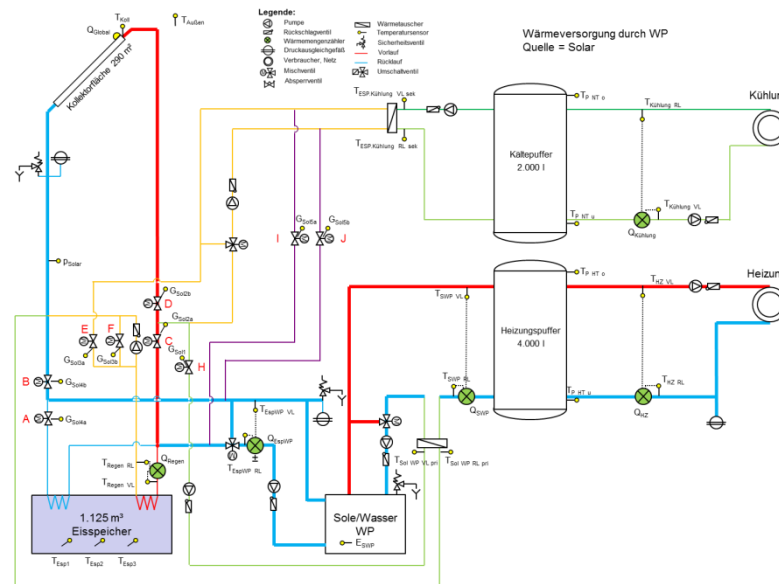


Abbildung 12: Betriebsmodus "Quelle Solaranlage"

**Kälteversorgung durch die Wärmepumpe (aktives Kühlen)**

Die Wärmepumpe liefert über die violett markierten Leitungen Kälte über den unteren Anschluss (hellgrün) in den 2.000 Liter Kältepuffer, welcher ähnlich dem Heizungspuffer, alle Abnehmer bedient. Als Quelle dient die Raumwärme, welche über den dunkelgrünen Anschluss (oben) dem Kältepuffer entnommen wird. Die Absperrventile I und J sind beide offen.

Für die Rückkühlung der anfallenden Wärme aus dem Wärmepumpenprozess sind zwei Möglichkeiten vorgesehen:

- 1) **Regeneration Eisspeicher:** Der Eisspeicher wird über den Regenerationswärmetauscher (rot) regeneriert. Hydraulisch wird die Wärme über den Heizungspuffer und den Wärmetauscher im Rücklauf geführt. Ventile F, C und H sind offen.

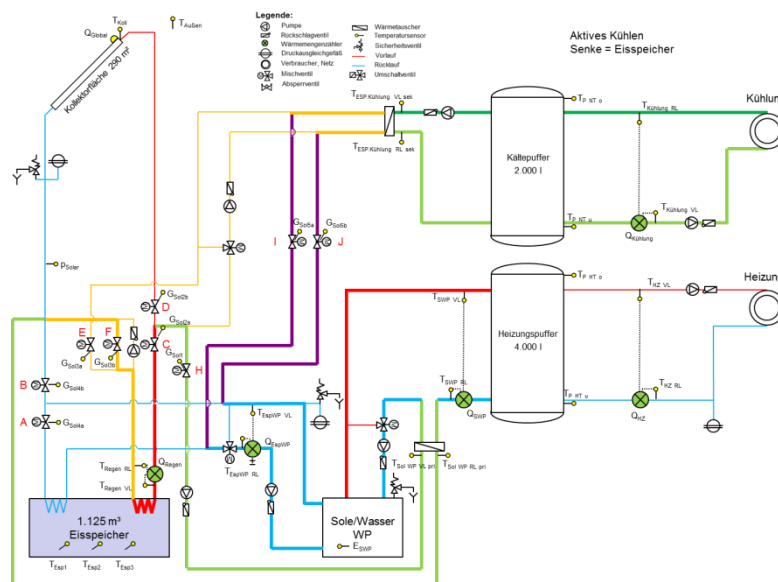


Abbildung 13: Betriebsmodus "Eisspeicher Regeneration"

- 2) **Rückkühlung über Solaranlage:** Auch in diesem Fall wird die Abwärme hydraulisch über den Heizungspuffer und den Wärmetauscher im Rücklauf geführt. Allerdings sind die Ventile B, F und C geschlossen und die Ventile D und H geöffnet.



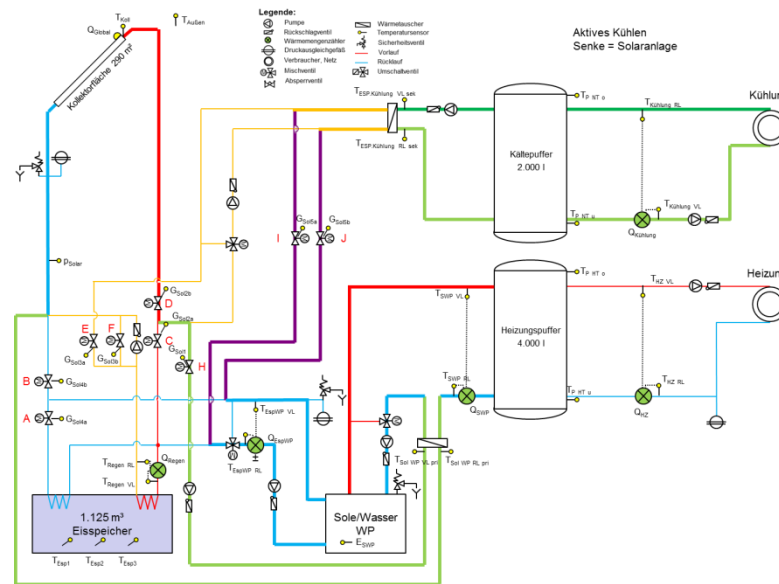


Abbildung 14: Betriebsmodus "Rückkühlung über Solaranlage"

**Passives Kühlen**

Beim passiven Kühlen wird nur mit Hilfe einer Umwälzpumpe Kälte vom Eisspeicher (Wärmetauscher rot) in den Kältespeicher transferiert. Hierbei sind die Ventile C und E geöffnet und die Ventile D, H und F geschlossen.

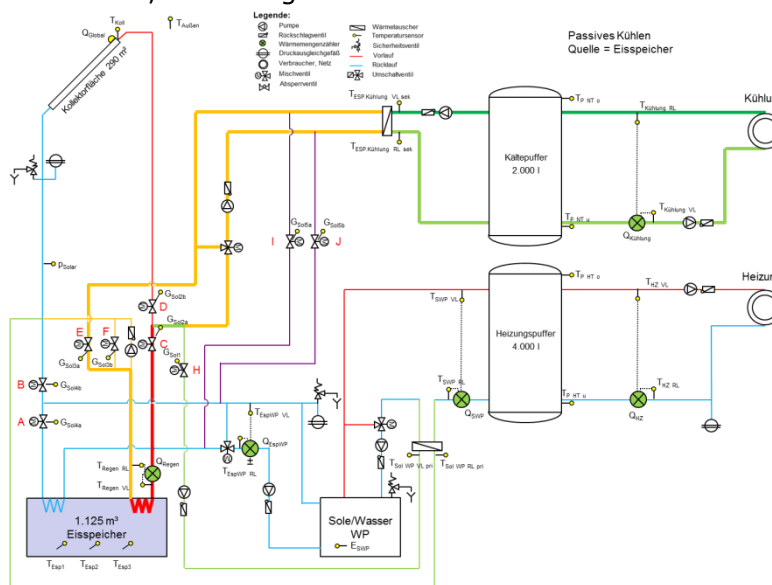


Abbildung 15: Betriebsmodus "passives Kühlen"

**Aktive Regeneration des Eisspeichers**

Als primäres Regenerationssystem für den Eisspeicher steht die Solaranlage zur Verfügung, welche Solarwärme über den Regenerationswärmetauscher (rot) in den Eisspeicher einbringt. Hierbei sind die Ventile C und D geöffnet und die Ventile B, E und F geschlossen.

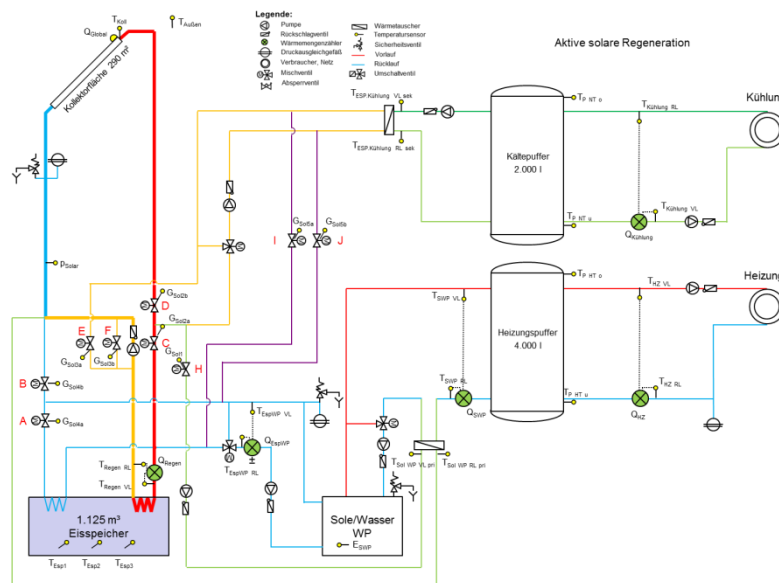


Abbildung 16: Betriebsmodus "Solare Regeneration des Eisspeichers"

Wie oben bereits erwähnt, kann auch die Wärmepumpe im Kühlfall den Eisspeicher als Rückkühlung nutzen und so zu seiner Regeneration beitragen.

Die Bezeichnung der einzelnen Betriebsmodi wurde entsprechend der Regelungsprogrammierung vorgenommen (Tabelle 4):

Tabelle 4: Bezeichnung und Beschreibung der Systemmodi

Modus Bezeichnung	Beschreibung
1	Solare Regeneration des Eisspeichers
2	Solaranlage dient als Quelle für die Wärmepumpe
3	Eisspeicher dient als Quelle für die Wärmepumpe
4	Natürliches Kühlen (direkt aus dem Eisspeicher)
5	Aktive Kühlung, Abwärme in Pufferspeicher
6	Aktive Kühlung, Abwärme über Solaranlage
7	Aktive Kühlung, Abwärme für Eisspeicherregeneration

Zwei Wärmemengenzähler, 1 Kältezähler, 2 Wärme/Kältezähler, 1 Stromzähler, 22 Temperatursensoren, 9 Ventilstellungen, 1 Drucksensor im solaren Primärkreis und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

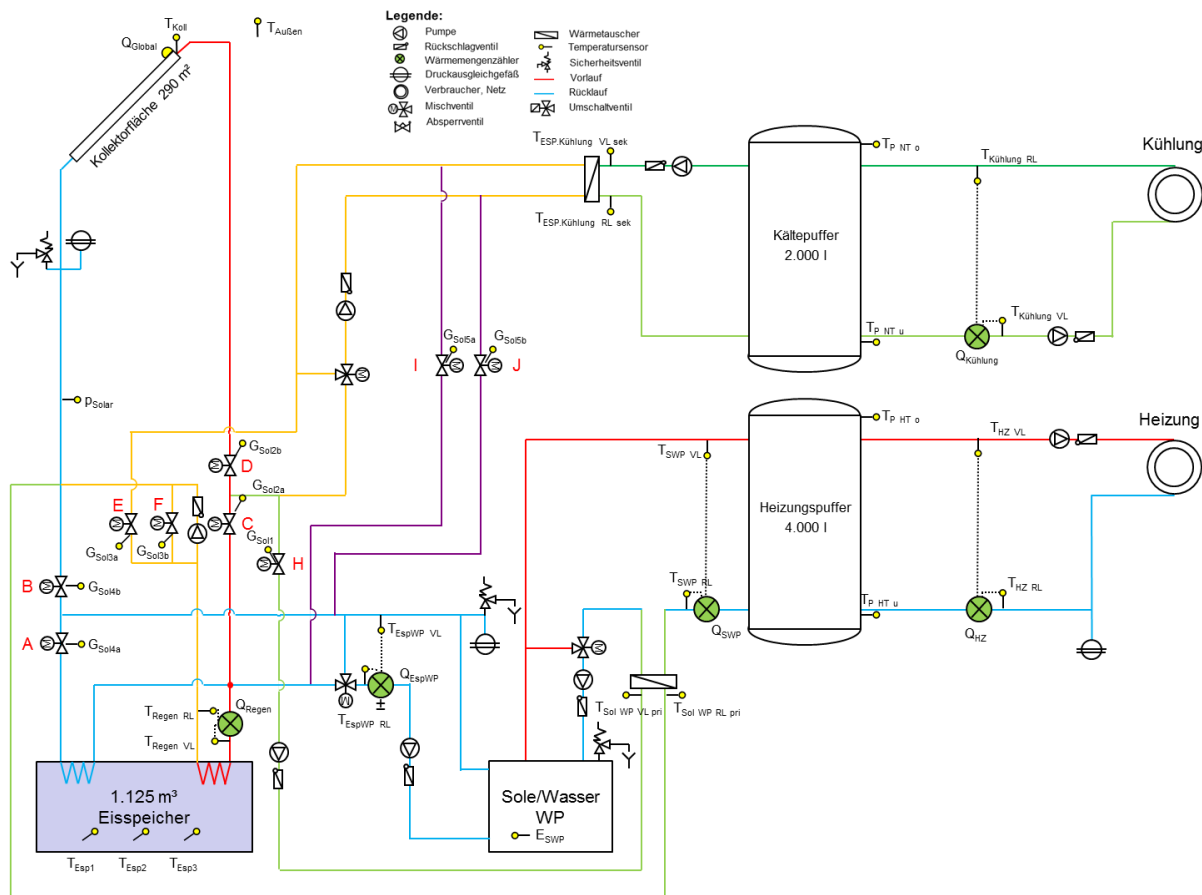


Abbildung 17: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Audio Tuning Vertriebs GmbH (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

**Solar**

- T<sub>koll</sub>                      Temperaturfühler Kollektorfeld
- Q<sub>global</sub>                    Globalstrahlungssensor
- p<sub>Sol</sub>                        Anlagendruck Solar
- Q<sub>Regen</sub>                    Wärmezähler solare Regeneration Erdspeicher
- T<sub>Regen RL</sub>                Vorlauftemperatur solare Regeneration Erdspeicher
- T<sub>Regen VL</sub>                Rücklauftemperatur solare Regeneration Erdspeicher
- T<sub>Sol wp RL pri</sub>            Vorlauftemperatur primär solare Unterstützung Wärmepumpe
- T<sub>Sol wp VL pri</sub>            Rücklauftemperatur primär solare Unterstützung Wärmepumpe

**Ventilstellungen**

- G<sub>Sol1</sub>                      Ventilstellung Solar Wärmepumpe
- G<sub>Sol2a</sub>                    Ventilstellung Solar Eisspeicher 1
- G<sub>Sol2b</sub>                    Ventilstellung Solar Eisspeicher 2
- G<sub>Sol3a</sub>                    Ventilstellung Eisspeicher Kühlung 1
- G<sub>Sol3b</sub>                    Ventilstellung Eisspeicher Kühlung 2
- G<sub>Sol4a</sub>                    Ventilstellung Eisspeicher Wärmepumpe 1
- G<sub>Sol4b</sub>                    Ventilstellung Eisspeicher Wärmepumpe 2
- G<sub>Sol5a</sub>                    Ventilstellung Wärmepumpe Kühlung 1
- G<sub>Sol5b</sub>                    Ventilstellung Wärmepumpe Kühlung 2

Eisspeicher

T <sub>ESP Kühlung VL sek</sub>	Vorlauftemperatur Kühlung über Eisspeicher sekundär
T <sub>ESP Kühlung RL sek</sub>	Rücklauftemperatur Kühlung über Eisspeicher sekundär
Q <sub>ESP WP</sub>	Wärme/Kältezähler Eisspeicher zu WP/WP Kühlung
T <sub>ESP WP VL</sub>	Vorlauftemperatur Eisspeicher zu WP/WP Kühlung
T <sub>ESP WP RL</sub>	Rücklauftemperatur Eisspeicher zu WP/WP Kühlung
T <sub>ESP 1</sub>	Eisspeichertemperatur 1
T <sub>ESP 2</sub>	Eisspeichertemperatur 2
T <sub>ESP 3</sub>	Eisspeichertemperatur 3

Pufferspeicher

T <sub>P NT o</sub>	Puffertemperatur Kältespeicher oben
T <sub>P NT u</sub>	Puffertemperatur Kältespeicher unten
T <sub>P HT o</sub>	Puffertemperatur Heizungsspeicher oben
T <sub>P HT u</sub>	Puffertemperatur Heizungsspeicher unten

Wärmepumpe

Q <sub>SWP</sub>	Wärmezähler Sole/Wasser-Wärmepumpe
T <sub>SWP VL</sub>	Vorlauftemperatur Sole/Wasser-Wärmepumpe
T <sub>SWP RL</sub>	Rücklauftemperatur Sole/Wasser-Wärmepumpe
E <sub>SWP</sub>	Stromzähler Sole/Wasser-Wärmepumpe

Verbraucher

Q <sub>HZ</sub>	Wärmezähler Heizung
T <sub>HZ VL</sub>	Vorlauftemperatur Heizung
T <sub>HZ RL</sub>	Rücklauftemperatur Heizung
Q <sub>Kühlung</sub>	Kältezähler Kühlung
T <sub>Kühlung VL</sub>	Vorlauftemperatur Kühlung
T <sub>Kühlung RL</sub>	Rücklauftemperatur Kühlung

Sonstiges

T-Außen	Außentemperatur
---------	-----------------

### 7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 18 zeigt die Input-Output-Bilanz über die Pufferspeicher für den Heizbetrieb der Gesamtanlage „Audio Tuning Vertriebs GmbH“. Der Wärmeeintrag findet ausschließlich über die Wärmepumpen statt. Die Input-Säulen sind entsprechend den unterschiedlichen Wärmequellen aufgeteilt: Die gelbe Säule zeigt Betriebsmodus 2 (Quelle Solar), die grüne Säule zeigt Betriebsmodus 3 (Quelle Eisenergiespeicher), die durch bei aktiver Kühlung in den Pufferspeicher eingebrachte Abwärme ist violett dargestellt. Als Verbraucher steht ausschließlich die Raumheizung zur Verfügung (dunkelrot).

Aktive Kühlung mit dem Pufferspeicher als Abwärmesenke trat in nennenswertem Ausmaß ausschließlich in den ersten 3 Betrachtungsmonaten auf. Im Vergleich zu anderen Solaranlagen auffallend sind die Wintermonate (November bis Jänner), welche hier als die ertragsstärksten Monate zu Tage treten. Der Eisenergiespeicher dient das ganze Jahr über als Wärmequelle (grün) für die Wärmepumpe. Interessant ist auch der September 2020, in dem der Bedarf für Raumwärme ausschließlich aus der Abwärme für Kühlung (von anderen Bereichen des Betriebs) gedeckt werden konnte.

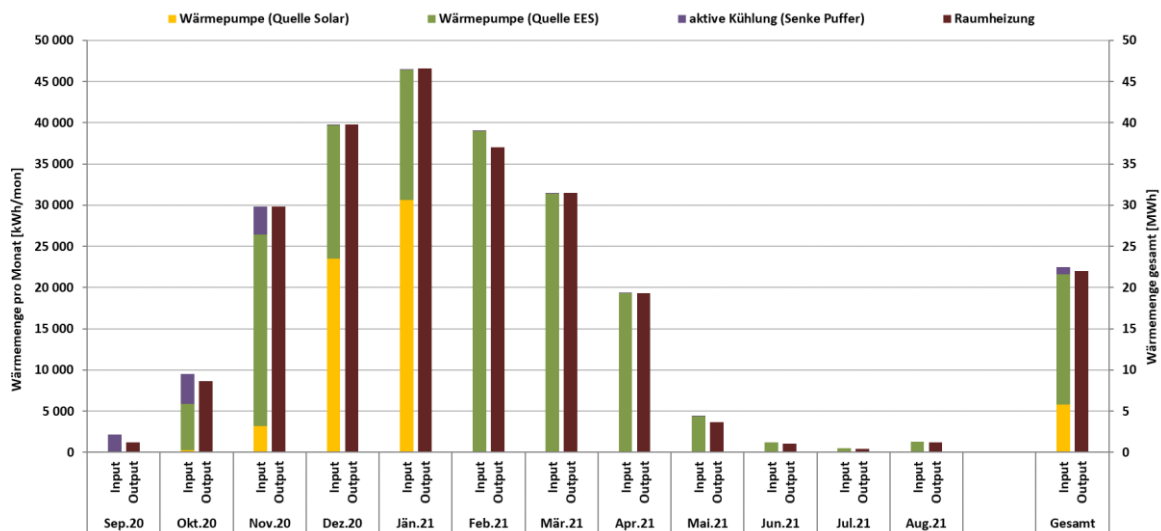


Abbildung 18: Energiebilanz für Heizen der Anlage "Audio Tuning Vertriebs GmbH"

Abbildung 19 zeigt die Input-Output-Bilanz für den Kühlbetrieb der Gesamtanlage „Audio Tuning Vertriebs GmbH“. Wie der Grafik zu entnehmen ist, wird ein Großteil des Kühlbedarfs durch Natürliche Kühlung aus dem Eisspeicher (blau schraffiert) gedeckt. In Analogie zur Energiebilanz für Heizen ist in den ersten 3 Monaten der Betrachtungsperiode die aktive Kühlung mit dem Heizungspufferspeicher als Senke für die Abwärme (violett) erkennbar. Zusätzlich wurde im Oktober und zu einem kleinen Anteil auch im November auch aktiv gekühlt und mit der Abwärme der Eisspeicher regeneriert. Gemeinsam zeigen die beiden Energiebilanzen, dass der Eisspeicher eine zentrale Rolle in der Wärme- und Kälteversorgung der Anlage einnimmt.

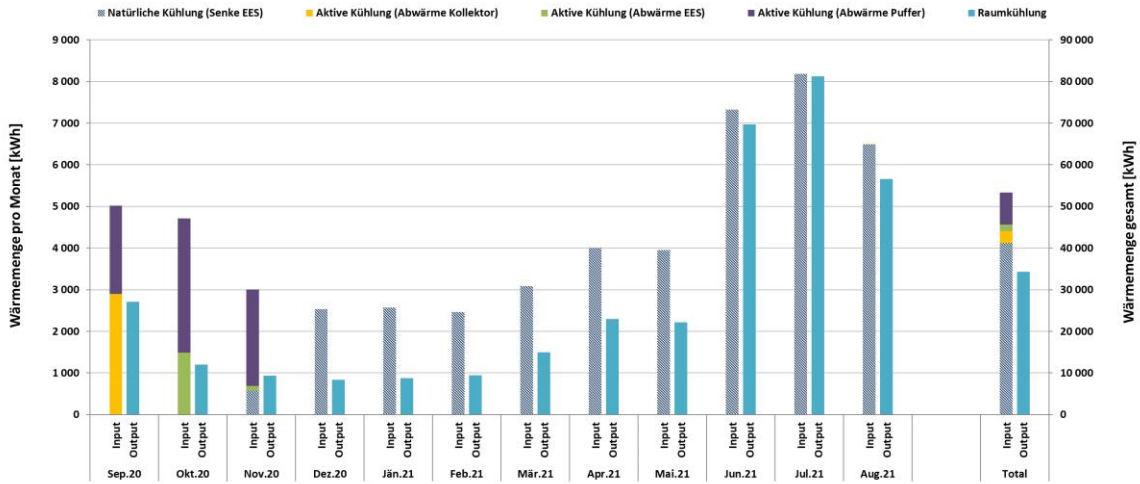


Abbildung 19: Energiebilanz für Kühlen der Anlage "Audio Tuning Vertriebs GmbH"

Abbildung 20 zeigt die Energiebilanz des Eisspeichers über den Betrachtungszeitraum. In Analogie zu den vorher gezeigten Energiebilanzen für Heizen und Kühlen, gab es im September 2020 keinerlei In- oder Output am Eisspeicher. In den Monaten Oktober bis Februar wurde der Eisspeicher wesentlich durch die Solaranlage (gelb) regeneriert. In deutlich geringerem Maße fand weitere Regeneration durch die Natürliche Kühlung statt (dunkelblau schraffiert). Über den gesamten Betrachtungszeitraum wurde der Eisspeicher zu 57% durch Natürliche Kühlung und zu 41% durch die Solaranlage regeneriert. Regeneration mit Hilfe der Abwärme aus aktiver Kühlung fand eigentlich nur im Oktober 2020 statt und hat insgesamt einen sehr geringen Anteil von 2% an der Regeneration. Auffallend ist die große Diskrepanz zwischen Wärmeeintrag (=Input) und Wärmeentzug durch die Wärmepumpe (=Output). Diese Differenz ist wesentlich durch nicht messbare Wärmezuflüsse aus der Umgebung (primär Erdreich) zu erklären. Die monatlichen mittleren Eisenergiespeichertemperaturen sind als rote Punkte in der Grafik dargestellt. Insbesondere in der Heizsaison liegen die mittleren Eisspeichertemperaturen mit 2 – 4 °C wesentlich unter den üblichen Erdreichtemperaturen, wodurch der Wärmegewinn entsteht. Eine weitere Einflussgröße auf die Bilanz stellt der Vereisungsgrad des Speichers dar. Dieser ist allerdings aufgrund der vielen unterschiedlichen Betriebsmodi sehr schwer bewertbar.

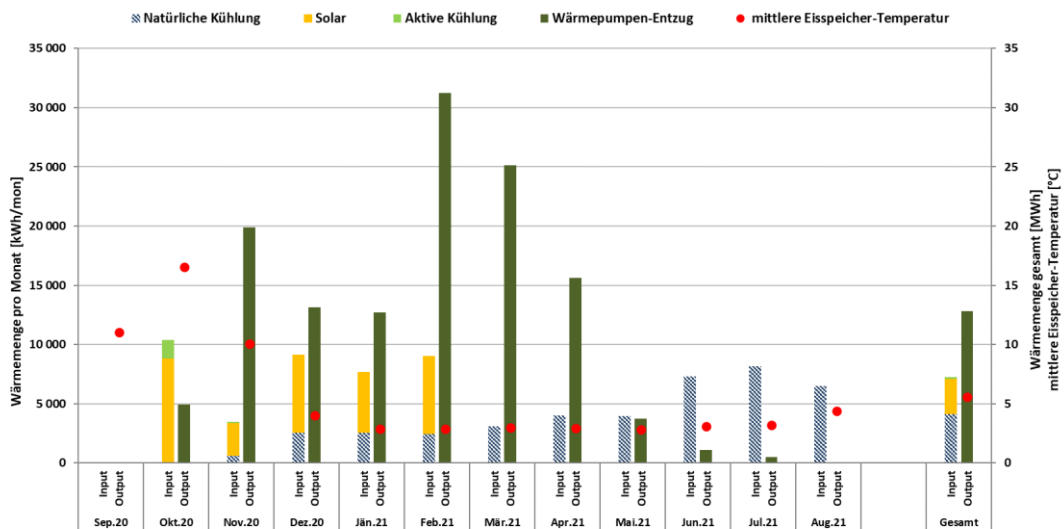


Abbildung 20: Energiebilanz des Eisspeichers der Anlage "Audio Tuning Vertriebs GmbH"

### 7.1.4 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 21 bis Abbildung 23) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im Betrachtungszeitraum September 2020 bis August 2021. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Audio Tuning Vertriebs GmbH“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 615 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1069 kWh/m<sup>2</sup> erwartet. Hierbei ist zu beachten, dass die Absorberfläche auch in Form eines Luftwärmetauschers als Quelle für die Wärmepumpe dient. Daher liegt der solare Ertrag in den Monaten Oktober bis März über den Einstrahlungswerten. Da der Eisspeicher in der einstrahlungsreichen Zeit als Wärmesenke für die Raumkühlung verwendet wird, wird zwischen März und August kein Solarertrag erwartet.

Der gemessene Ertrag liegt mit Ausnahme von Dezember 2020 und Jänner 2021 immer wesentlich unter der Prognose, in den zwei genannten Monaten jedoch 11% bzw. 23% über der Prognose. Die Ursache hierfür ist wesentlich im deutlich geringeren Wärmebedarf (siehe unten) zu suchen. Die gemessene Einstrahlung liegt im Bereich der Prognose (+7%).

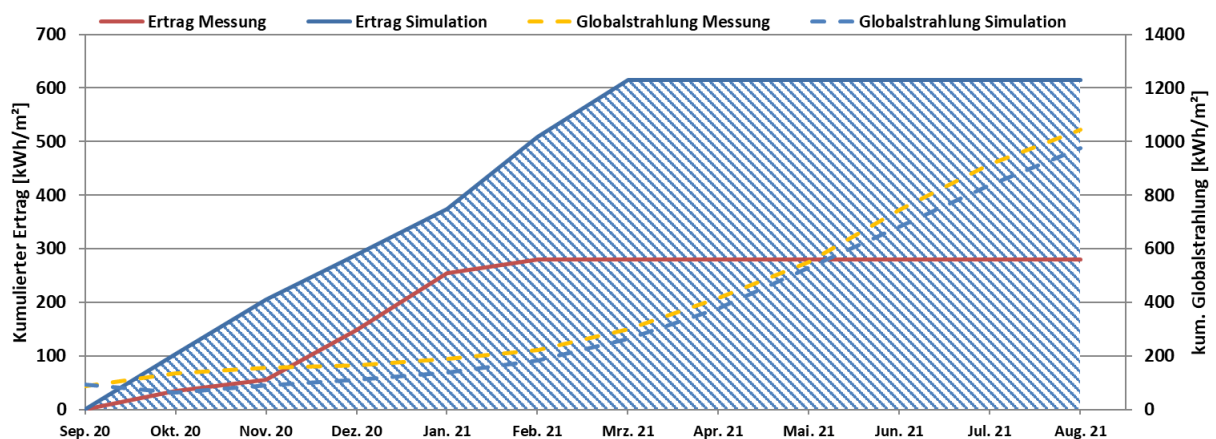


Abbildung 21: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Audio Tuning Vertriebs GmbH“

Aufgrund der ausschließlich quellseitigen Einbindung der Solaranlage in das Gesamtsystem, kann ein solarer Deckungsgrad nicht sinnvoll definiert werden. Alternativ kann aber eine Quellverteilung für die Sole-Wasser-Wärmepumpen bestimmt werden, welche in Abbildung 22 dargestellt ist. Aus der unteren Grafik geht hervor, dass in der Simulation ein solarer Quellanteil für die Sole-Wasser-Wärmepumpen von 51 % erwartet wurde. In der Monitoringperiode (obere Grafik) wurde ein solarer Anteil von 25 % erreicht. Neben dem geringeren Verbrauch ist dies mit ein Grund für den geringeren Solarertrag gegenüber der Prognose.



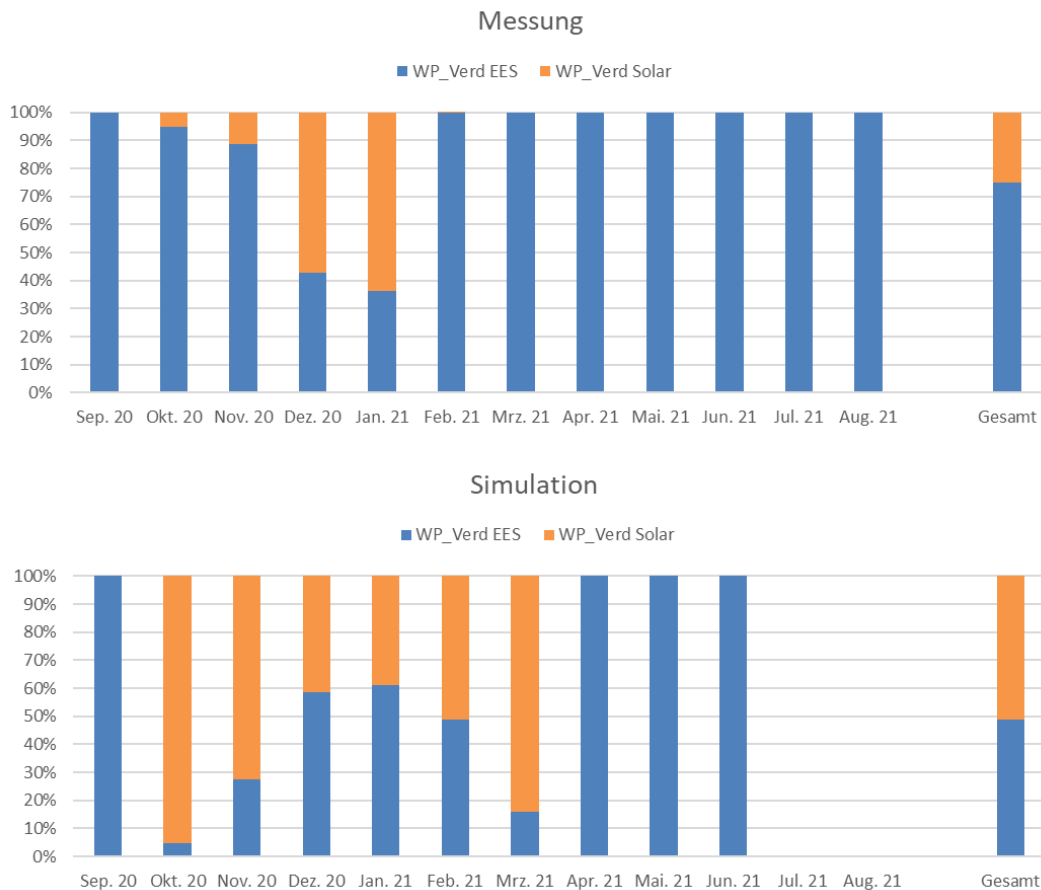


Abbildung 22: Prozentuelle Quellverteilung der Sole-Wasser-Wärmepumpen für das Projekt „Audio Tuning Vertriebs GmbH“; oben: Messung, unten: Simulation

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 340,6 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und der gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 23 zu entnehmen. Der gemessene Verbrauch lag rund 35 % hinter der Prognose zurück.

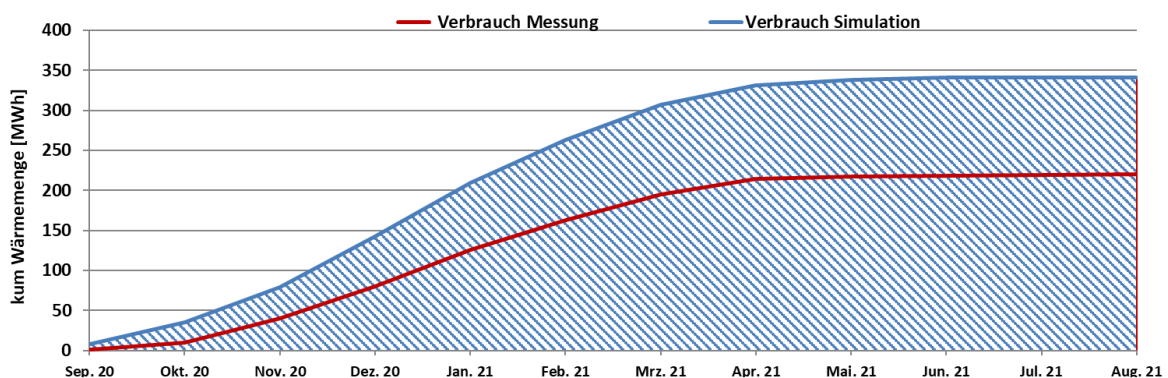


Abbildung 23: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Audio Tuning Vertriebs GmbH“



### 7.1.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

In Abbildung 24 ist die Laufzeit der oben beschriebenen und in Tabelle 4 zusammengefassten Betriebsmodi in Stunden (oben) und Prozent (unten) pro Monat dargestellt. Zunächst fällt auf, dass die Modi 6 (Aktive Kühlung, Abwärme über Solaranlage) und 7 (Aktive Kühlung, Abwärme in Eisspeicher) nur am Anfang der Monitoringperiode und auch da nur mit geringen Laufzeiten (Modus 6: 35,7 Std, Modus 7: 15 Std.) auftraten. Auch Modus 5 (Aktive Kühlung, Abwärme in Pufferspeicher) trat nur in den ersten 3 Monaten mit einer Gesamtlaufzeit von 114 Std. auf. Die Laufzeit der Modi 5 bis 7 beschreiben die aktive Kühlung, welche eine Gesamtlaufzeit von 165,3 Std. aufwies. Im Vergleich dazu war Modus 4 (natürliche Kühlung direkt aus dem Eisspeicher) mit 490 Std. beinahe 3x so lange in Betrieb und deckte damit in Übereinstimmung mit der Kühlbilanz in Abbildung 19 den Hauptanteil des Kühlbedarfs.

Modus 3 (Heizbetrieb mit Quelle Eisspeicher) hat mit 1.475,1 Std. die größte Laufzeit aller Modi, gefolgt von Modus 2 (Heizbetrieb mit Quelle Solar) mit 506,7 Std. Dieses Verhältnis steht in guter Übereinstimmung mit dem oben dargestellten solaren Anteil an der Quellenergie für die Wärmepumpen (Abbildung 22). Solare Regeneration des Eisspeichers (Modus 1; 378,9 Stunden) trat nur von Oktober 2020 bis Februar 2021 auf.

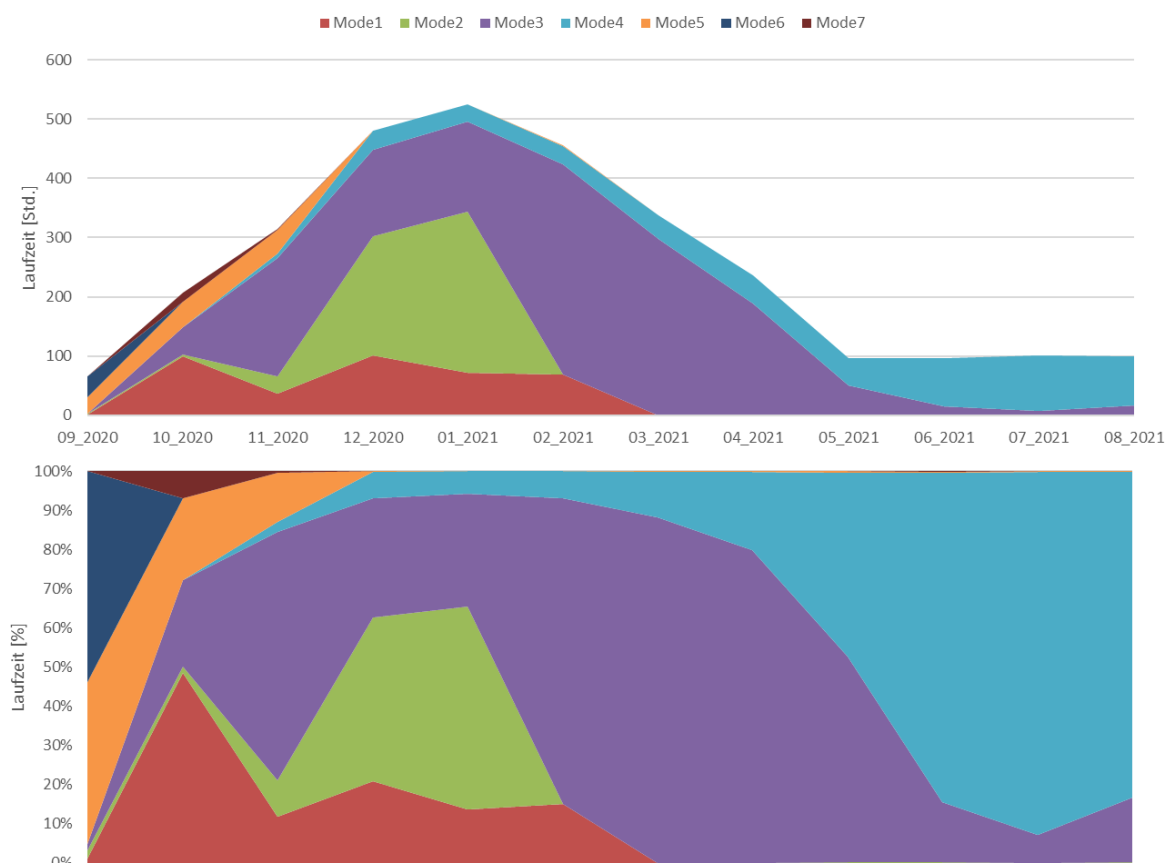


Abbildung 24: Laufzeit der auftretenden Systemmodi über die Monitoringperiode in Stunden (oben) und Prozent (unten)

In weiterer Folge werden nun die häufig aufgetretenen Modi detaillierter betrachtet.

#### Modus 1 – Solare Regeneration des Eisspeichers

In Abbildung 25 sind die Temperaturen im solaren Regenerationskreis sowie im Eisspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und der Durchfluss im Regenerationskreis dargestellt. Es handelt sich um einen leicht wechselhaften Tag im Dezember 2020 mit einer maximalen Einstrahlung von rund  $240 \text{ W/m}^2$ . Vorherrschend an diesem Tag ist Modus 1 (solare Regeneration). Zwischendurch wird auf Modus 2 (Solaranlage als Quelle für Wärmepumpe) umgeschaltet. Die extremen Durchflussspitzen (Vd\_Regen, grau) sind immer auf Umschaltprozesse zurückzuführen. Sie fallen immer mit Lücken in der Mode-Linie (orange) zusammen. Das sind Zustände, wo keine klare Modus-Zuordnung möglich ist.

Ungewöhnlich für solaren Betrieb ist der über 24 Stunden praktisch durchgehende Durchfluss im solaren Regenerationskreis. Ein Vergleich von Außentemperatur (schwarz), Regenerationsvorlauf (rot strichliert) und den Eisspeichertemperaturen (Grüntöne, Doppellinien) zeigt, dass der Eisspeicher im kälter als die Außenluft ist. Damit kann die Solaranlage auch ohne Einstrahlung als Luft-Sole-Wärmetauscher fungieren und Wärme in den Eisspeicher einbringen. Zwar sind die Temperaturänderungen im Eisspeicher während der Nachtstunden kaum wahrnehmbar, doch der Energieeintrag ist durchaus messbar, wie die Monatsbilanzen zeigen. Tagsüber ist der Temperaturanstieg im Eisspeicher deutlicher wahrnehmbar. Der Durchfluss zeigt ein relativ unruhiges Verhalten. Der im Vergleich dazu ruhige Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen lässt darauf schließen, dass es sich um einen drehzahlregulierten Kreis handelt. Es besteht kein Optimierungspotential.

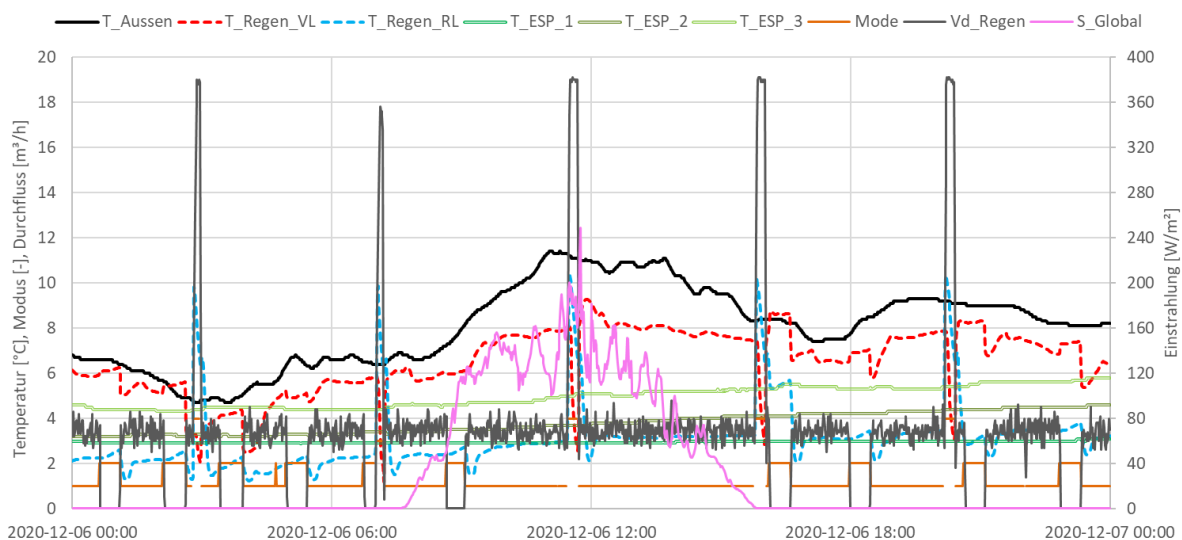


Abbildung 25: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im solaren Regenerationskreis sowie im Eisspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und Durchfluss im Regenerationskreis für Modus 1 (6.12.2020)

#### Modus 4 – Regeneration des Eisspeichers durch natürliche Kühlung

In Abbildung 26 sind die Verläufe der relevanten Systemtemperaturen und Durchflüsse zuzüglich der Außentemperatur, der Einstrahlung und dem Betriebsmodus dargestellt. Zur besseren Übersicht wurden die Verläufe auf zwei Grafiken aufgeteilt.

Auffallend sind die sehr kurzen Laufzeiten von Modus 4 bei relativ großem Durchfluss von  $19 \text{ m}^3/\text{h}$  am Regenerationswärmetauscher (grau). Diese sind neben dem Verlauf des Modus (orange) auch am Durchfluss am Regenerationswärmetauscher (grau) erkennbar und betragen relativ konstant 12 Minuten. In diesen Zeiträumen wird der Kältepufferspeicher um ca. 4 K abgekühlt. Die Kälteabnahme durch den Kühlkreis läuft hingegen praktisch konstant mit rund  $8 \text{ m}^3/\text{h}$  über 24 Stunden durch. Die Temperaturen im Kältepufferspeicher und im Kühlkreis zeigen exakt den gleichen Verlauf bei praktisch gleichem Temperaturniveau. Der Kältepufferspeicher ist also de facto eine hydraulische Weiche (auch erkennbar am Verhältnis aus Durchfluss und Volumen). Die Kälteabnahme führt im Kältepufferspeicher (der hydraulischen Weiche) über 60 bis 90 Minuten zu einem

Temperaturanstieg auf ca. 12 °C (T\_P\_NT\_o, dunkelblau). Dies ist offenbar die Grenztemperatur für einen neuerlichen Inputzyklus aus dem Eisenergiespeicher. Das Anlagenverhalten ist unauffällig und bedarf keiner Optimierung. Der einzige auffällige Punkt ist der Verlauf der Außentemperatur. Der Peak der Außentemperatur liegt um 17:53 Uhr und liegt bei 36,3 °C. Die tageszeitliche Lage des Temperaturpeaks ist ungewöhnlich. Dieser Umstand wird gesondert betrachtet.

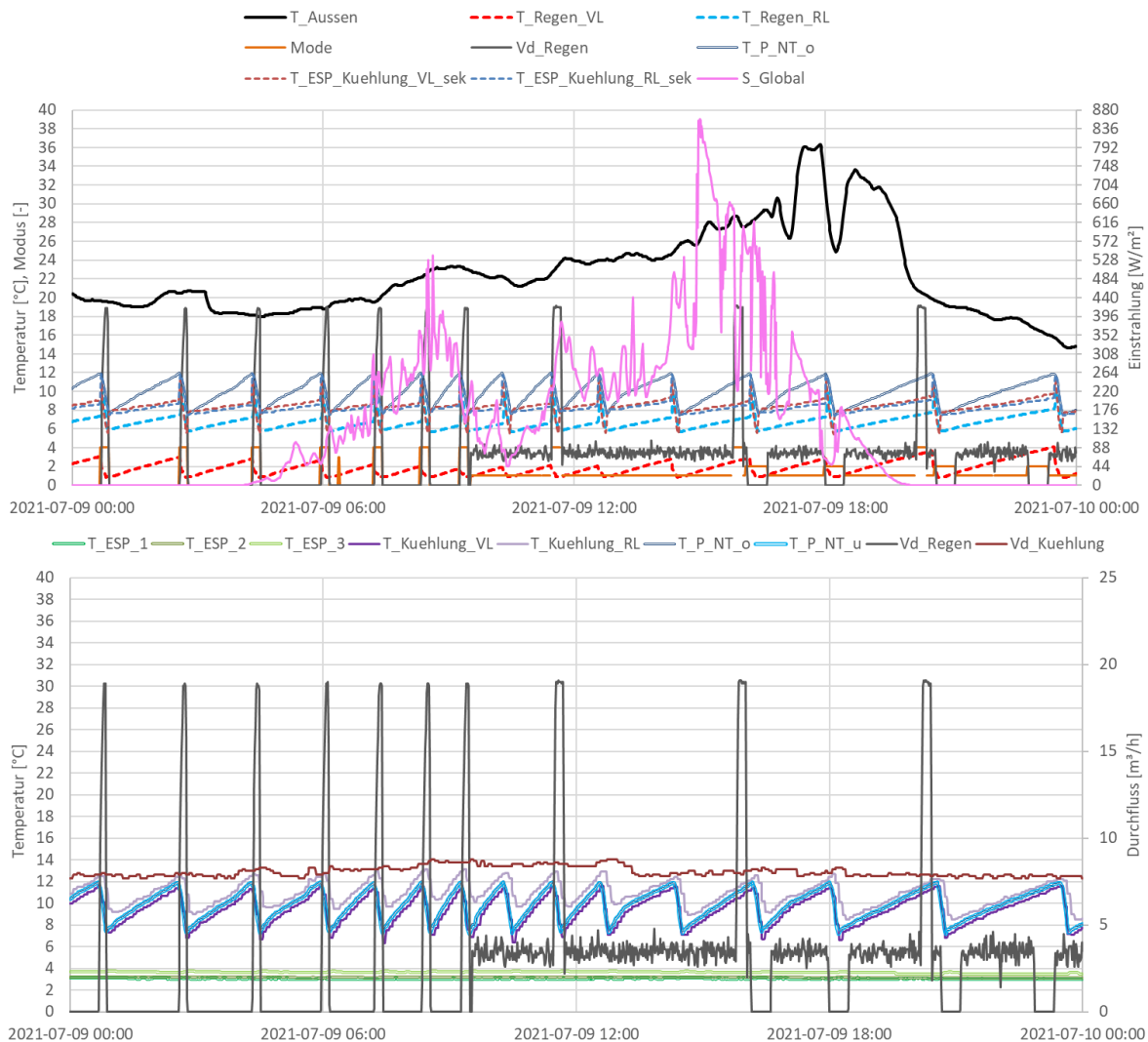


Abbildung 26: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Raumkühlkreis sowie im Eisspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur, des Betriebsmodus und der relevanten Durchflüsse für Modus 4 (9.7.2021)

### Analyse der Außentemperatur

In Abbildung 27 sind die monatlichen Maximalwerte der Außentemperatur über der Tageszeit dargestellt. Der oben angesprochene Temperaturpeak zwischen 17 und 18 Uhr ist deutlich zu erkennen. Dieser tritt insbesondere in den Monaten April bis September (durchgezogene Linien) auf. Der Maximalwert liegt bei 52,7 °C. Offenbar wird dieser Sensor zeitweise von direkter Sonneneinstrahlung getroffen. Der Einfluss dieses Umstands auf das Versorgungssystem ist in Abbildung 28 dargestellt. Dort ist die mittlere monatliche Abnahme durch die Kühlkreise über der Tageszeit aufgetragen. In den angesprochenen Monaten ist neben dem erwarteten Leistungspeak um die Mittagszeit, ein weiterer Peak zwischen 17 und 18 Uhr zu erkennen. Es lässt sich aus den Messdaten allein nicht bestimmen, ob die Regelungsstrategie der Kühlkreise auch die Außentemperatur mit einbezieht. Der Vergleich der beiden Grafiken scheint dies aber zu bestätigen. Es ist wird

empfohlen zu überprüfen, ob die erhöhte Kühlleistung in den sommerlichen Abendstunden tatsächlich notwendig ist – z.B. durch erhöhte solare Gewinne. Darüber hinaus wird empfohlen, die Position des Außentempersensors zu prüfen und zu korrigieren.

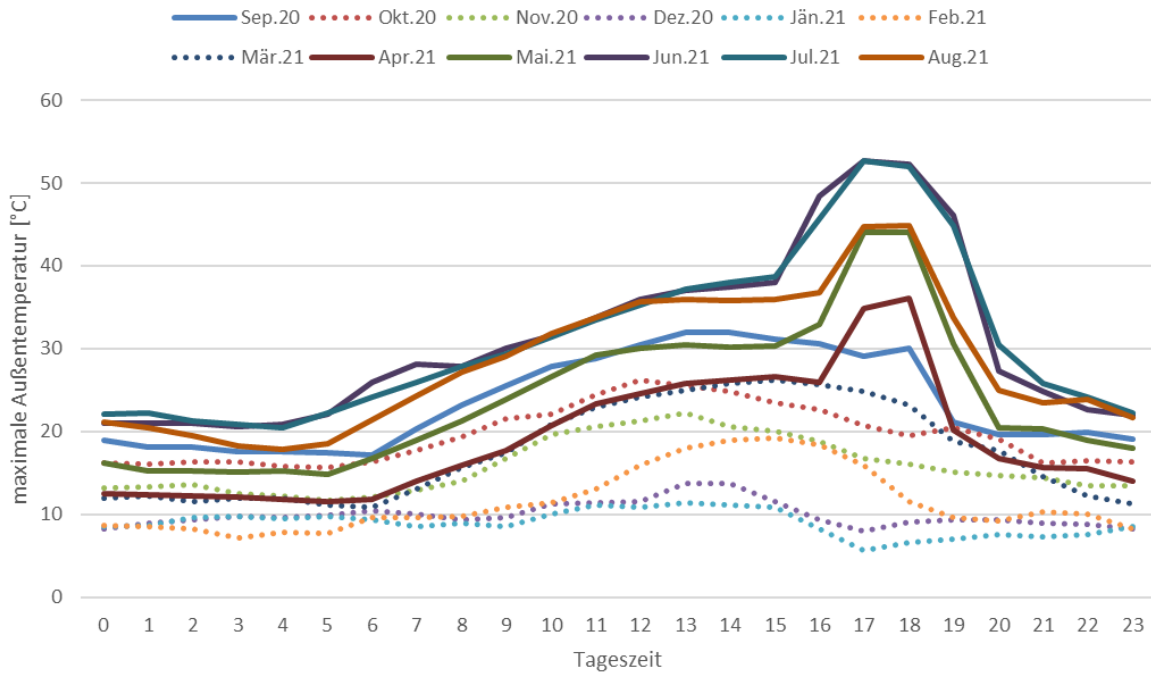


Abbildung 27: monatliche Maximalwerte der Außentemperatur über der Tageszeit

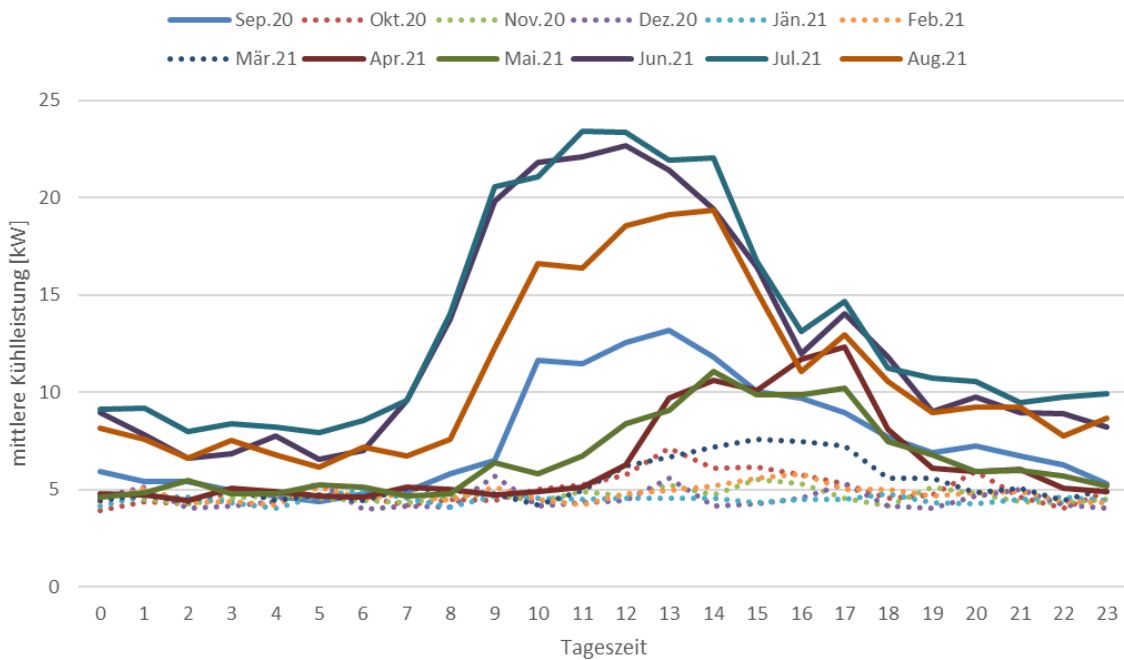


Abbildung 28: mittlere monatliche Abnahme von Kühlenergie über der Tageszeit

**Modus 2 – Wärmepumpenbetrieb mit Solaranlage als Wärmequelle**

In Abbildung 29 sind für zwei Tage im Dezember 2021 die relevanten Systemtemperaturen (oben) sowie Durchflüsse, Globalstrahlung und Betriebsmodus (unten) dargestellt. Am ersten Tag (4.12.2020) steht praktisch keine Globalstrahlung zur Verfügung (max.

50 W/m<sup>2</sup>). Trotzdem ist es dieser Tag an dem primär Modus 2 aktiv ist. Die Quelltemperaturen der Wärmepumpe (T\_ESP\_WP\_VL/\_RL, orange & grün) bewegen sich im Bereich der Außentemperatur (schwarz), welche zwischen 1 und 4 °C liegt. Die Solaranlage wird also in diesem Modus hauptsächlich als Luft-Sole-Wärmetauscher verwendet. In den jeweils 20 bis 30 Minuten andauernden Betriebszeiten der Wärmepumpe (vgl. Vd\_SWP, grau sowie Vd\_ESP\_WP, violett) werden senkenseitig Temperaturen von 35 bis 47 °C (T\_SWP\_VL/\_RL, rot bzw. blau strichliert) zur Verfügung gestellt, welche ohne nennenswerte Temperaturverluste in das Heizverteilsystem (T\_HZ\_VL/\_RL, rot bzw. blau) eingespeist werden. Der Durchfluss im Heizsystem (Vd\_HZ, blau) läuft praktisch durch, es kommt jedoch zu Durchflussschwankungen, die mit den Laufzeiten der Wärmepumpe parallel sind. Zwischen den Laufzeiten der Wärmepumpe sind mit Schnitt rund 30 Minuten Pausen, in welchen der Heizungspufferspeicher den Bedarf der Heizkreise abdecken kann. Die oberste Puffertemperatur (T\_P\_HT\_o, rot punktiert) ist in der Grafik nur schwer identifizierbar, da sie immer deckungsgleich mit dem Heizungsvorlauf (T\_HZ\_VL) ist. Der Betrieb ist unauffällig und bedarf keiner Optimierung.

Der zweite Tag (5.12.2020) ist als Vergleich dargestellt. Es handelt sich um einen schönen Tag mit rund 200 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung. Diese wird jedoch nicht als Quelle für die Wärmepumpe, sondern für die Regeneration des Eisspeichers (Modus 1) genutzt. Der 5.12.2020 war ein Samstag. Es ist daher davon auszugehen, dass die Anforderungen an den Raumkomfort etwas geringer waren als unter Woche und daher die Regeneration vorgezogen wurde. Ein Vergleich mit anderen, ähnlichen Situationen hat gezeigt, dass unter (Arbeits-)Woche die solare Einstrahlung durchaus als direkte Quelle für die Wärmepumpe genutzt wird.

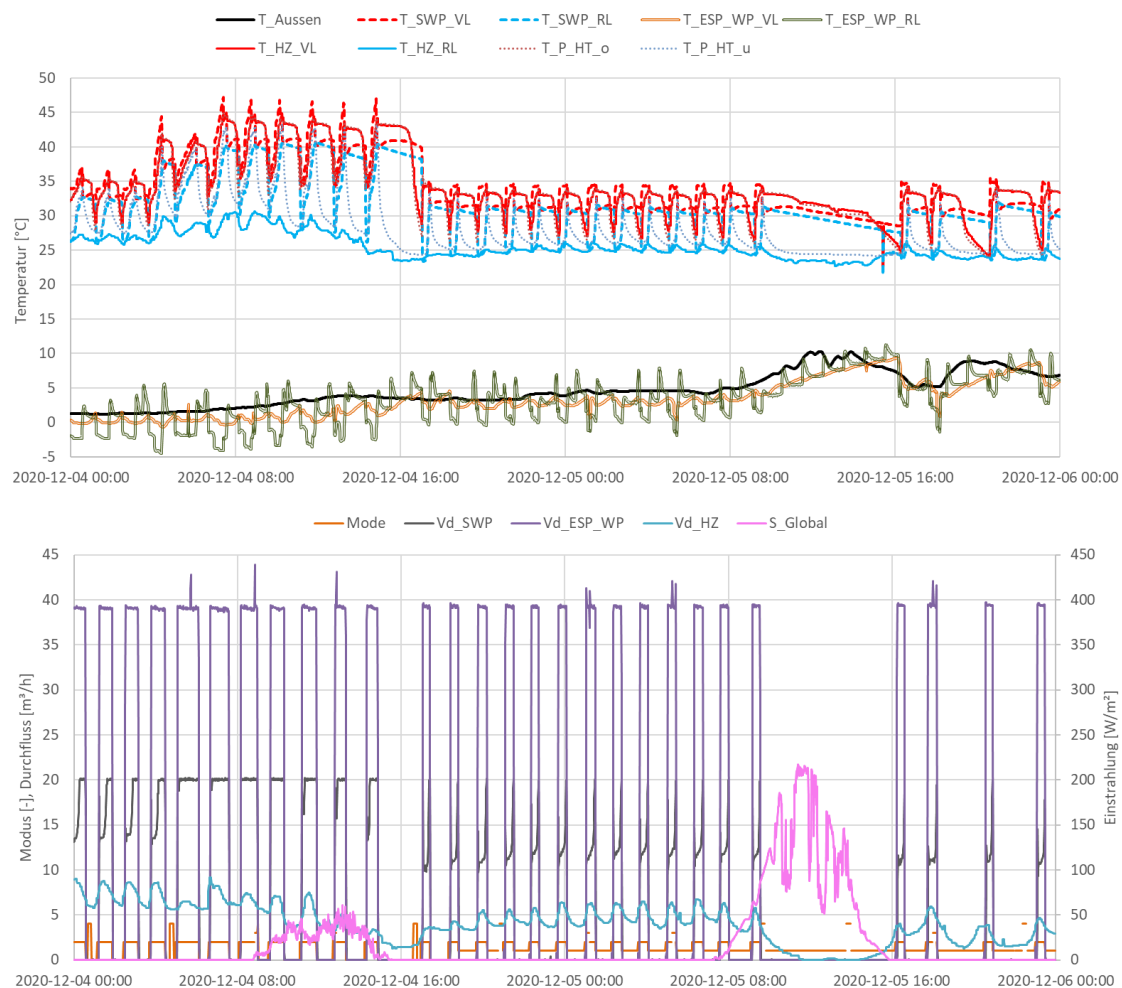


Abbildung 29: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Heizmodus 2 zuzüglich des Verlaufs der Außentemperatur (oben) sowie die relevanten Durchflüsse, die Globalstrahlung und der Betriebsmodus (unten) (4. – 5.12.2020)

### Modus 3 – Wärmepumpenbetrieb mit Eisenergiespeicher als Wärmequelle

Abbildung 30 zeigt die relevanten Temperatur-, Durchfluss-, Betriebsmodus- und Globalstrahlungsverläufe für Betriebsmodus 3 im Februar (18.2.2021). Grundsätzlich ist das Systemverhalten sehr ähnlich zu dem oben beschriebenen Modus 2: Die Wärmeabnahme durch den Heizkreis ist praktisch den ganzen Tag, der Durchfluss ändert sich parallel zum Durchfluss an der Wärmepumpe und in den Betriebspausen der Wärmepumpe wird der Bedarf aus dem Pufferspeicher gedeckt. Interessant ist das Systemverhalten insbesondere tagsüber. Hier wechseln sich die Modi 1 (solare Regeneration des Eispeichers) und 3 (Heizen, Quelle = Eispeicher) ab. Im oberen Teil der Grafik lässt sich feststellen, dass die Kollektortemperatur (violett) tagsüber immer oberhalb der Eispeichertemperatur (rot punktiert) bzw. quellseitigen Temperaturen der Wärmepumpe sieht. Aus exergetischer Sicht ist es nicht optimal, dass der solare Ertrag zunächst in den Eisenergiespeicher eingebracht wird, nur um wenig später aus diesem wieder entzogen zu werden. Es wird empfohlen, den direkten Solarbetrieb (Solaranlage als Wärmepumpenquelle) der Eispeicherregeneration bzw. der Quelle Eispeicher vorzuziehen. Tagsüber sollte also, sofern Einstrahlung und Kollektortemperatur ausreichende Werte zeigen, die Solaranlage als Wärmepumpenquelle herangezogen werden. Dies würde die Effizienz des Gesamtsystems steigern, da höhere



Quelltemperaturen üblicherweise mit besseren Arbeitszahlen der Wärmepumpe einhergehen.

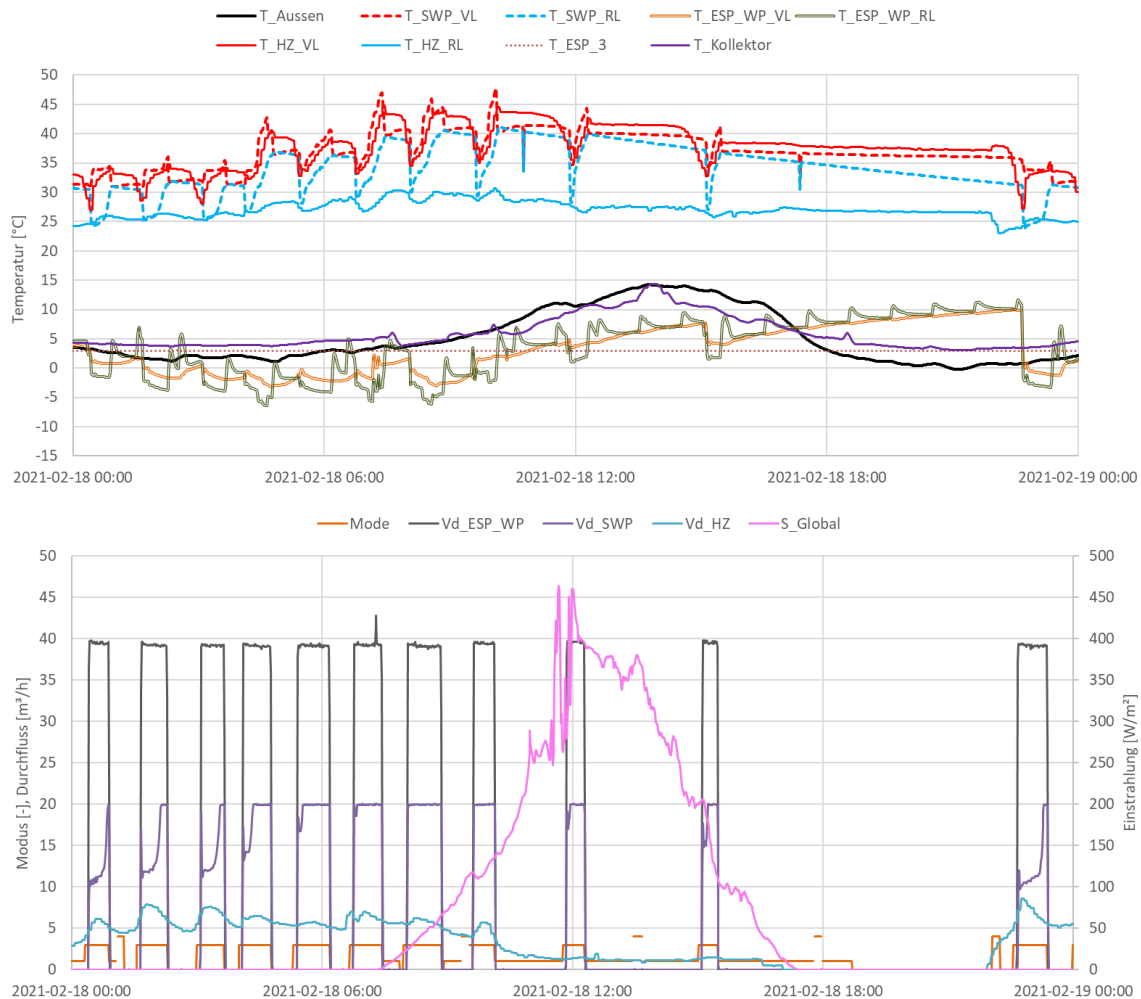


Abbildung 30: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Heizmodus 3 zuzüglich des Verlaufs der Außentemperatur (oben) sowie die relevanten Durchflüsse, die Globalstrahlung und der Betriebsmodus (unten) (18.2.2021)

Die Arbeitszahlen der Sole-Wasser-Wärmepumpe, die Wärmemengen und Stromverbräuche als auch die durchschnittlichen Quell- und Abgabtemperaturen der Wärmepumpe im Heizbetrieb sind in Abbildung 31 dargestellt. Der Quotient aus Stromverbrauch (Input, dunkelrot) und Wärmeabgabe (Output, grün) ergibt die Monats- bzw. Jahresarbeitszahlen, welche im gesamten Monitoringzeitraum bei rund 5 lagen, was als sehr gutes Ergebnis gewertet werden. Leider konnte bei der Bestimmung der Arbeitszahlen nicht zwischen den unterschiedlichen Wärmequellen unterschieden werden, da die Messdaten zur Stromaufnahme nicht in ausreichender Auflösung vorliegen. Die sehr hohen Arbeitszahlen gegen Ende der Monitoringperiode sind nicht repräsentativ da und lassen sich einerseits durch die schlechte Auflösung der Messdaten für Strom und andererseits durch die sehr kurzen Laufzeiten der Wärmepumpe erklären.

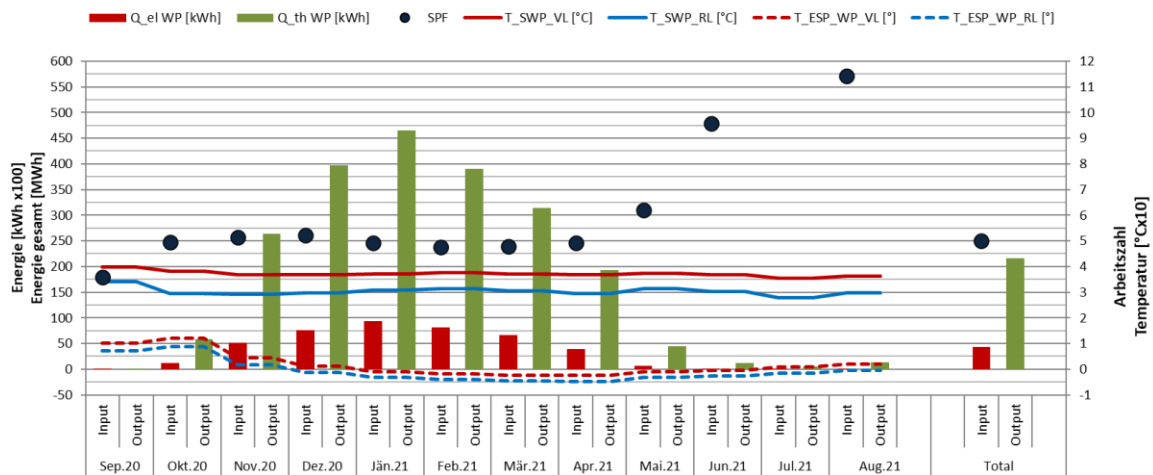


Abbildung 31: Detailanalyse der Sole-Wasser-Wärmepumpe hinsichtlich Temperaturniveaus der Quell- und Senkenseite sowie Berechnung der Arbeitszahl

### 7.1.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „Audio Tuning Vertriebs GmbH“ kann als sehr stabil bezeichnet werden. Der gemessene Ertrag lag mit 279,7 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche) bei nicht einmal der Hälfte des prognostizierten Wertes von 615 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche). Die Gründe hierfür sind einerseits im um rund 35% geringeren Verbrauch und andererseits in der gegenüber der Simulation anderen Betriebsführung. In der Prognose wurde mehr solar-direkt Betrieb (als Quelle für die Wärmepumpe) vorausgesagt. In der Detailbetrachtung konnte das als Optimierungspotential identifiziert werden. Der Eisspeicher wird von der Regelung als Wärmequelle für die Wärmepumpe präferiert, auch wenn von der Solaranlage ein höheres Quelltemperaturniveau zur Verfügung steht.

Trotz dieses nicht ganz optimalen Betriebs wurden monatliche Arbeitszahlen von ca. 5 erreicht, was als exzellentes Ergebnis gewertet werden kann.

Neben dem oben erwähnten Optimierungspotential wurde festgestellt, dass der Außentempersensoren zwischen April und September abends zwischen 17 und 18 Uhr von der Sonne direkt angestrahlt wird und so einen wichtigen Regelungsparameter wesentlich verfälscht. Dies führt zu insbesondere im Bereich der Kühlung zu einem ungewöhnlichen Systemverhalten und sollte korrigiert werden.

Zusammenfassend sei noch erwähnt, dass das Hydraulikkonzept der Anlage „Audio Tuning Vertriebs GmbH“ einen hohen Komplexitätsgrad aufweist. Daher ist eine genaue und regelmäßige Analyse des Anlagenbetriebs einerseits sehr aufwendig, aber andererseits dringend zu empfehlen, um einen möglichst effizienten Betrieb langfristig sicherzustellen.



## 7.2 MACO Industriebauanlagen GmbH, S

### 7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	MACO Industriebauanlagen GmbH
<u>Adresse:</u>	Salzburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Gebäudeheizung - und kühlung, Warmwasser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	123 m <sup>2</sup> Flachkollektor (Gasokol gigaSol OR)
<u>Aperturfläche:</u>	115 m <sup>2</sup>
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	560 m <sup>3</sup> Bauteilaktivierung (Beton), je 2 m <sup>3</sup> für Heizungspuffer, WW-Puffer und Kältepuffer
<u>Notheizungssystem:</u>	12 kW Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Tiefensonden
<u>Kühlung:</u>	32 kW Adsorptionskältemaschine (SorTech ST-G-40) Passives Kühlmodul Wärmepumpe
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	60,3 % (lt. Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	362 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit Oktober 2020
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau des Innovationszentrums der Firma MACO, welche Beschläge für Fenster und Türen herstellt. Der Neubau besteht aus 3 Geschossen mit Büros für ca. 60 Mitarbeiter sowie einem Untergeschoss (Abbildung 32). Das Gebäude hat eine Brutto-Grundfläche von 2.264 m<sup>2</sup> und eine Heizlast von 93,3 kW. Die primäre Wärmeversorgung leistet die am Flachdach aufgeständerte 123 m<sup>2</sup> große Solaranlage. Laut Einreichung soll ein Deckungsgrad von 100 % erreicht werden. Als Wärmespeicher dienen je ein 1.500 Liter fassender Hochtemperatur-Pufferspeicher für Warmwasserbereitung und Vor- bzw. Nachheizregister der Lüftung sowie ein Niedertemperatur-Pufferspeicher für die Versorgung der Bauteilaktivierung. Des Weiteren ist ein 1.500 Liter Kälte-Pufferspeicher vorhanden. Die Kälteverteilung erfolgt ausschließlich über die Bauteilaktivierung der drei Zwischendecken sowie der obersten Geschoßdecke (Aufbauten in Abbildung 33), welche eine Gesamtmasse von 566 m<sup>3</sup> Beton (äquivalent zu 320 m<sup>3</sup> Wasser bei gleicher Temperaturdifferenz von 5 K) aufweisen. Als Notheizung zur Überbrückung einstrahlungsarmer Perioden dient eine Sole-Wasser-Wärmepumpe (12 kW) mit 240 m Tiefensonden. Mit den sommerlichen solaren Überschüssen kann eine Adsorptionskältemaschine betrieben werden und kommt so der aktiven Gebäudekühlung zugute. Des Weiteren kann über die Bauteilaktivierung und einen Wärmetauscher passiv mit Hilfe der Tiefensonden gekühlt werden.



Abbildung 32: MACO Innovationszentrum (Quelle: FIN – Future Is Now)

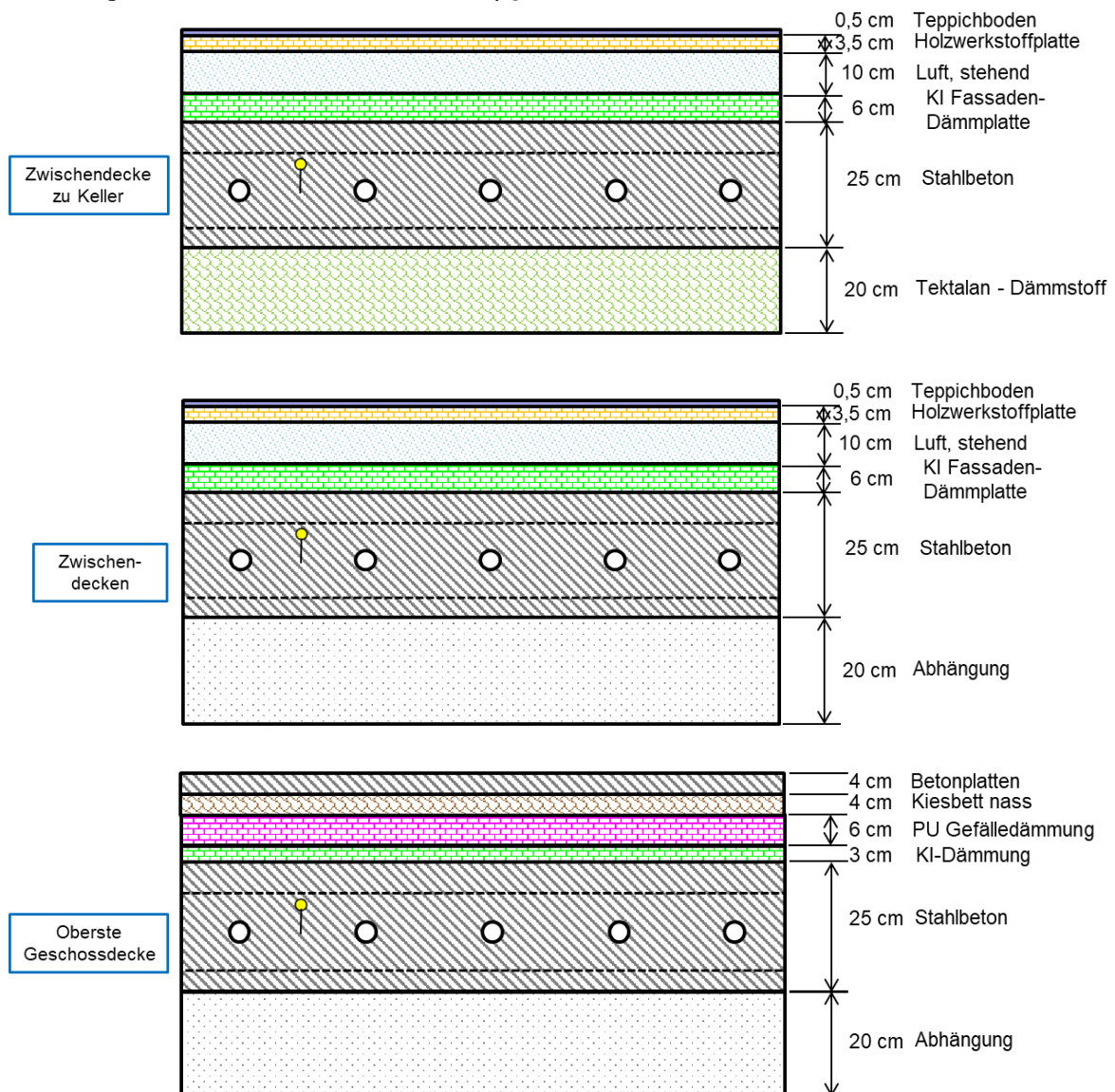


Abbildung 33: Aufbau der bauteilaktivierten Zwischendecke zum Keller (oben), der zwei Zwischendecken (mitte) und der obersten Geschossdecke (unten) (Quelle: Energieausweis, eigene Darstellung)

### 7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem der MACO Industrieanlagen GmbH ist als Blockschaltbild in Abbildung 34 dargestellt. Die Solaranlage beliefert temperaturabhängig einerseits einen Hochtemperatur-Pufferspeicher für die Warmwasserversorgung und das Vor- bzw. Nachheizregister der Lüftung und andererseits einen Niedertemperatur-Pufferspeicher für die Versorgung der Bauteilaktivierung. Für beide Puffer dient die Sole-Wasser-Wärmepumpe als Notheizung, deren Quelle 2 Duplex-Tiefensonden à 120 m sind. Die solaren Überschüsse in den einstrahlungsreichen Monaten werden für den Betrieb einer Adsorptionskältemaschine (AdKM) genutzt, welche einen Kälte-Pufferspeicher beschickt. Des Weiteren ist passive Kühlung der Bauteilaktivierung über die Tiefensonden möglich. Die Regelungsstrategie sieht vor, dass die Adsorptionskältemaschine tagsüber für die Kühlung des Gebäudes sorgt. Die passive Kühlung über das Kühlmodul (also über die Tiefensonden) übernimmt die Gebäudekühlung während der Nachtstunden. Die Wärmeverteilung sowie die Verteilung der Kälte geschieht ausschließlich über die Bauteilaktivierung. Die Warmwasserversorgung passiert teilweise über Frischwasserstationen und teilweise über elektrisch betriebene 5 Liter Boiler.

9 Wärmemengenzähler, 3 Stromzähler, 54 Temperatursensoren, 1 Drucksensor im solaren Primärkreis und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

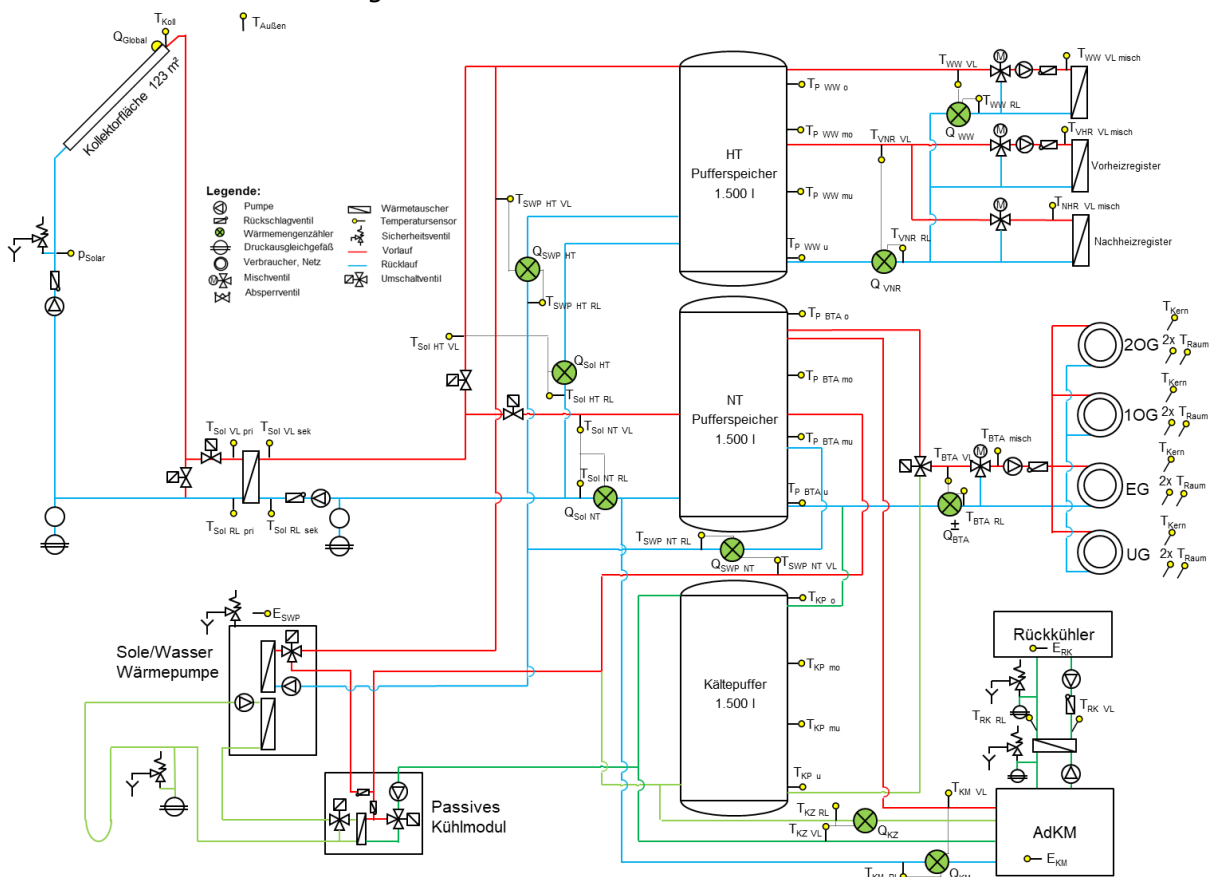


Abbildung 34: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben MACO Industrieanlagen GmbH (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

### Solar

$Q_{\text{global}}$	Globalstrahlungssensor
$T_{\text{Koll}}$	Kollektortemperatur
$p_{\text{Sol}}$	Anlagendruck Solar
$T_{\text{Sol VL pri}}$	Vorlauftemperatur Solar primär
$T_{\text{Sol RL pri}}$	Rücklauftemperatur Solar primär
$T_{\text{Sol VL sek}}$	Vorlauftemperatur Solar sekundär
$T_{\text{Sol RL sek}}$	Rücklauftemperatur Solar sekundär
$Q_{\text{Sol WW}}$	Wärmezähler Solar WW
$T_{\text{Sol WW VL}}$	Vorlauftemperatur Solar WW
$T_{\text{Sol WW RL}}$	Rücklauftemperatur Solar WW
$Q_{\text{Sol BTA}}$	Wärmezähler Solar BTA
$T_{\text{Sol BTA VL}}$	Vorlauftemperatur Solar BTA
$T_{\text{Sol BTA RL}}$	Rücklauftemperatur Solar BTA

### Wärmepumpe

$E_{\text{SWP}}$	Stromzähler Sole/Wasser-Wärmepumpe
$Q_{\text{SWP WW}}$	Wärmezähler Sole/Wasser-Wärmepumpe WW
$T_{\text{SWP WW VL}}$	Vorlauftemperatur Sole/Wasser-Wärmepumpe WW
$T_{\text{SWP WW RL}}$	Rücklauftemperatur Sole/Wasser-Wärmepumpe WW
$Q_{\text{SWP BTA}}$	Wärmezähler Sole/Wasser-Wärmepumpe BTA
$T_{\text{SWP BTA VL}}$	Vorlauftemperatur Sole/Wasser-Wärmepumpe BTA
$T_{\text{SWP BTA RL}}$	Rücklauftemperatur Sole/Wasser-Wärmepumpe BTA

### Pufferspeicher WW

$T_{\text{P WW o}}$	Puffertemperatur Warmwasser oben
$T_{\text{P WW mo}}$	Puffertemperatur Warmwasser mitte oben
$T_{\text{P WW mu}}$	Puffertemperatur Warmwasser mitte unten
$T_{\text{P WW u}}$	Puffertemperatur Warmwasser unten

### Verbraucher WW

$Q_{\text{WW}}$	Wärmezähler Warmwasser
$T_{\text{WW VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasser
$T_{\text{WW RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasser
$T_{\text{WW VL-Misch}}$	Mischtemperatur Vorlauf Warmwasser
$Q_{\text{VNH}}$	Wärmezähler Vor- und Nachheizregister
$T_{\text{VNH VL}}$	Vorlauftemperatur Vor- und Nachheizregister
$T_{\text{VNH RL}}$	Rücklauftemperatur Vor- und Nachheizregister
$T_{\text{VHR VL-Misch}}$	Mischtemperatur Vorlauf Vorheizregister
$T_{\text{NHR VL-Misch}}$	Mischtemperatur Vorlauf Nachheizregister

### Kältekreis

$E_{\text{KM}}$	Stromzähler Adorptionskältemaschine
$T_{\text{WT KM VL}}$	Temperatur Wärmetauscher Kältemaschine Vorlauf
$T_{\text{WT KM RL}}$	Temperatur Wärmetauscher Kältemaschine Rücklauf

T <sub>WT RK VL</sub>	Temperatur Wärmetauscher Rückkühler Vorlauf
T <sub>WT RK RL</sub>	Temperatur Wärmetauscher Rückkühler Rücklauf
E <sub>RK</sub>	Stromzähler Rückkühler
T <sub>KP o</sub>	Kältepuffer Temperatur oben
T <sub>KP mo</sub>	Kältepuffer Temperatur mitte oben
T <sub>KP mu</sub>	Kältepuffer Temperatur mitte unten
T <sub>KP u</sub>	Kältepuffer Temperatur unten
Q <sub>KZ</sub>	Kältezähler Kältekreislauf
T <sub>KZ VL</sub>	Vorlauftemperatur Kältezähler
T <sub>KZ RL</sub>	Rücklauftemperatur Kältezähler
Q <sub>KM</sub>	Wärmezähler Adorptionskältemaschine
T <sub>KM VL</sub>	Vorlauftemperatur Adorptionskältemaschine
T <sub>KM RL</sub>	Rücklauftemperatur Adorptionskältemaschine

### Pufferspeicher BTA

T <sub>P BTA o</sub>	Puffertemperatur Betonteilaktivierung oben
T <sub>P BTA mo</sub>	Puffertemperatur Betonteilaktivierung mitte oben
T <sub>P BTA mu</sub>	Puffertemperatur Betonteilaktivierung mitte unten
T <sub>P BTA u</sub>	Puffertemperatur Betonteilaktivierung unten

### Betonteilaktivierung

Q <sub>BTA</sub>	Wärme/Kältezähler Betonteilaktivierung
T <sub>BTA VL</sub>	Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung
T <sub>BTA RL</sub>	Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung
T <sub>BTA VL-Misch</sub>	Mischtemperatur Vorlauf Betonteilaktivierung
T <sub>BK_UG1</sub>	Temperatur Betonkern 1 Untergeschoß
T <sub>BK_EG1</sub>	Temperatur Betonkern 1 Erdgeschoß
T <sub>BK_EG2</sub>	Temperatur Betonkern 2 Erdgeschoß
T <sub>BK_1OG1</sub>	Temperatur Betonkern 1 erstes Obergeschoß
T <sub>BK_2OG1</sub>	Temperatur Betonkern 1 zweites Obergeschoß
T <sub>Raum_UG1</sub>	Temperatur Raum 1 Untergeschoß
T <sub>Raum_UG2</sub>	Temperatur Raum 2 Untergeschoß
T <sub>Raum_EG1</sub>	Temperatur Raum 1 Erdgeschoß
T <sub>Raum_EG2</sub>	Temperatur Raum 2 Erdgeschoß
T <sub>Raum_1OG1</sub>	Temperatur Raum 1 erstes Obergeschoß
T <sub>Raum_1OG2</sub>	Temperatur Raum 2 erstes Obergeschoß
T <sub>Raum_2OG1</sub>	Temperatur Raum 1 zweites Obergeschoß
T <sub>Raum_2OG2</sub>	Temperatur Raum 2 zweites Obergeschoß

### Sonstiges

T-Außen	Außentemperatur
---------	-----------------

### 7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 35 stellt die Input-Output-Bilanz des Projektes „MACO Industrieanlagen GmbH“ dar. Der Wärmeeintrag in die Pufferspeicher findet über die thermische Solaranlage (dunkelblau in Niedertemperaturpuffer, gelb in Hochtemperaturpuffer) und die Wärmepumpe (grün in Niedertemperaturpuffer, braun in Hochtemperaturpuffer) statt. Wärmeverbraucher sind die Raumheizung (hellblau, Bauteilaktivierung aus Niedertemperaturspeicher), das Vor- und Nachheizregister der Lüftung (hellgrün, Hochtemperaturspeicher), die Warmwasserbereitung (rot, Hochtemperaturspeicher) und in den wärmeren Monaten die benötigte Wärme für den Betrieb der Adsorptionskältemaschine (violett, aus Niedertemperaturspeicher). Die Bauteilaktivierung war hauptsächlich von November 2019 bis März 2020 sowie ab Oktober 2020 in Betrieb. Kühlung über die Adsorptionskältemaschine trat von April 2020 bis September 2020 auf. In den Monaten April und September 2020 waren sowohl Adsorptionskältemaschine sowie auch Heizen über Bauteilaktivierung – jedoch an unterschiedlichen Enden der Zeiträume – aktiv. Somit stellt dies kein Problem dar. Der Warmwasserbedarf war über das ganze Jahr mit 340 – 450 kWh pro Monat konstant.

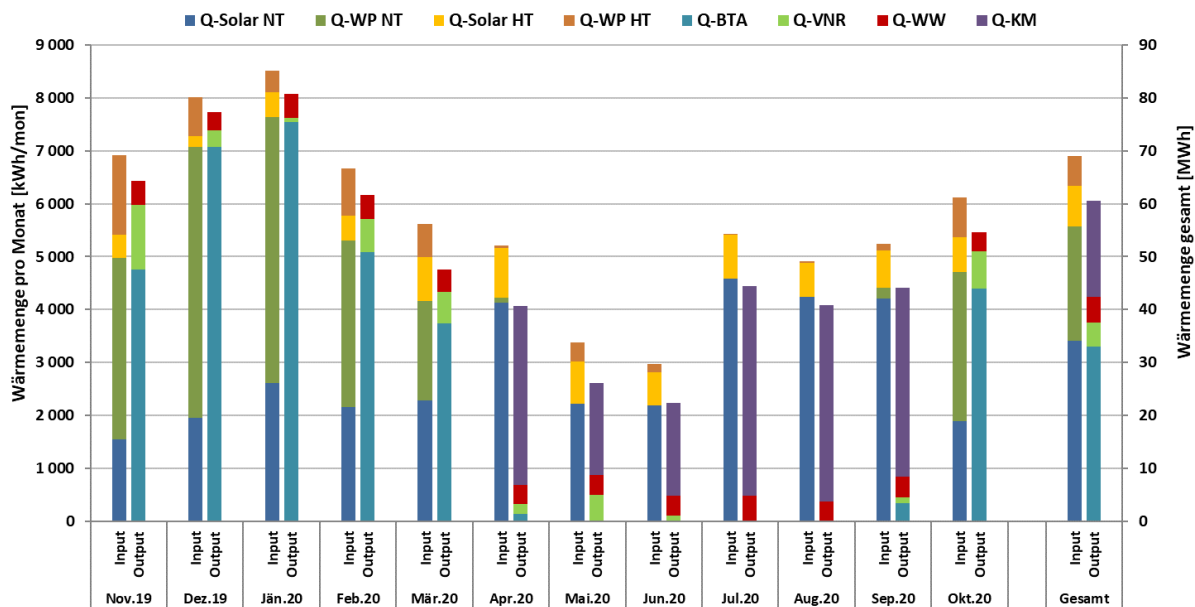


Abbildung 35: Wärmebilanz der Anlage „MACO Industrieanlagen GmbH“ (November 2019 bis Oktober 2020)

### 7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 36 bis Abbildung 38) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „MACO Industrieanlagen GmbH“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 428 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1183 kWh/m<sup>2</sup> erwartet. Der simulierte Jahresertrag berücksichtigt auch die Antriebsenergie für die Adsorptionskältemaschine. Der gemessene Solarertrag lag mit 362 kWh/(m<sup>2</sup>a) etwa 15% unter dem erwarteten Wert. In den kälteren Monaten ist dies hauptsächlich auf die niedrigere Einstrahlung zurückzuführen (November 2019 -50%, Dezember 2019 -15%, Februar 2020 -12%, Oktober 2020 -20%). In April und Juli 2020 trat aufgrund von erhöhtem Verbrauch der Adsorptionskältemaschine (im April 2020 wurden bereits Außentemperaturen knapp unter 30°C gemessen) ein höherer Solarertrag



auf. Im Mai und Juni 2019 wurde aufgrund von niedrigerem Verbrauch (Antriebswärme für Adsorptionskältemaschine und Warmwasser) sowie verminderter Einstrahlung wenig Solarertrag gemessen als prognostiziert.

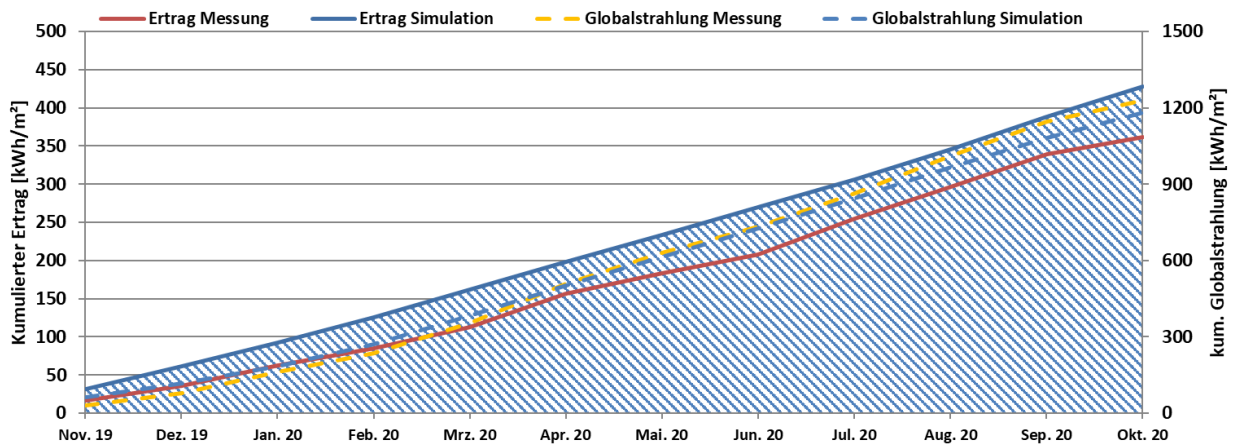


Abbildung 36: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „MACO Industrieanlagen GmbH“ (November 2019 bis Oktober 2020)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 100 % angegeben (siehe Abbildung 37). Die erwarteten 100% solare Deckung konnten nicht erreicht werden. Durch den erhöhten Verbrauch – speziell bei der Raumheizung in den kälteren Monaten (November 2019 bis März 2020 sowie Oktober 2020) – konnten in diesen Monaten nur solare Deckungsgrade von 28% bis 50% erreicht werden. In den Monaten April 2020 bis September 2020 wurden Deckungsgrade über 90% gemessen. Allein die Warmwasserbereitung musste in diesen Monaten vereinzelt über die Wärmepumpe versorgt werden. Der Wärmebedarf der Adsorptionskältemaschine wurde zu 100% durch Solarenergie gedeckt.

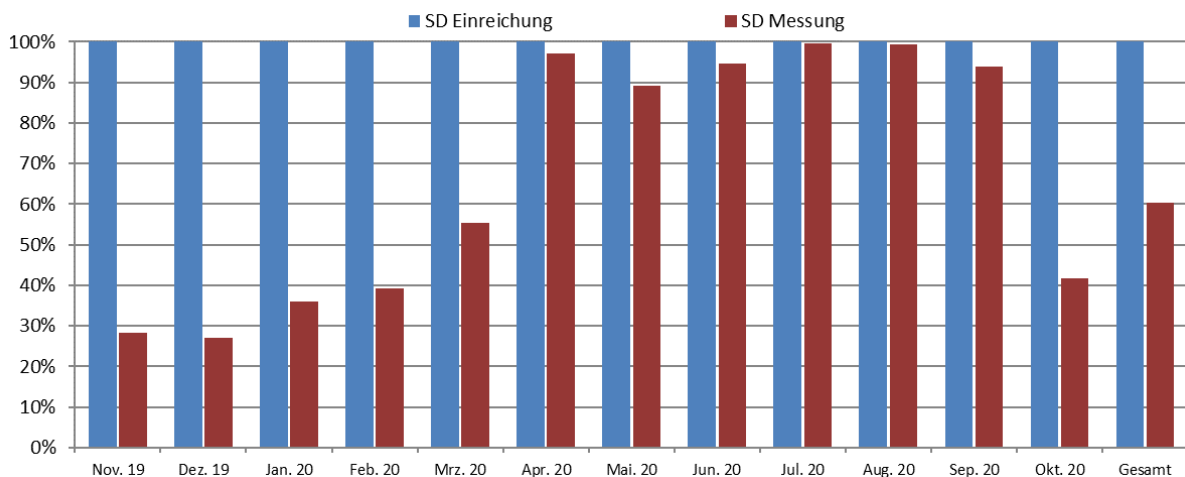


Abbildung 37: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „MACO Industrieanlagen GmbH“ (November 2019 bis Oktober 2020)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 49,2 MWh abgeschätzt. Hier wurde auch die Antriebswärme für die Adsorptionskältemaschine berücksichtigt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und der gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 38 zu entnehmen. Der Verbrauch lag im Monitoringjahr mit 60,5 MWh etwa 23% über dem simulierten Wert. Der Verbrauch für die Raumheizung lag speziell in den kälteren Monaten weit über dem

erwarteten Wert (November 2019 +76%, Dezember 2019 +117%, Jänner 2020 +134%, Februar 2020 +54%, Oktober 2020 +16%). Grund dafür sind hauptsächlich die höheren Raumtemperaturen (Median EG 22,5°C, 1OG 23,4°C gegenüber den 20°C in der Simulation). In den Monaten April und Mai 2020 wurde hingegen aufgrund der warmen klimatischen Bedingungen sehr viel weniger Verbrauch gemessen (-92% und -77%). Der Warmwasserverbrauch wurde in den Wintermonaten mit weniger Verbrauch (50 – 250 kWh) und in den Sommermonaten mit mehr Verbrauch (ca. 1000 kWh) prognostiziert. Da der Warmwasserbedarf im Monitoringjahr jedoch mit 340 – 450 kWh pro Monat konstant war, ergaben sich somit Jahreszeitenbedingt Abweichungen vom simulierten Wert.

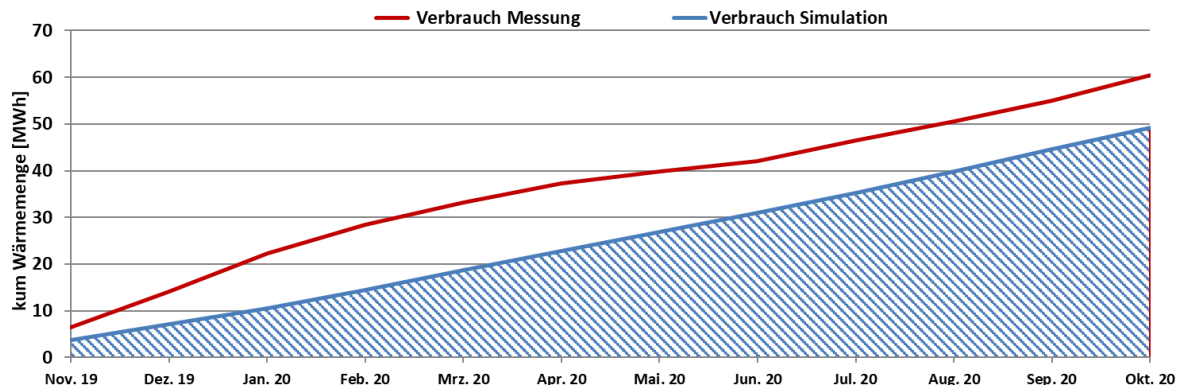


Abbildung 38: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „MACO Industrieanlagen GmbH“ (November 2019 bis Oktober 2020)

### 7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotentiale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel im Gesamtsystem durchgeführt. Bei der Analyse der Anlage kann dabei insbesondere das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage und der Wärmepumpe mit der Bauteilaktivierung sowie der Betrieb der Adsorptionskältemaschine als interessant angesehen werden.

Abbildung 39 zeigt die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte sowie die Pufferspeichertemperaturen an zwei einstrahlungsreichen Wintertagen (14.01.2020 – 15.01.2020). Die Solaranlage belud an diesen Tagen mit einem Temperaturniveau von 30°C bis 65°C hauptsächlich den Niedertemperaturspeicher. Ab einer Kollektortemperatur von 60°C wurde immer wieder der Hochtemperaturpuffer beladen. Die Pufferspeichertemperaturen stiegen infolgedessen am 14.01.2020 auf über 60°C (T\_P\_HT\_u, gelb) und am 15.01.2020 auf knapp unter 70°C an. Somit lagen die Temperaturen im Niedertemperaturspeicher teilweise höher als die Temperaturen im Hochtemperaturspeicher.

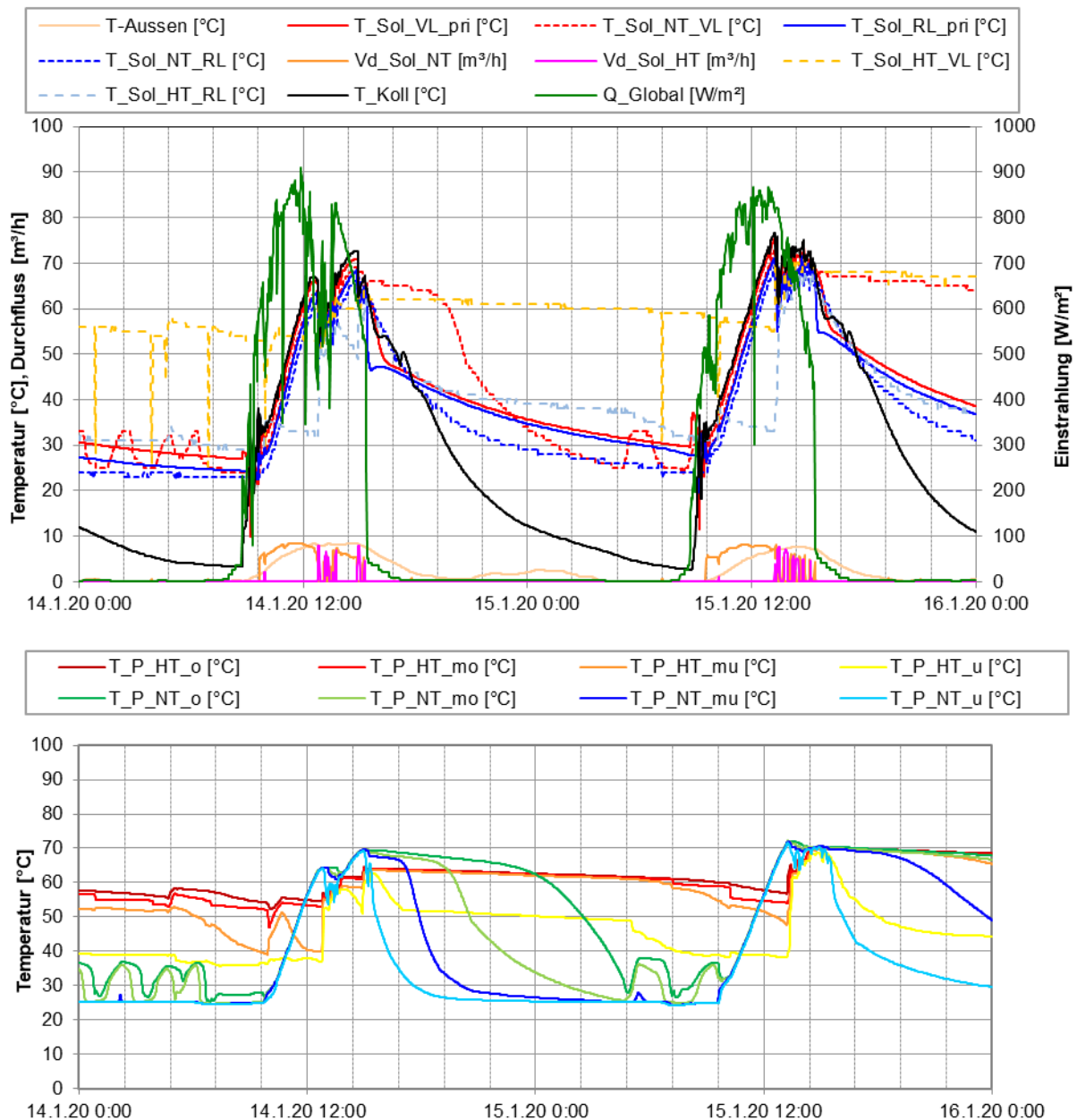


Abbildung 39: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarsystems zuzüglich der Globalstrahlung und der Volumenströme (oben) und der Verlauf der Speichertemperaturen (unten) (14.01.2020 – 15.01.2020)

Um eine Vorlauftemperatur im Warmwasserkreislauf von min. 55°C zu gewährleisten, musste der Hochtemperaturspeicher am 14.01.2020 zwei Mal ca. eine Stunde mit 60°C Vorlauftemperatur von der Wärmepumpe nachgeheizt werden (vgl. Abbildung 40). Die Vorlauftemperatur des Warmwassers lag nach der Beimischung und vor dem Frischwassermodul bei 50°C – 55°C. Die Rücklauftemperatur aus dem Frischwassermodul lag mit 30°C – 40°C hoch. Grund dafür könnte eine nicht ideale Dimensionierung des Frischwassermoduls sein. Für die Effizienz der Solaranlage wäre ein niedrigerer Rücklauf von Vorteil.

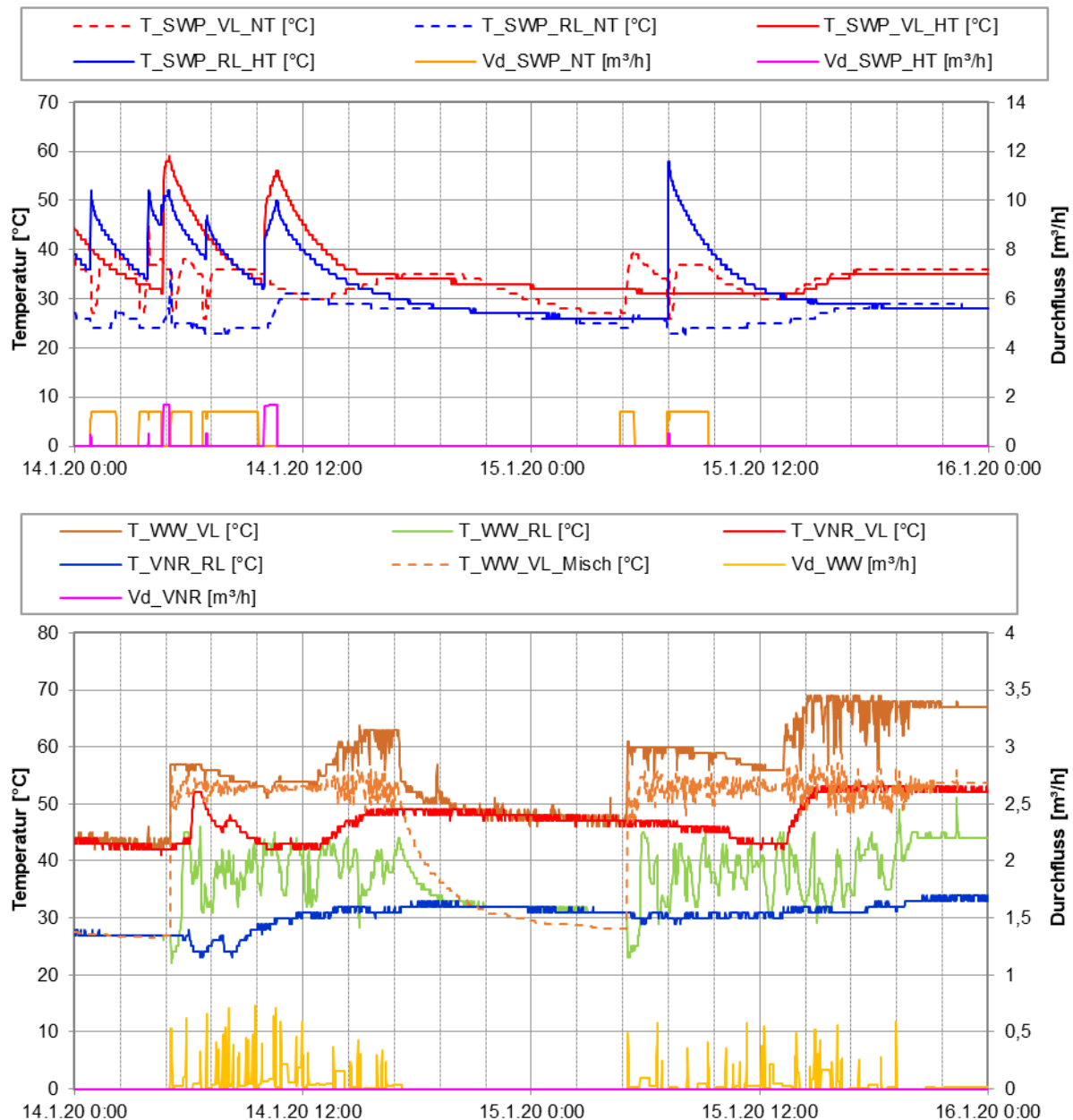


Abbildung 40: Temperaturverlauf des Wärmepumpenkreislaufes (oben) sowie des Hochtemperatur-Kreislaufes (unten) inkl. Volumenströme (14.01.2020 – 15.01.2020)

Abbildung 41 zeigt zeitgleich die Beladung der Bauteilaktivierung und die Auswirkungen auf die Betonkerntemperaturen. Die Bauteile wurden mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 28°C bis 30°C (nach der Beimischschaltung) gespeist. Je nach Temperatur im Pufferspeicher ändert sich der Volumenstrom und die Vorlauftemperatur aus dem Puffer wurde heruntergemischt. Die einzelnen Heizkreise wurden unterschiedlich stark gespeist, was auch in den Reaktionen der Betonkerntemperaturen ersichtlich ist. Auffallend ist, dass die Kerntemperatur im ersten Obergeschoß deutlich schneller auf den Wärmeeintrag reagierte als die entsprechenden Fühler in den anderen Stockwerken. Es ist anzunehmen, dass im Zuge der Betonierungsarbeiten die Führungsschiene des Kerntemperaturfühlers verschoben wurde und nun nicht - wie geplant - mittig zwischen den Rohrleitungen, sondern entweder deutlich näher an einer Rohrleitung oder höher beziehungsweise tiefer in der Decke liegt und somit auch empfindlicher auf die Umgebungstemperatur reagiert. Der Fühler reagierte deutlich schneller bei Beladung des

Bauteils und zeigt erst einige Zeit nach Abschaltung der Beladung die korrekte Bauteiltemperatur. Dies sollte in der Regelung des zweiten Obergeschoßes berücksichtigt werden.

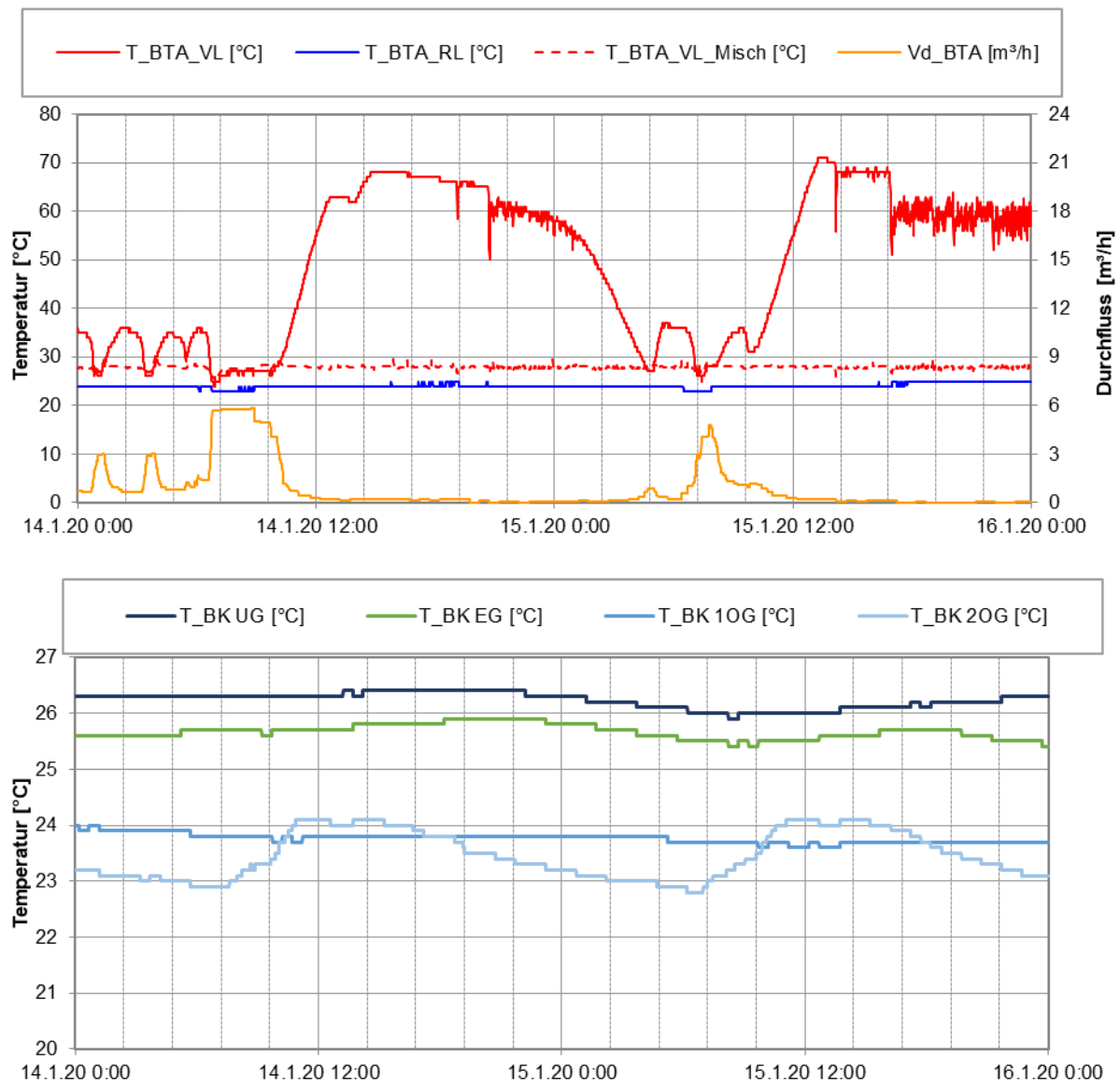


Abbildung 41: Beispielhafter Temperaturverlauf im Bauteilaktivierungskreis zuzüglich des Volumenstroms (oben) und der Bauteiltemperaturen (unten) (14.01.2020 – 15.01.2020)

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 42 bis Abbildung 44) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an vier einstrahlungsarmen Wintertagen (02.02.2020 – 05.02.2020). Am ersten Tag (02.02.2020) konnte die Solaranlage noch mit einer Vorlauftemperatur von ca. 30°C kurz in den Niedertemperaturpuffer einspeisen, die restlichen Tage war aufgrund der schlechten Einstrahlung kein Wärmeeintrag der Solaranlage möglich. Die Bauteilaktivierung wurde bis ca. 10 Uhr aus dem Pufferspeicher versorgt (vgl. Abbildung 43), anschließend musste die Versorgung der Heizkreise von der Wärmepumpe mit einer Vorlauftemperatur von 37°C übernommen werden. Die Wärmepumpe lief jeweils ca. 2,5 Stunden mit einer halben Stunde Pause. Die Vorlauftemperatur der Bauteilaktivierung (nach der Beimischung) lag weiterhin bei 29°C. Die Wärmepumpe könnte somit teilweise auch durchgängig (vorausgesetzt es besteht kein Bedarf im Hochtemperaturspeicher) mit einer niedrigeren Vorlauftemperatur den



Niedertemperaturpuffer versorgen und somit unnötiges Mischen vor der Bauteilaktivierung sowie auch das Aus-/Einschalten der Wärmepumpe vermeiden.

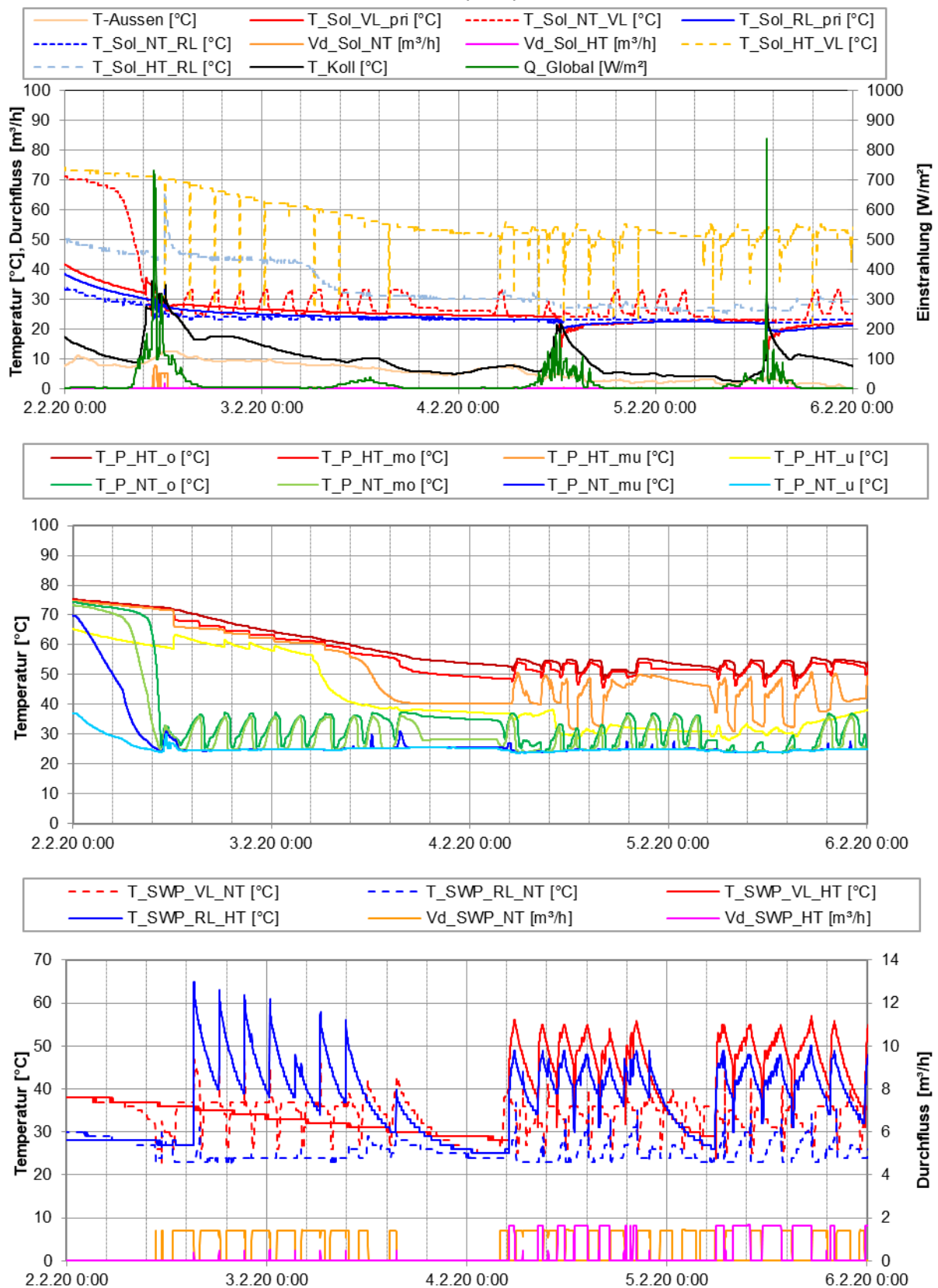


Abbildung 42: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarsystems zuzüglich der Globalstrahlung und der Volumenströme (oben) und der Verlauf der Speichertemperaturen (mitte) sowie Verlauf der Temperaturen und Volumenströme des Wärmepumpenkreises (02.02.2020 – 05.20.2020)



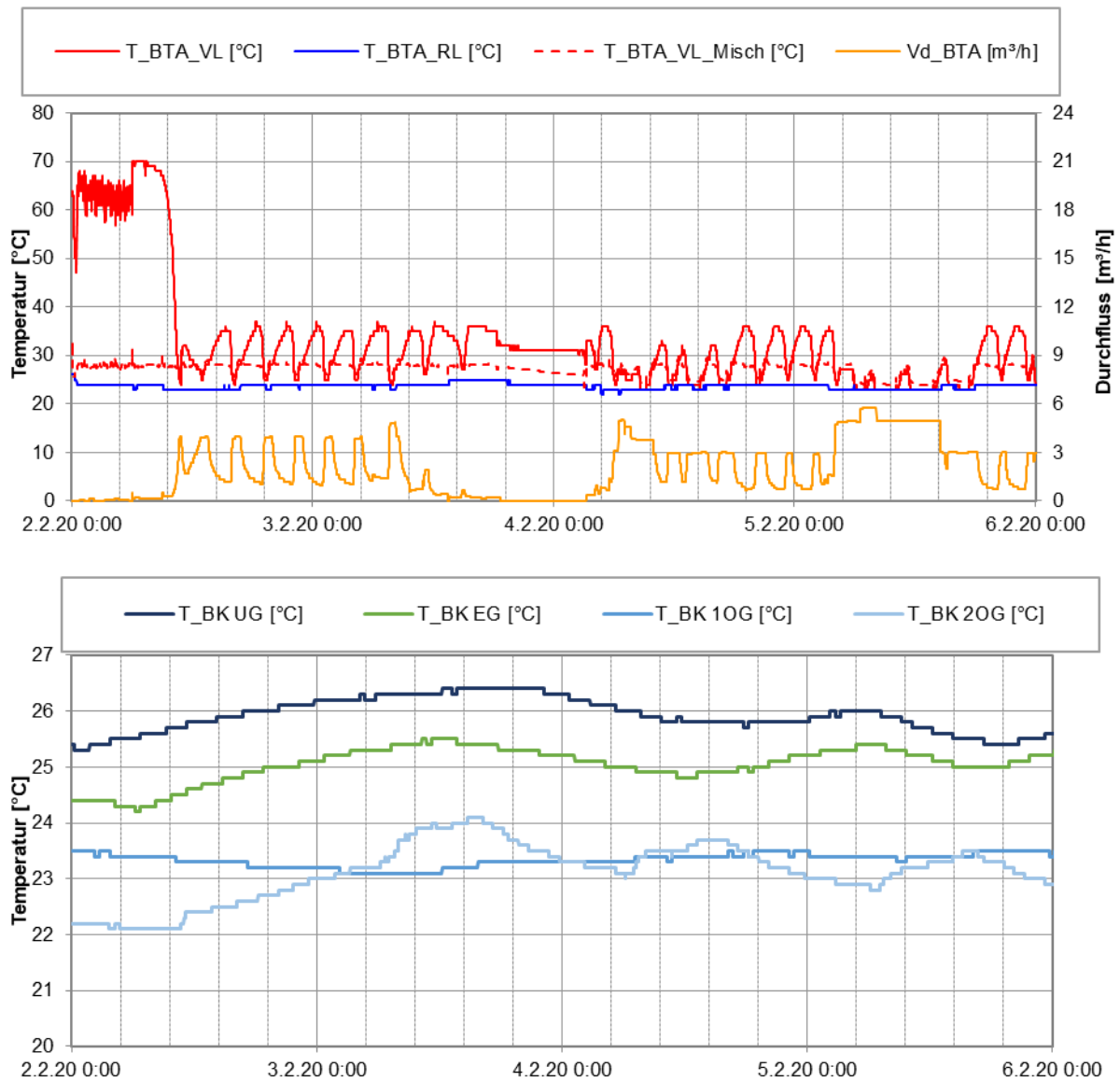


Abbildung 43: Beispielhafter Temperaturverlauf im Bauteilaktivierungskreis zuzüglich des Volumenstroms (oben) und der Bauteiltemperaturen (unten) (02.02.2020 – 05.02.2020)

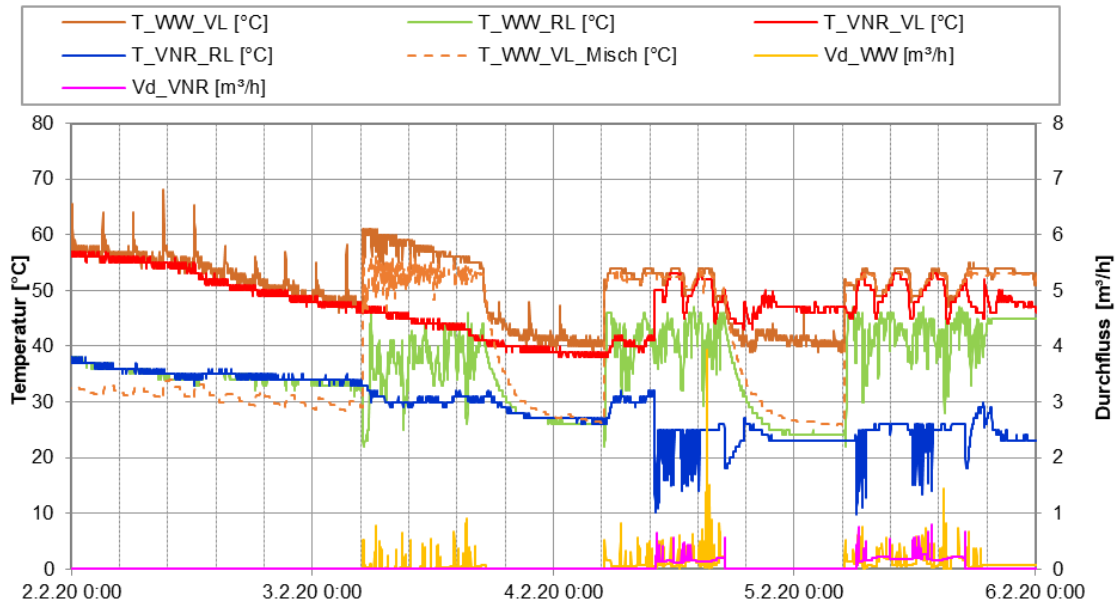


Abbildung 44: Beispielhafter Verlauf der Hochtemperaturverbraucher-Seite (02.02.2020 – 05.20.2020)

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 45 bis Abbildung 47) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an sechs Sommertagen (01.08.2020 – 06.08.2020). Der 01.08.2020 und 06.08.2020 zeigen zwei sonnige Tage. An diesen Tagen versorgte die Solaranlage einerseits den Hochtemperaturpuffer (Puffertemperaturen bis ca. 80°C) oder den Niedertemperaturpuffer über welchen die Adsorptionskältemaschine betrieben wurde.

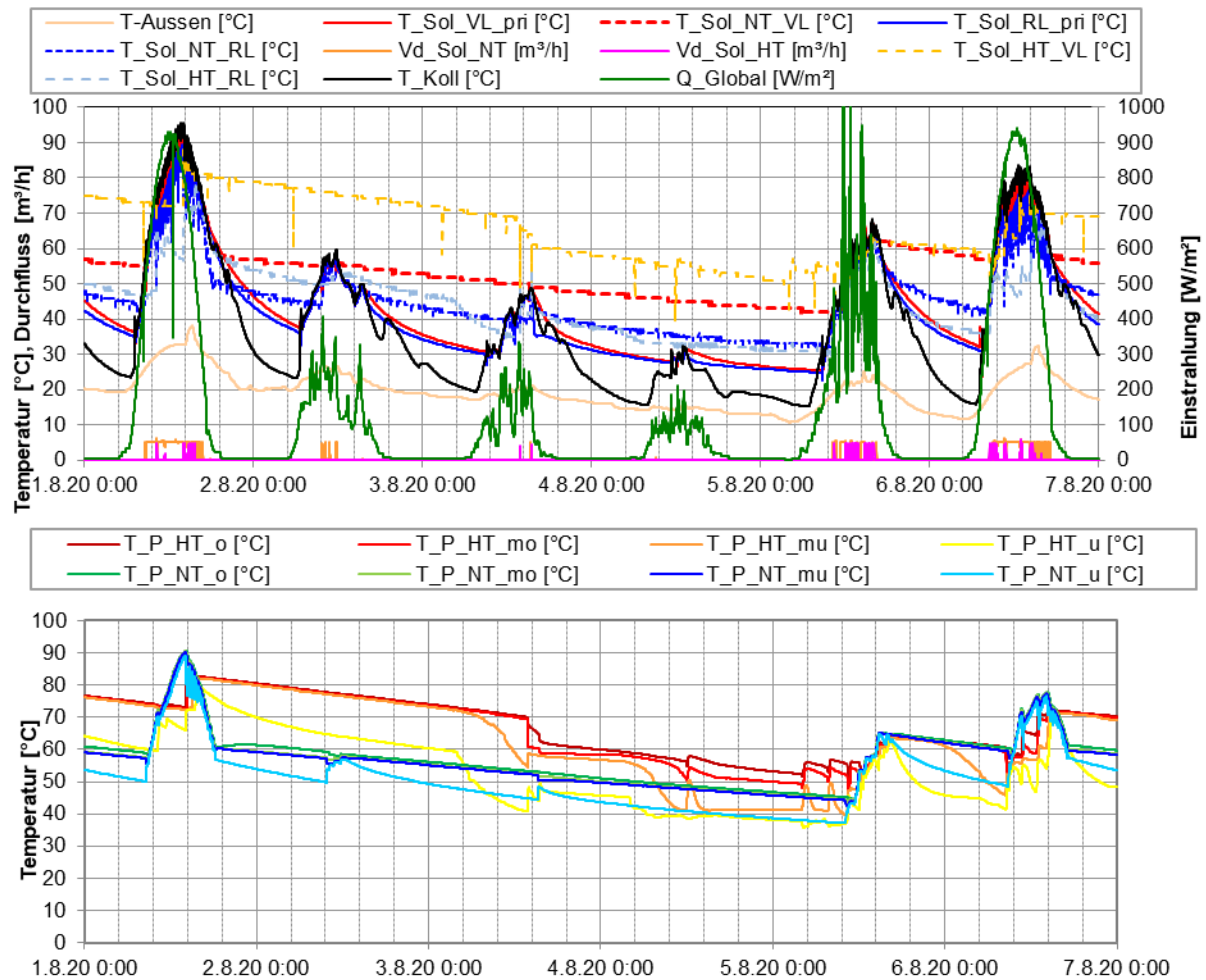


Abbildung 45: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarsystems zuzüglich der Globalstrahlung und der Volumenströme (oben) und der Verlauf der Speichertemperaturen (unten) (01.08.2020 – 06.08.2020)

Die Adsorptionskältemaschine wurde mit einer Vorlauftemperatur von 70°C bis 90°C versorgt, der Niedertemperaturspeicher dient dabei lediglich als hydraulische Weiche. Die Nutzttemperatur der Adsorptionskältemaschine lag bei 18°C-22°C, welche über den Kältespeicher (hydraulische Weiche) in die Bauteilaktivierung eingebracht wurden. Die Vorlauftemperatur nach der Beimischschaltung lag bei 21°C-23°C um Kondensatbildung zu vermeiden. Während der Nachtstunden wird der Niedertemperaturpufferspeicher und in Folge die Bauteilaktivierung mit einer Vorlauftemperatur von ca. 22 °C durch passive Kühlung über die Tiefensonden versorgt (Abbildung 46 und Abbildung 47, blauer Bereich). Abbildung 47 zeigt die Kühlung der Bauteilaktivierung über den Kältespeicher (blauer Bereich = passive Kühlung, gelber Bereich = aktive Kühlung) sowie die Auswirkung auf die Betonkerntemperaturen.

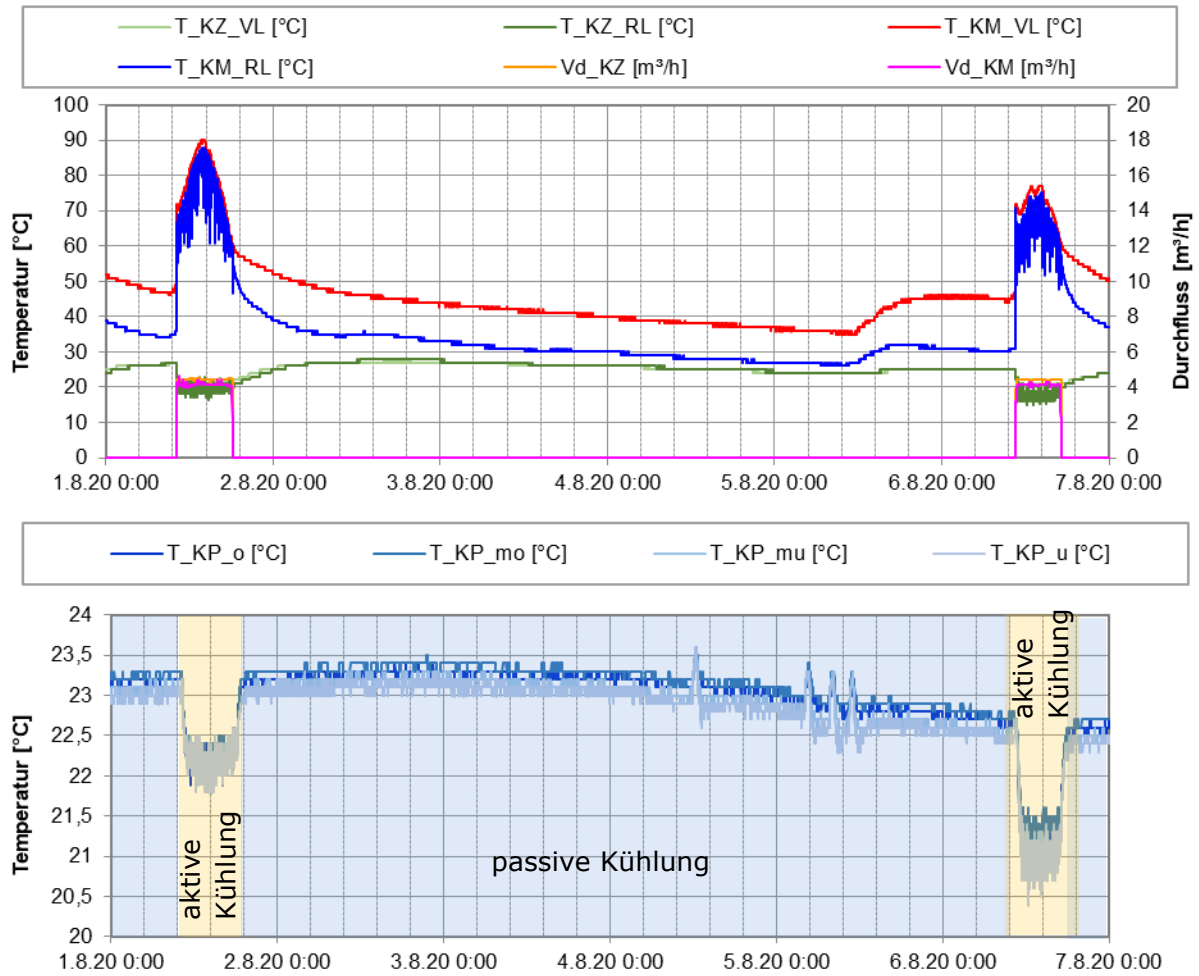


Abbildung 46: Beispielhafter Temperaturverlauf der Adsorptionskältemaschine sowie Volumenströme (oben) und der Verlauf der Kältepufferspeichertemperaturen (unten) (01.08.2020 – 06.08.2020)

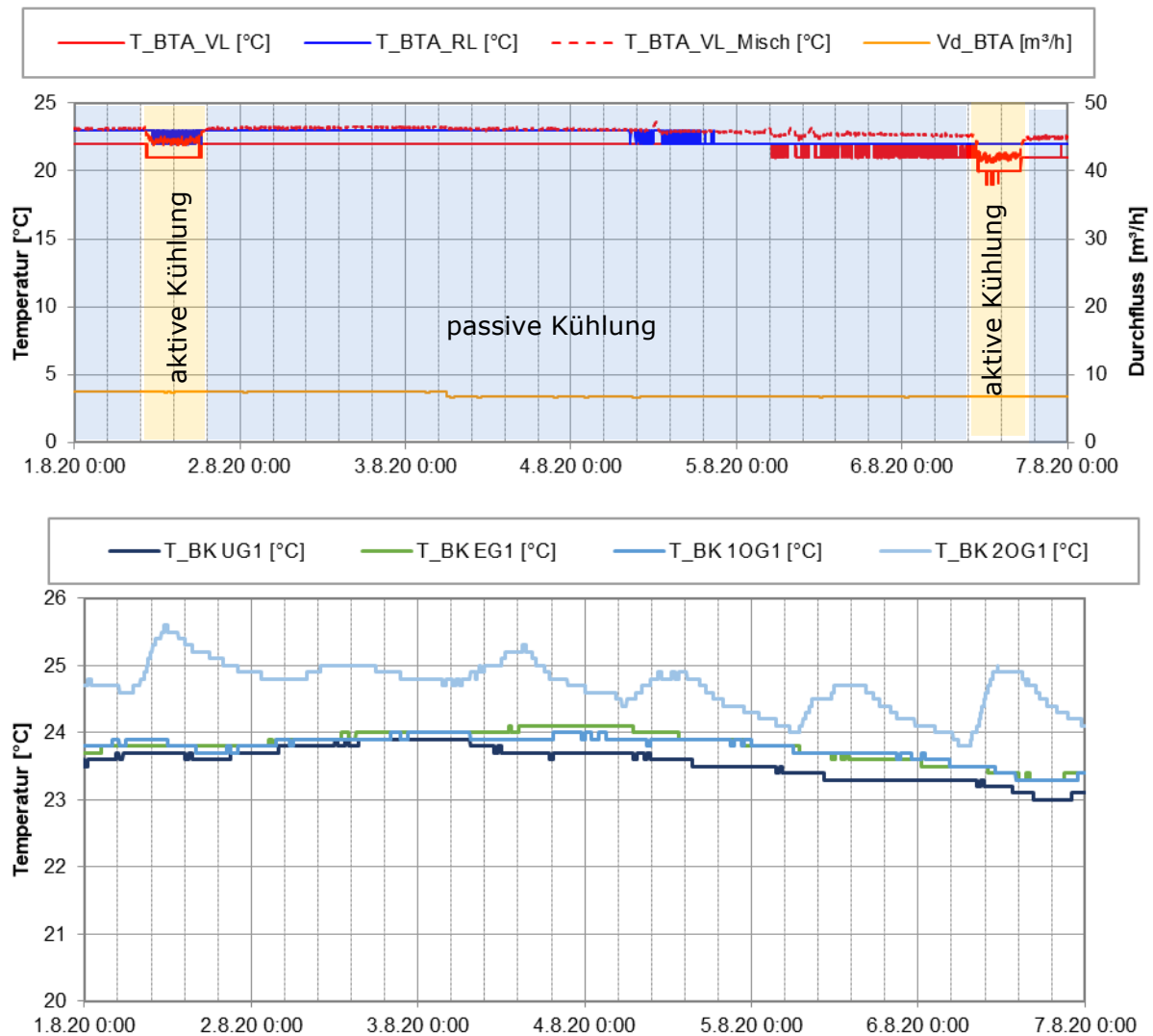


Abbildung 47: Beispielhafter Temperaturverlauf im Bauteilaktivierungskreis zuzüglich des Volumenstroms (oben) und der Bauteiltemperaturen (unten) (01.08.2020 – 06.08.2020)

Abbildung 48 zeigt den Verlauf der Warmwassertemperaturen sowie der Wärmepumpe im Zeitraum 01.08.2020 bis 06.08.2020. Der Hochtemperaturspeicher wurde im Zuge der guten Einstrahlung am 01.08.2020 auf über 80°C erwärmt. Während der folgenden Schlechtwettertage sank die Pufferspeichertemperatur so weit ab, dass die Wärmepumpe insgesamt vier Mal für eine halbe Stunde mit einer Vorlauftemperatur von 57°C der Hochtemperaturspeicher nachheizen musste, um die geforderten 55°C Warmwasservorlauf zu gewährleisten. Der Betrieb der Wärmepumpe in den Sommermonaten ist nicht ideal, geschah im Monitoringzeitraum jedoch nur sehr selten während längerer Schlechtwetterperioden.

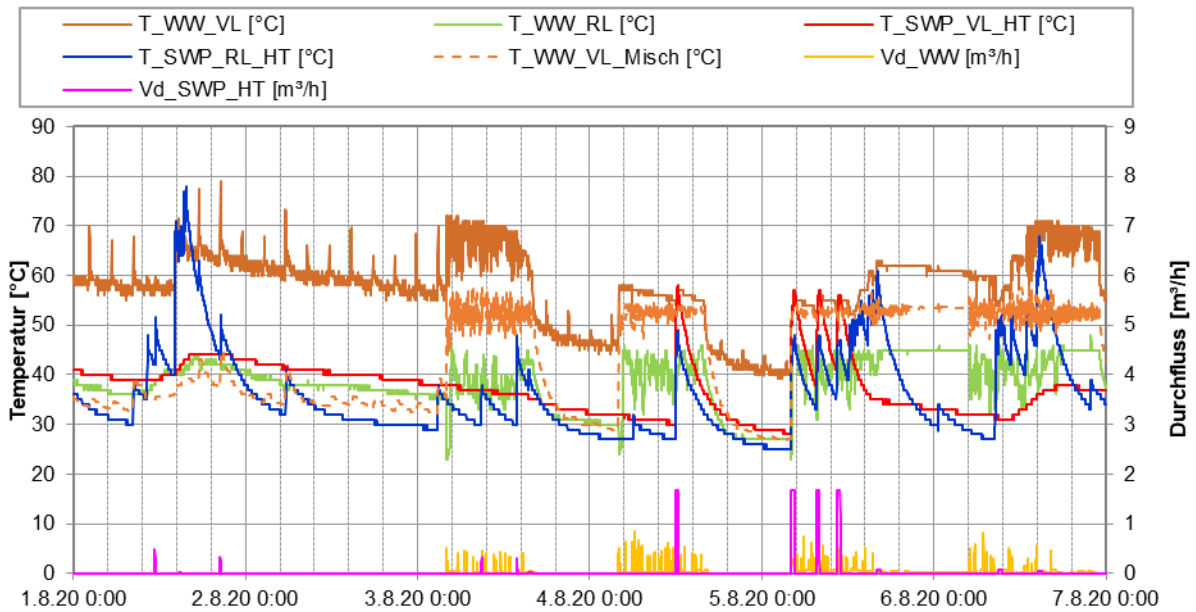


Abbildung 48: Beispielhafter Verlauf der Warmwasserversorgung sowie die Hochtemperatur-Wärmepumpe (01.08.2020 – 06.08.2020)

Die Arbeitszahlen der Adsorptionskältemaschine, die Wärmemengen und die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen des Heißwasser-Kreislaufes  $Q_{\text{Adsorber}}$  (durchgezogene Linien) und des Kaltwasser-Kreislaufes  $Q_{\text{Kühl}}$  (strichlierte Linien) sind in Abbildung 49 dargestellt. Im Betrachtungszeitraum war die Kältemaschine in den Monaten April 2020 bis September 2020 im Betrieb und erreichte eine Arbeitszahl von 0,33. Laut Datenblatt der Maschine liegt der thermische COP im Nennarbeitspunkt bei 0,54 (85/75 °C Heißwasser-Kreislauf, 19/15 °C Kaltwasser-Kreislauf). Die Messwerte zeigen, dass die Kältemaschine mit einer Adsorbentemperatur von 74/68°C und einer Kaltwassertemperatur von 18/16°C betrieben wurde. Durch höhere Antriebstemperaturen ( $>80^{\circ}\text{C}$ ) könnte die Arbeitszahl der Adsorptionskältemaschine noch erhöht werden.

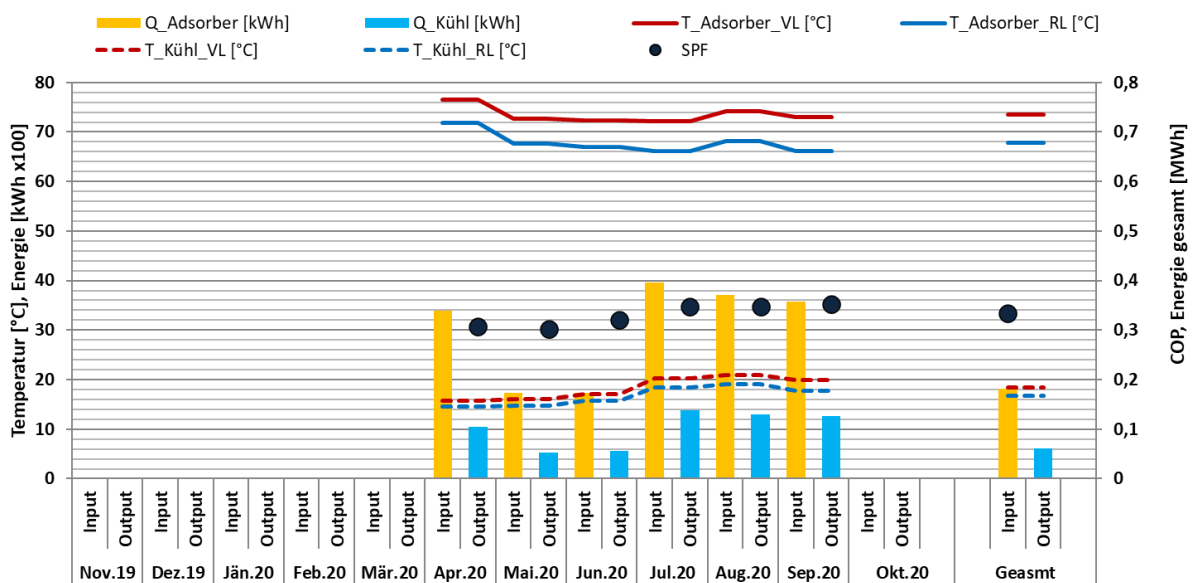


Abbildung 49: Detailanalyse der Adsorptionskältemaschine durch Bestimmung der Betriebsmodi hinsichtlich Temperaturniveaus und Berechnung der Arbeitszahl



Als weiterführende Analyse sind in Abbildung 50 und Abbildung 51 Darstellungen der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt.

Im Niedertemperaturkreis kann die Solaranlage für zwei verschiedene Verbraucher eingesetzt werden – die Bauteilaktivierung (Niedertemperatur) und die Wärme für den Betrieb der Adsorptionskältemaschine (Hochtemperatur). Somit arbeitete die Solaranlage in diesem Kreis mit einem sehr großen Temperaturband von 25°C bis 95°C Vorlauftemperatur. Die Rücklauftemperaturen lagen analog bei ca. 20°C bis 90°C. Das gewichtete Mittel lag bei 65/59°C. Der Temperaturverlauf der Adsorptionskältemaschine folgte dem Verlauf der Solartemperaturen im höheren Temperaturbereich, die gemittelten Temperaturen lagen bei 74/68°C. Durch höhere Antriebstemperaturen (>80°C) könnte die Arbeitszahl der Adsorptionskältemaschine noch erhöht werden. Aufgrund des Niedertemperaturspeichers als hydraulische Weiche, konnte die Solarenergie beinahe direkt für den Betrieb der Adsorptionskältemaschine genutzt werden, hier besteht kein Optimierungsbedarf.

Die Bauteilaktivierung wurde hauptsächlich auf einem Temperaturband von 25°C bis 37°C, aber auch teilweise bis Vorlauftemperaturen von 80°C (vor der Beimischschaltung) betrieben. Das gewichtete Mittel zeigt Temperaturen von 37/23°C, für den Solarkollektor ein idealer Betriebspunkt, da der Kollektor im niedrigen Temperaturbereich effizienter betrieben werden kann. Die Wärmepumpe im Niedertemperaturbereich gilt ausschließlich als Nachheizung für die Bauteilaktivierung. Die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen lagen im gewichteten Mittel bei 36/24°C.

Die solare Vorlauftemperatur im Hochtemperaturbereich zeigt ein Band von 45°C bis 100°C. Aus diesem Pufferspeicher werden das Warmwasser (61/40°C) sowie das Vor- und Nachheizregister der Lüftung (56/23°C) versorgt. Die Rücklauftemperaturen des Frischwassermoduls lagen mit 20°C bis 47°C (Mittel 40°C) hoch, was auf ein nicht korrekt ausgelegtes Frischwassermodul schließen lässt.

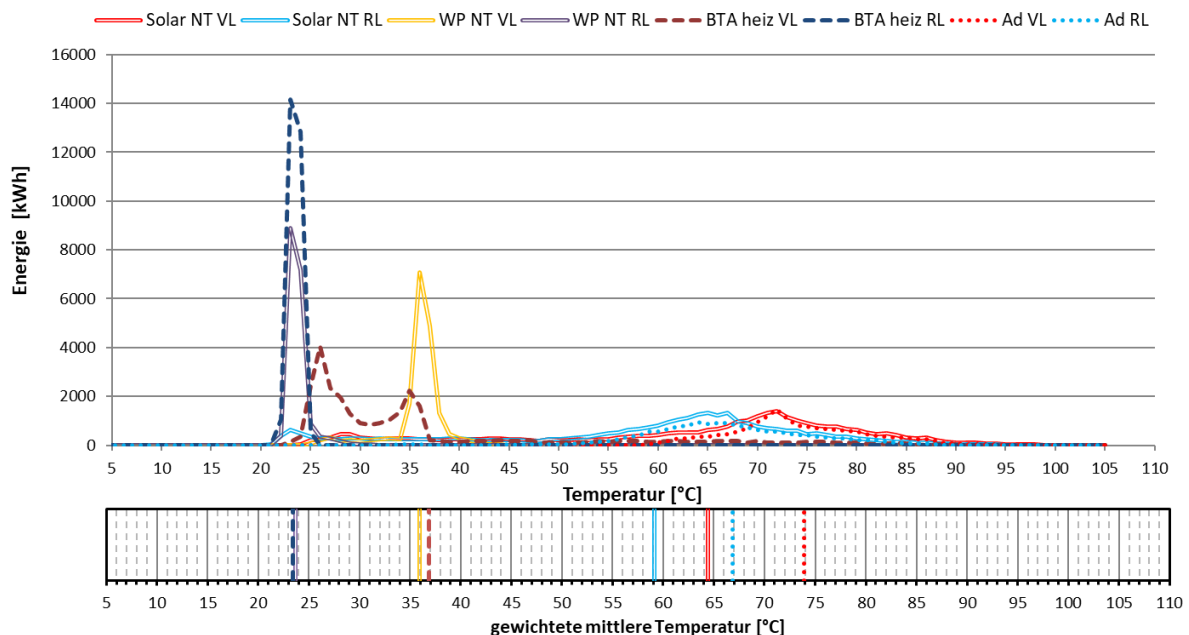


Abbildung 50: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau des Niedertemperaturkreislaufs

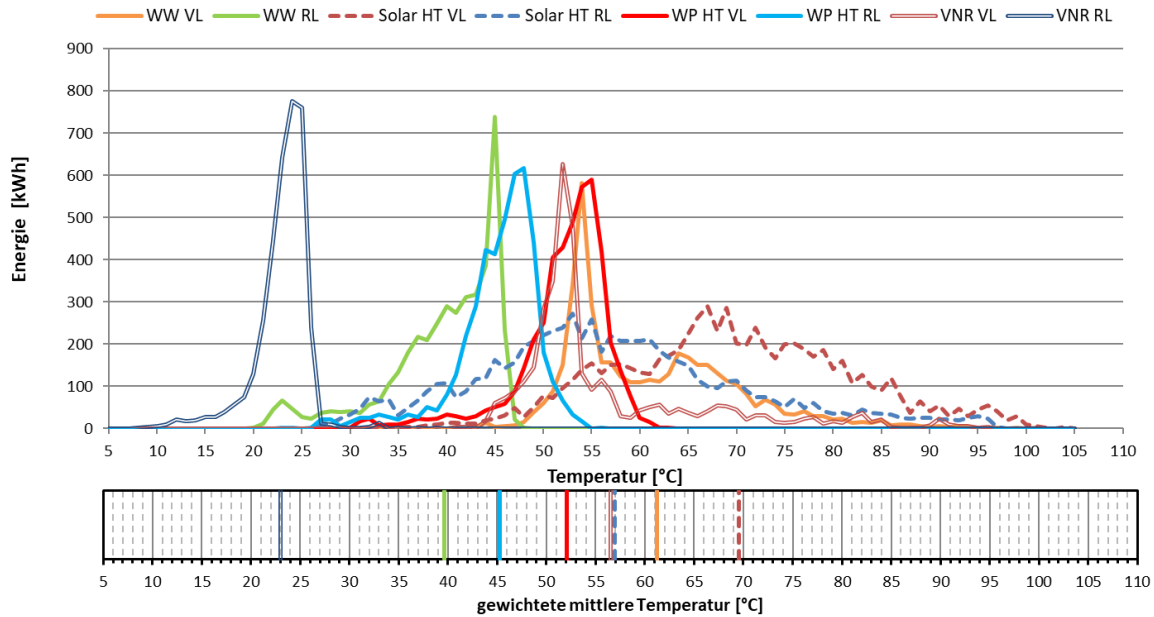


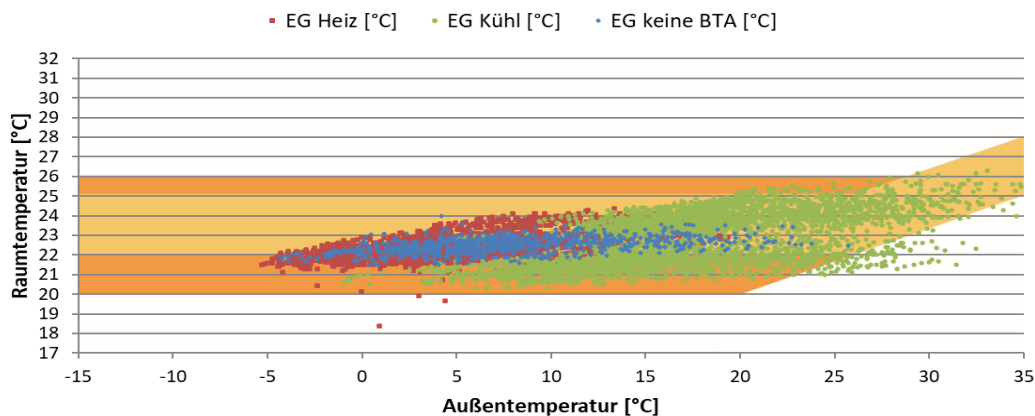
Abbildung 51: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau des Hochtemperaturkreislaufs

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen (Stundenmittelwerte) in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 52). Die Raumtemperaturen sind in 3 Gruppen unterteilt:

- BTA nicht aktiv (blau)
- BTA heizen (rot)
- BTA kühlen (grün)

Dargestellt sind die Raumtemperaturen im Erdgeschoß und erstem Obergeschoß. Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen bei aktiver Raumheizung oder -kühlung bis auf wenige Ausnahmen innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Im Erdgeschoß liegen die Raumtemperaturen bei aktiver Raumheizung meist zwischen 21°C und 24°C (Median bei 22,5°C). Im Obergeschoß liegen sie etwas höher zwischen 22°C und 25°C (Median bei 23,3°C). Es traten keine Raumtemperaturen größer 26°C auf, bei aktiver Raumkühlung lag der Median im EG bei 22,9°C und im OG bei 23,4°C.

Die höheren Raumtemperaturen in der Heizperiode (gegenüber der Simulation mit 20°C) spiegeln sich auch im Verbrauch wider.



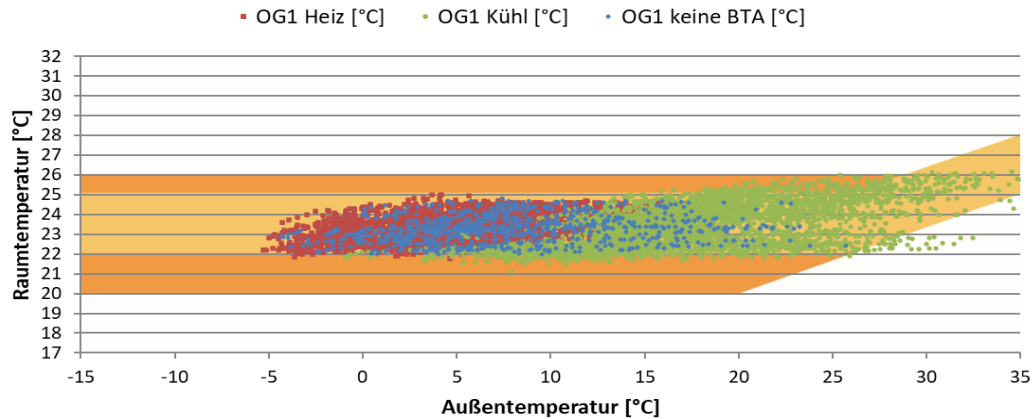


Abbildung 52: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen (EG oben, 1 OG unten) aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm

Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen die Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen. Diese lagen während kälteren Außentemperaturen fast immer über 22°C. Zu erkennen ist hier auch, dass das Untergeschoß bei kälteren Außentemperaturen wärmer gehalten wurde (über 26°C) als der Rest (meist 22°C bis 26°C) und bei wärmeren Außentemperaturen vermehrt gekühlt wurde (unter 21°C). Abbildung 54 zeigt die Tagesmitteltemperaturverlauf über den Monitoringzeitraum. Hier ist unter anderem auch sehr schön der Verlauf der Betonkerntemperaturen während der Kühlperiode zu sehen. Zu Beginn konnten durch noch meist niedrigere Außentemperaturen sowie der Kombination von aktiver und passiver Kühlung Temperaturen unter 22,5°C in allen Betonteilen erreicht werden.

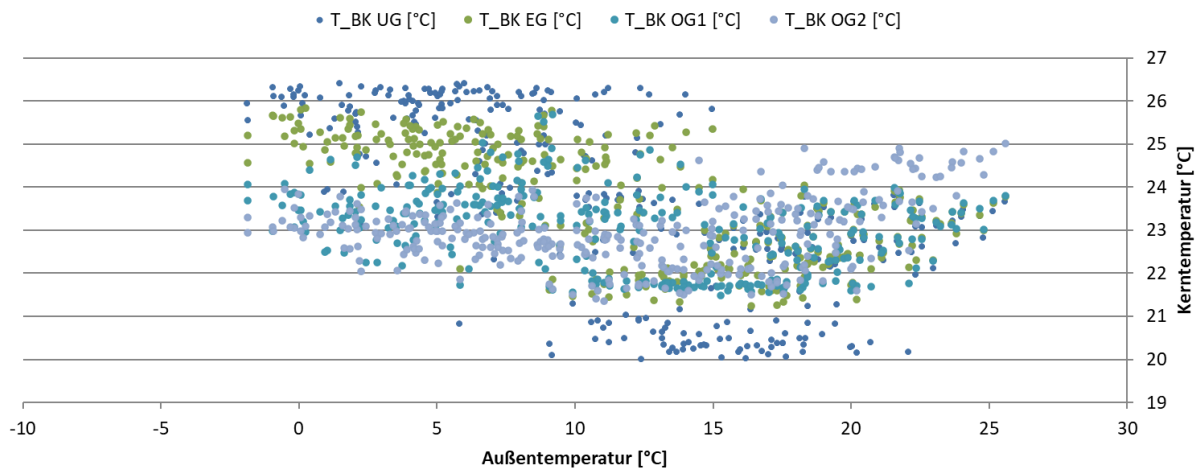


Abbildung 53: Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm

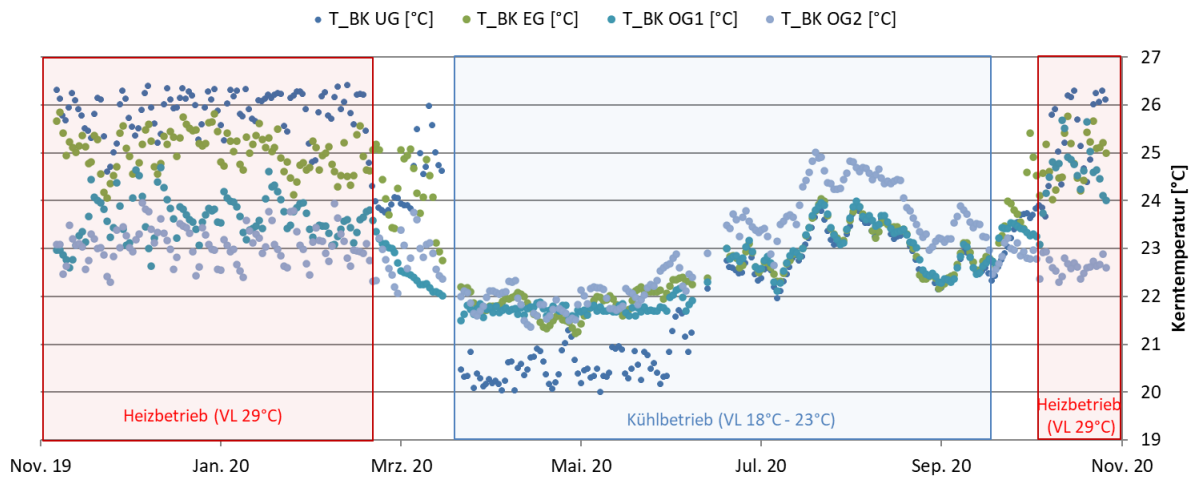


Abbildung 54: Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen aufgetragen über den Zeitraum des Monitorings (November 2019 – Oktober 2020)

### 7.2.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „MACO Industrieanlagen GmbH“ kann als stabil bezeichnet werden. Der gemessene Solarertrag lag mit 362 kWh/(m<sup>2</sup>a) (bezogen auf die Aperturfläche) etwa 15% unter dem erwarteten Wert. Die Gründe dafür lagen in den Wintermonaten hauptsächlich an der niedrigeren Einstrahlung sowie in der Übergangszeit am geringeren Verbrauch. In den Wintermonaten wurde zudem ein deutlich höherer Verbrauch gemessen (Durchschnittlich +70%), was hauptsächlich auf die höheren Raumtemperaturen (Median EG 22,5°C, 10G 23,3°C) zurückzuführen ist. Dies hatte auch einen direkten Einfluss auf den solaren Deckungsgrad. Trotzdem konnte in der Monitoringperiode ein solarer Deckungsgrad des Gebäudes von 60% erreicht werden, was in Anbetracht der hohen Raumtemperaturen von ca. 23°C als sehr guter Wert angesehen werden kann.

Die Solaranlage sowie die Beladung der Pufferspeicher funktionierten gut. Die Solaranlage konnte durch die niedrige Betriebstemperatur der Bauteilaktivierung teilweise bereits ab einer Kollektortemperatur von 30°C und somit in einer effizienten Weise betrieben werden. Jedoch wurde bei Beladung beider Pufferspeicher (Hoch- und Niedertemperatur) teilweise der Niedertemperaturpuffer höher beladen als der Hochtemperaturpuffer. Hier wäre bei der Regelung der Speicher noch Optimierungspotential gegeben.

Die Wärmepumpe für die Nachheizung der Bauteilaktivierung lief auf einer Vorlauftemperatur von 37°C und belud damit den Niedertemperaturspeicher. Da die Vorlauftemperatur der Bauteilaktivierung jedoch auf 29°C heruntergemischt wurde, könnte die Wärmepumpe mit einer niedrigen Temperatur und dem Niedertemperaturspeicher als hydraulische Weiche betrieben werden. Neben den niedrigen Vorlauftemperaturen für die Wärmepumpe würde das auch ein häufigen Ein-/und Ausschalten der Wärmepumpe verhindern.

In der Detailbetrachtung konnte als weiteres Optimierungspotential die Dimensionierung des Frischwassermoduls festgestellt werden. Die hohe Rücklauftemperatur (gewichtetes Mittel 40°C) suggeriert, dass das Modul nicht ideal ausgelegt ist und infolgedessen nicht bestmöglich betrieben werden kann.

Des Weiteren wurde festgestellt, dass der Betonkernfühler im zweiten Obergeschoß deutlich schneller auf Wärmeeinträge reagiert als die entsprechenden Fühler in den anderen Stockwerken. Es ist anzunehmen, dass im Zuge der Betonierungsarbeiten die Führungsschiene des Kerntemperaturfühlers verschoben wurde. Dies sollte in der Regelung des zweiten Obergeschoßes berücksichtigt werden.

Der Betrieb der Adsorptionskältemaschine funktionierte im Monitoringzeitraum zufriedenstellend. Durch höhere Antriebstemperaturen ( $>80^{\circ}\text{C}$ ) könnte die Kältemaschine noch effizienter arbeiten. Durch die Nutzung der überschüssigen Solarwärme im Sommer für den Betrieb der Adsorptionskältemaschine, konnte Stagnation am Kollektor komplett vermieden werden.

## 7.3 Nahwärme Friesach, Stmk.

### 7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Fernwärme Friesach
<u>Adresse:</u>	9360 Friesach
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	7. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2016
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Einspeisung in ein Nahwärmenetz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	5.750 m <sup>2</sup> Flachkollektoren GREENoneTEC GK3003 davon 2.921 m <sup>2</sup> (einfachverglast) 2.829 m <sup>2</sup> (doppeltverglast)
<u>Aperturfläche:</u>	5.390 m <sup>2</sup> (2738 m <sup>2</sup> einfach, 2652 m <sup>2</sup> doppelt)
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1.000 m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<u>Nachheizung:</u>	1.500 kW Hackschnitzelkessel (Bestand) 4.000 kW Hackschnitzelkessel (Bestand) 6.000 kW Ölkessel (Bestand)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	13,7% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	389,5 kWh/m <sup>2</sup> /a (Messung, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring beendet mit Mai 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das gegenständliche Solarthermieprojekt speist in das Fernwärmenetz Friesach ein, welches mit einem Biomasseheizwerk sowie einem Öl-Spitzenlastkessel betrieben wird. Das Fernwärmenetz Friesach hat eine Trassenlänge von ca. 10 km und eine Absatzmenge von rund 13 GWh pro Jahr. Ziel des Projekts ist es, eine möglichst hohe solare Deckungsrate im Sommer zu erzielen, um eine möglichst hohe Reduktion des Hackschnitzel- bzw. Ölbedarfs zu erzielen. Zu diesem Zweck wurden 5.750 m<sup>2</sup> Großflächenkollektoren auf freiem Feld sowie ein 1.000 m<sup>3</sup> Pufferspeicher direkt am Heizwerk errichtet (Abbildung 56).

Das Kollektorfeld wurde in 33 parallelen Strängen unterschiedlicher Kollektorzahlen errichtet. Jeder Strang wurde dabei in zwei Teilsträngen errichtet: Die erste Reihe Kollektoren besteht aus einfachverglasten Kollektoren, deren Vorlauf dann in den zweiten Teilstrang mit doppeltverglasten Kollektoren übergeht (Vergleich Abbildung 55). Die thermische Performance der doppeltverglasten Kollektoren erlauben die thermischen Verluste zu verringern und somit höhere Erträge zu erzielen.

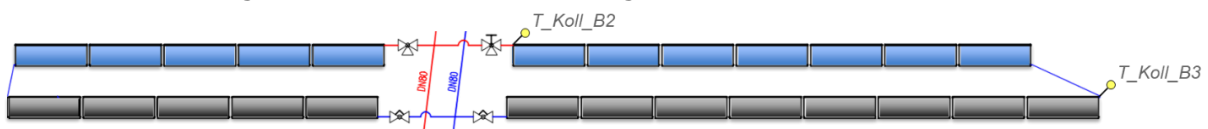


Abbildung 55: Ausschnitt des technischen RI-Schemas mit Unterteilung einer Kollektorreihe in einfach- (schwarz) und doppeltverglaste (blau) Kollektoren.

Vom Kollektorfeld zum Heizwerk wurde eine 1.100 m lange erdverlegte Stahlrohrleitung (DN150, vorisoliert) verlegt. Der 1.000 m<sup>3</sup> Pufferspeicher wird drucklos betrieben. Im Sommer hat er die Aufgabe die Solarwärme zwischenspeichern, im Winter kann er zusätzlich für den Ausgleich von verbrauchsbedingten Abnahmeschwankungen dienen (Spitzenlastausgleich).



Die Anlage wird von Unser Kraftwerk UK-Naturstrom GmbH über ein Contracting-Modell inkl. regionaler Bürgerbeteiligung errichtet und auch betrieben. Die erzeugte Solarwärme wird dann an den Betreiber des FW-Netzes, KELAG Wärme GmbH übergeben bzw. verkauft. Gemeinsam mit dem thermischen Kollektorfeld wurde eine 25 kWp PV-Anlage errichtet (Abbildung 57), welche primär zur Abdeckung des Pumpenstroms genutzt wird.



Abbildung 56: Errichtung des drucklosen 1.000 m<sup>3</sup> Pufferspeichers (Quelle: SolarEngineering Guggenberger)



Abbildung 57: Nach der Montage des Solarfeldes, 5.750 m<sup>2</sup> Solarthermie + 25 kWp Photovoltaik zur Erzeugung des Pumpenstroms (Quelle: SolarEngineering Guggenberger)

### 7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Projekts „Nahwärme Friesach“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 58 dargestellt. Die Solaranlage befindet sich in 1,1 km Entfernung vom Heizhaus auf einem Feld. Bei steigender Einstrahlung und Kollektortemperatur wird zunächst nur der solare Primärkreis betrieben, um sowohl das Kollektorfeld als auch die Transportleitung zum Heizhaus auf Temperatur zu bekommen. Sobald die Zieltemperatur erreicht ist, kann die Solaranlage entsprechend dem aktuell erzielbaren Temperaturniveau entweder mittig oder oben in den 1.000 m<sup>3</sup> großen Pufferspeicher einspeisen. Um Anlagenstagnation entgegenzuwirken, wurde im solaren Primärkreis ein aktiver Rückkühler installiert. Dieser ist so ausgelegt, dass er einen Teil der Solarleistung an die Umgebung wegkühlen kann. Zusätzlich sieht die Regelungsstrategie für den Rückkühler einen gemeinsamen Betrieb mit dem Pufferspeicher vor, sodass jegliche nutzbare Wärme in den Pufferspeicher eingebracht werden kann und nur der Überschuss an die Umgebung abgegeben wird. Der Pufferspeicher ist über einen weiteren Wärmetauscher mit dem Fernwärmenetz inkl. Hackschnitzelkesseln samt Rauchgaskondensation, sowie dem Ölkessel verbunden. Der bestehende, deutlich kleinere Pufferspeicher mit 45 m<sup>3</sup> dient als hydraulische Weiche zwischen den Kesseln und dem Fernwärmenetz. Der große, neue Pufferspeicher wird v.a. im Winter auch von den Kesseln beladen, bei Bedarf kann er die Wärme auch wieder in das Fernwärmenetz zurückspeisen. Der Ölkessel dient primär der Ausfallsreserve. Entsprechend den Anforderungen aus dem Wärmenetz, wird die Wärme entweder oben oder mittig aus dem Pufferspeicher entnommen und ins Fernwärmenetz eingespeist.

Das Monitoringkonzept umfasst 8 Wärmemengenzähler, 14 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, 8 Ventilstellungen sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

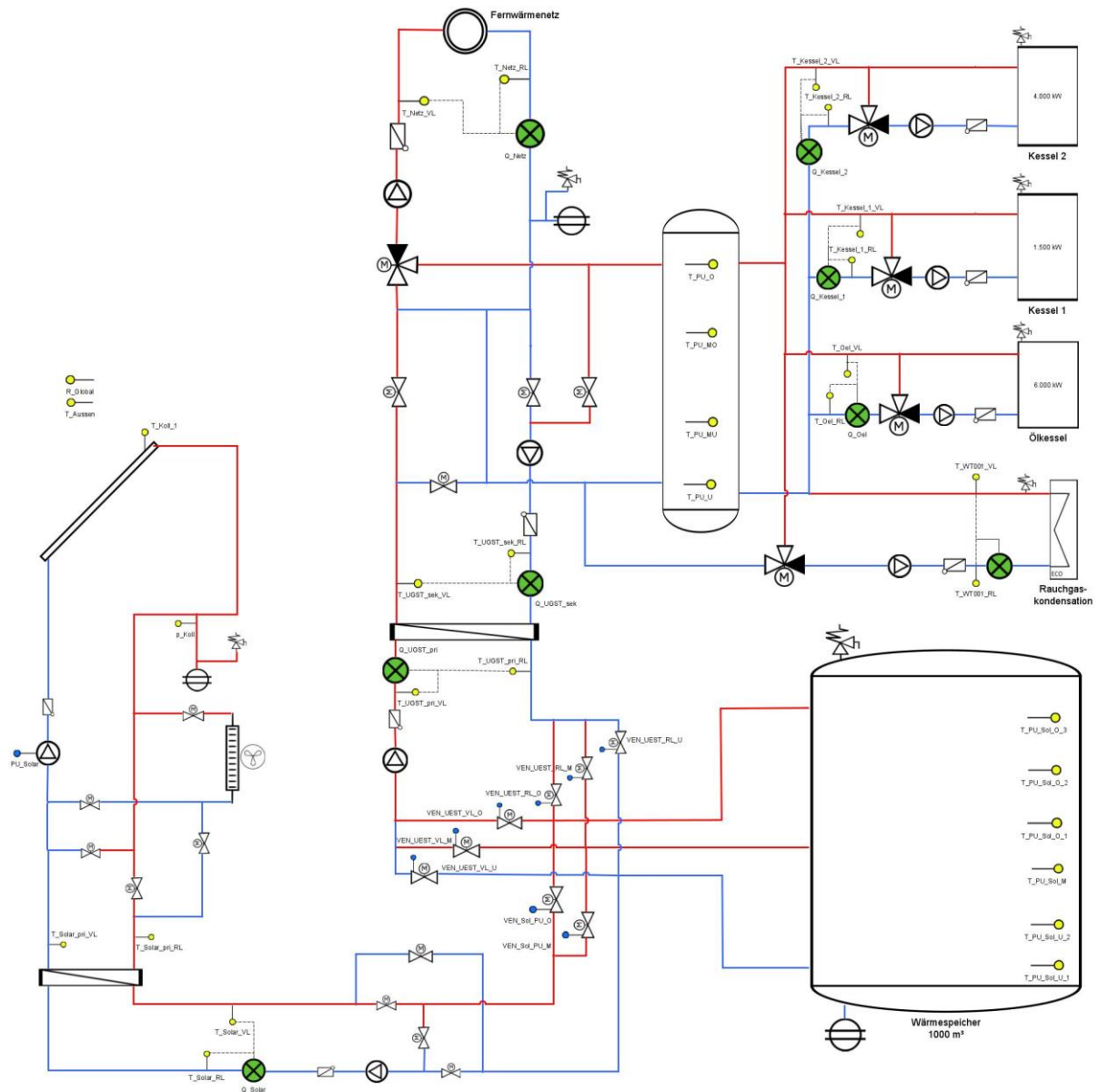


Abbildung 58: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme Friesach“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; blau: Ventil- und Pumpenstellungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

- |                    |  |
|--------------------|--|
| R_Global_A-F       | Globalstrahlung in Kollektorebene der Teilfelder A – F |
| T_Koll_A-F         | Kollektortemperaturen in den Teilfeldern A – F         |
| T_Solar_pri_VL_zus | Solar Vorlauf Primär                                   |
| T_Solar_pri_RL_zus | Solar Rücklauf Primär                                  |
| p_Koll             | Druck Solar Primär                                     |
| Q_Solar_pri        | Energie Primär   |
| V_Solar_pri        | Volumen Primär   |
| T_Solar_VL_pri     | T-Vorlauf Primär                                       |
| T_Solar_RL_pri     | T-Rücklauf Primär                                      |
| P_Solar_pri        | Leistung Primär  |
| Vd_Solar_pri       | Durchfluss Primär                                      |
| Vd_Koll_B          | Durchfluss Solarkollektorfeld B                        |
| Q_Solar_sek        | Energie Sekundär                                       |
| V_Solar_sek        | Volumen Sekundär                                       |
| T_Solar_VL_sek     | T-Vorlauf Sekundär                                     |

T_Solar_RL_sek	T-Rücklauf Sekundär
P_Solar_sek	Leistung Sekundär
Vd_Solar_sek	Durchfluss Sekundär

Rückkühler

T_Rueckkuehl_VL	T-Vorlauf
T_Rueckkuehl_RL	T-Rücklauf
P_Rueckkuehl	Leistung
Vd_Rueckkuehl	Durchfluss

Ölkessel

Q_Oel	Energie
V_Oel	Volumen
T_Oel_VL	T-Vorlauf
T_Oel_RL	T-Rücklauf
P_Oel	Leistung
Vd_Oel	Durchfluss

Biomassekessel 1

Q_Kessel_1	Energie
V_Kessel_1	Volumen
T_Kessel_1_VL	T-Vorlauf
T_Kessel_1_RL	T-Rücklauf
P_Kessel_1	Leistung
Vd_Kessel_1	Durchfluss

Biomassekessel 2

Q_Kessel_2	Energie
V_Kessel_2	Volumen
T_Kessel_2_VL	T-Vorlauf
T_Kessel_2_RL	T-Rücklauf
P_Kessel_2	Leistung
Vd_Kessel_2	Durchfluss

Rauchgaskondensation

Q_Rauch	Energie
V_Rauch	Volumen
T_Rauch_VL	T-Vorlauf
T_Rauch_RL	T-Rücklauf
P_Rauch	Leistung
Vd_Rauch	Durchfluss

Wärmenetz

Q_Netz	Energie
V_Netz	Volumen
T_Netz_VL	T-Vorlauf
T_Netz_RL	T-Rücklauf
P_Netz	Leistung
Vd_Netz	Durchfluss

Übergabestation

Q_UGST_pri	Energie Primär
V_UGST_pri	Volumen Primär
T_UGST_pri_VL	T-Vorlauf Primär
T_UGST_pri_RL	T-Rücklauf Primär
P_UGST_pri	Leistung Primär
Vd_UGST_pri	Durchfluss Primär
Q_UGST_sek	Energie Sekundär
V_UGST_sek	Volumen Sekundär
T_UGST_sek_VL	T-Vorlauf Sekundär
T_UGST_sek_RL	T-Rücklauf Sekundär



P_UGST_sek	Leistung Sekundär
Vd_UGST_sek	Durchfluss Sekundär
<u>Ventilstellungen</u>	
VEN_Sol_VL_RL	Ventilstellung Solar VL in RL
VEN_Sol_VL	Ventilstellung Solar VL
VEN_Sol_Bypass	Ventilstellung Solar Bypass
VEN_Sol_RL	Ventilstellung Solar RL
VEN_UEST_VL_O	Ventilstellung Übergabestation VL aus Puffer Oben
VEN_UEST_VL_M	Ventilstellung Übergabestation VL aus Puffer Mitte
VEN_UEST_VL_U	Ventilstellung Übergabestation VL aus Puffer Unten
VEN_UEST_RL_U	Ventilstellung Übergabestation RL aus Puffer Unten
VEN_UEST_RL_M	Ventilstellung Übergabestation RL aus Puffer Mitte
VEN_UEST_VL_O	Ventilstellung Übergabestation RL aus Puffer Oben
VEN_Sol_PU_O	Ventilstellung Solar in Puffer Oben
VEN_Sol_PU_M	Ventilstellung Solar in Puffer Mitte
<u>Pufferspeicher 45 m<sup>3</sup></u>	
T_PU_O	Pufferfühler Oben
T_PU_MO	Pufferfühler Mitte Oben
T_PU_MU	Pufferfühler Mitte Unten
T_PU_U	Pufferfühler Unten
<u>Solarspeicher 1000 m<sup>3</sup></u>	
T_PU_Sol_10_8	Temperatur Solarpuffer in Höhe 10,8 m
T_PU_Sol_9_9	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_9_1	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_8_3	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_7_5	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_6_7	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_5_8	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_5_0	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_4_2	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_3_4	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_2_6	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_1_7	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_0_9	Temperatur Solarpuffer
T_PU_Sol_0_1	Temperatur Solarpuffer in Höhe 0,1 m
T_PU_Sol_0_1_u	Temperatur Fundament unterhalb des Speichers
T_PU_Sol_0_5_u	Temperatur Fundament unterhalb des Speichers
<u>Sonstige</u>	
T_Aussen	Außentemperatur
rH_Aussen_B	Feuchtefühler Kollektorfeld B
T_Aussen_B1-3	Außentemperatur an Kollektorteilfeldern B1-B3
v_Wind	Windgeschwindigkeit Kollektorfeld
R_Pyrgeo_B	Pyrgeometer im Kollektorteilfeld B

### 7.3.3 Energiebilanz

In Abbildung 59 ist die Energiebilanz des Nahwärmenetzes Friesach auf Monatsbasis dargestellt. Die Inputsäulen enthalten neben dem solaren Eintrag ( $Q_{\text{Solar}}$ ) auch die verbrennungsgeführten Komponenten ( $Q_{\text{Oel}}$ ,  $Q_{\text{Kessel}_1}$ ,  $Q_{\text{Kessel}_2}$ ,  $Q_{\text{Rauch}}$ ). Parallel dazu enthalten die Output-Säulen neben der an das Netz abgegebenen Energie ( $Q_{\text{Netz}}$ ) auch die rückgekühlte Energiemenge ( $Q_{\text{Rückkühl}}$ ).

In bestimmten Situationen wurde festgestellt, dass der Ölkessel aktiv war, obwohl dies theoretisch nicht erforderlich war. Dies geschah insbesondere in den Sommermonaten, wenn die Biomassekessel ausgeschaltet waren und der Ölkessel als Redundanz diente. Zugrundeliegend ist dabei eine lange Anlaufzeit der Kessel, die bis zu einer Woche betragen

kann. Diese Praxis wurde eingesetzt, um die Sicherheit der Wärmeversorgung zu gewährleisten, jedoch führte sie zu unnötigem Energieverbrauch und Kosten.

Der Betreiber zeigte sich in Bezug auf die Umstellung auf eine Solarthermieanlage mit Speicher und der damit verbundenen Technologie unsicher. Es bestand Unsicherheit darüber, ob die Kombination aus Solarthermie und Speicher die Wärmenachfrage zuverlässig decken könnte.

In den Sommermonaten Juni und Juli 2022 musste ein Großteil des solaren Ertrags durch nächtliche Rückkühlung wieder abgegeben werden, um Überhitzung des drucklosen Wärmespeichers zu vermeiden. Insgesamt wurden ca. 250 MWh Wärme rückgekühlt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Betreiber aus Verfügbarkeitsgründen die Biomassekessel in Betrieb lies. Da diese aber bei einer Mindestleistung von ca. 150kW laufen, musste ein Teil der erzeugten Energie wieder rückgekühlt werden.

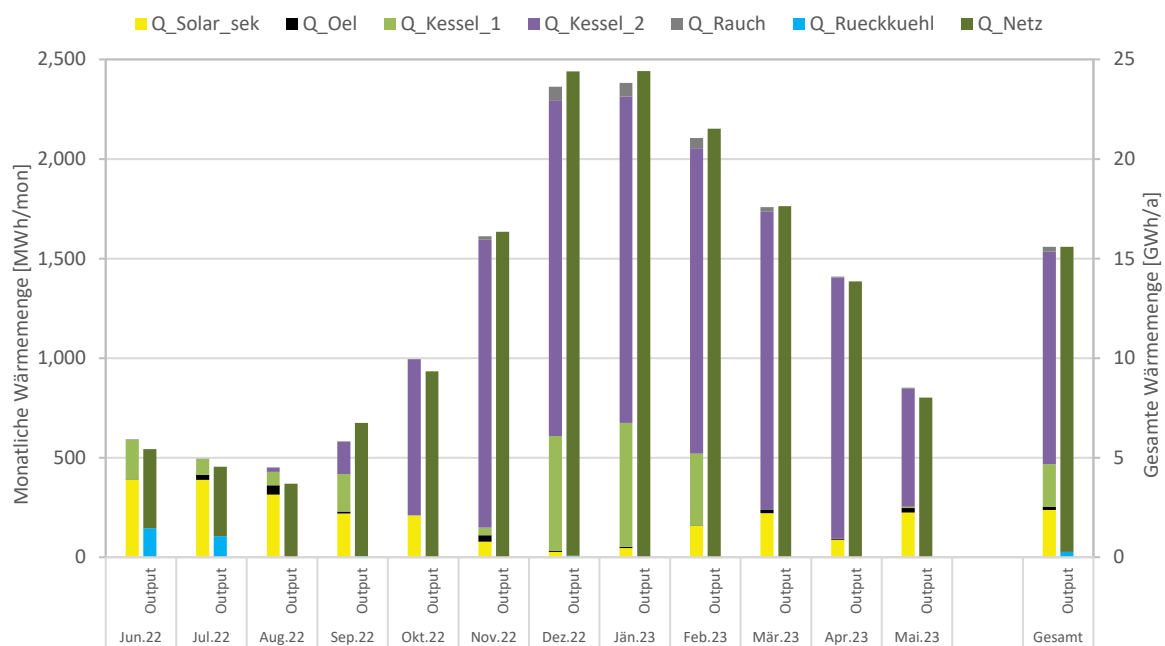


Abbildung 59: Energiebilanz des Nahwärmesystems Friesach im Betrachtungszeitraum Juni 2022 – Mai 2023.

In Abbildung 60 sind die mittleren monatlichen Speichertemperaturen des 1000m<sup>3</sup> großen Speichertanks dargestellt. Der solaren Einstrahlung folgend sind die Temperaturen im Winter entsprechend niedriger als im Sommer. Es ist außerdem zu sehen, dass die oberste Speicherschicht (T\_PU\_Sol\_10\_8) nicht immer die höchste Temperatur anzeigt. Das liegt daran, dass die Füllhöhe des Speichers schwankt und bei niedrigen Temperaturen der oberste Temperatursensor nicht mehr innerhalb der Speicherflüssigkeit ist, somit teilweise nur die Lufttemperatur misst.



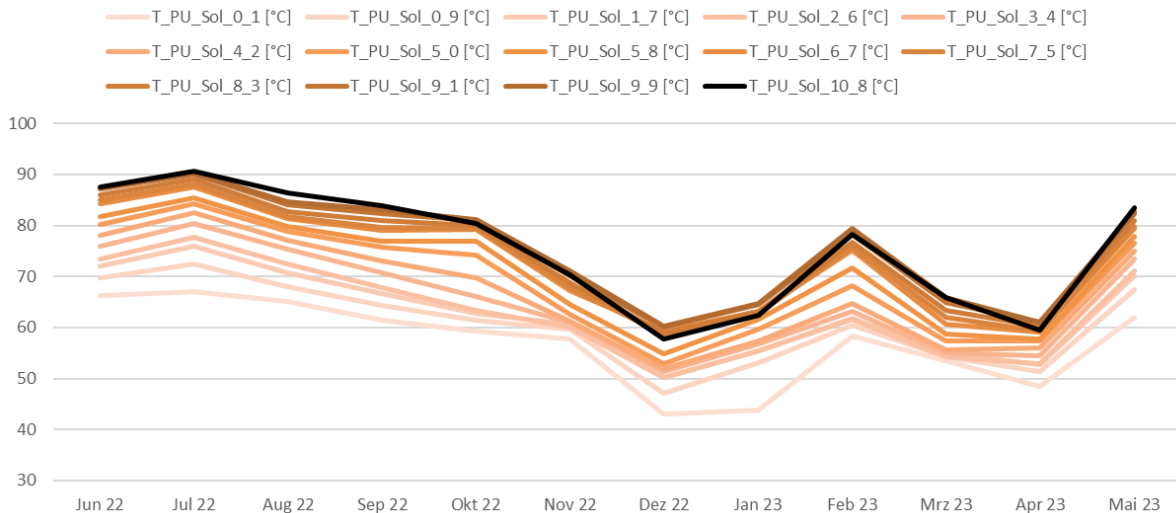


Abbildung 60: Monatliche mittlere Speichertemperaturen des 1000m<sup>3</sup> großen Speichertanks.

### 7.3.4 Vergleich Simulation – Messung

In Abbildung 61 sind die kumulierten solaren Erträge und Solareinstrahlungen von Simulation und Messung dargestellt. Die gesamten spezifischen jährlichen Erträge liegen in der Messung bei 439,4 kWh/m<sup>2</sup> (bei 1166 kWh/m<sup>2</sup> Einstrahlung) und damit um 6,5% unter der Prognose von 469,9 kWh/m<sup>2</sup> (bei 1285 kWh/m<sup>2</sup> Einstrahlung; 9,2% Mindereinstrahlung von Messung zu Prognose). Der nutzbare spezifische Solarertrag beläuft sich dabei auf 389,5 kWh/m<sup>2</sup>, mit 49,9 kWh/m<sup>2</sup> nicht-nutzbarem rückgekühltem Ertrag. Die realen Wetterbedingungen im Frühling 2023 waren schlechter als in der Prognose angenommen. Dieser war kalt und feucht und führte zu niedrigeren Erträgen.

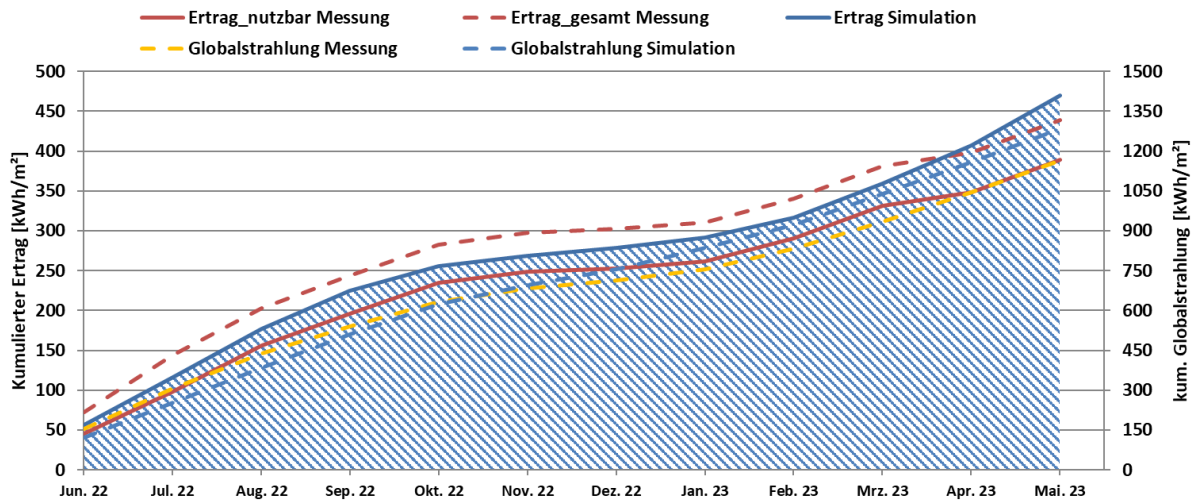


Abbildung 61: Vergleich der prognostizierten und gemessenen kumulierten solaren Erträge und Einstrahlungen des solaren Systems Friesach.

In Abbildung 62 sind die monatlichen solaren Erträge der Simulation und der Messung dargestellt. Der nutzbare Teil ist die Wärmemenge, die an das Netz abgegeben werden kann, der nicht-nutzbare Teil ist Wärme, die durch die nächtliche Rückkühlung abgeführt wird. Zu Beginn der Messperiode performt die Anlage besser als durch die Simulation prognostiziert. Die Einstrahlung ist in den Monaten Juni und Juli 2022 um ca. 20% höher als prognostiziert. Deutlich zu erkennen sind die Mindererträge im April und Mai 2023 (je -66% und -35%). Dies ist zum einen auf die durchgehend schlechten Wetterbedingungen bzw. Einstrahlungen in diesen Monaten zurückzuführen. Außerdem kam es in zu Beginn

des Aprils 2023 zu einem Erdbeben in der Region, was zu einer nachhaltigen Beschädigung der Regelungstechnik und somit technischen Reparaturmaßnahmen führte.

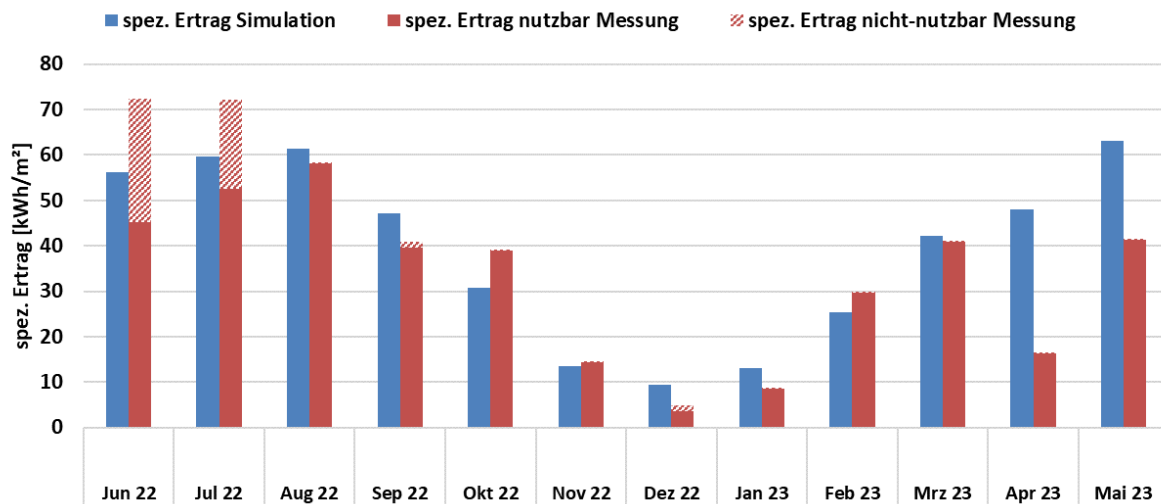


Abbildung 62: Vergleich der monatlich prognostizierten und der gemessenen Erträge des solaren Systems im Wärmenetz Friesach.

Abbildung 63 zeigt die kumulierten jährlichen Wärmebedarfe des Nahwärmenetzes Friesach. Laut Prognose werden 15.696 MWh Wärme benötigt. Die Messung erzielt mit 15.332 MWh eine sehr gute Übereinstimmung (Minderverbrauch von 2,3%).

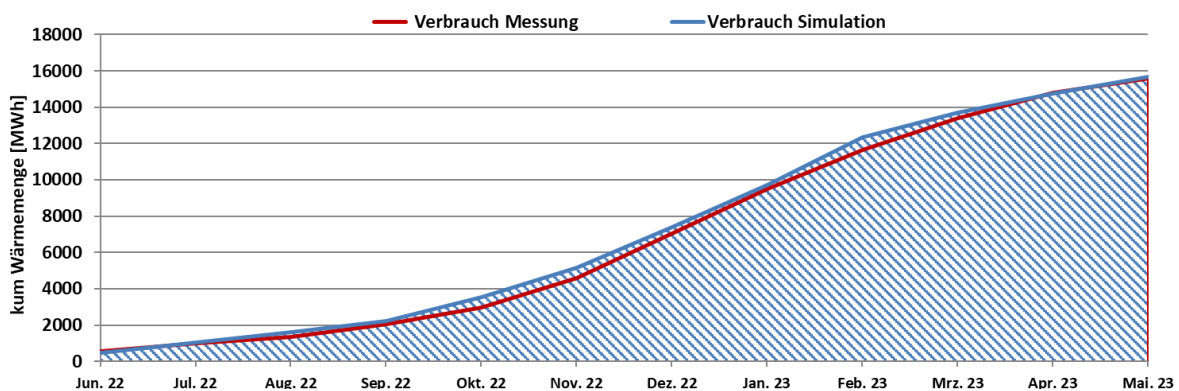


Abbildung 63: Vergleich von Simulation und Messung der kumulierten jährlichen Wärmebedarfe im Nahwärmenetz Friesach.

Abbildung 64 zeigt die monatlichen solaren Deckungen im Nahwärmenetz Friesach. Der Solarertrag in den Monaten April und März 2023 war durch oben erwähnte Gründe sehr gering, womit auch die solare Deckung des Systems in dieser Zeit niedrig ausfällt. Die solare Deckung liegt über den gesamten Betrachtungszeitraum bei 13,7%, die erwartete Deckung von 21,5% konnte damit nicht erreicht werden. Grund hierfür sind u.a. der Systemausfall gegen Ende der Monitoringperiode (siehe oben) sowie die verlängerte Laufzeit der Biomassekessel und dem Betrieb des Ölkessels. Als Vergleich wurde noch der Monat Juni 2023 (außerhalb der Monitoringperiode) dargestellt. In diesem Monat lief die Anlage störungsfrei und konnte einen solaren Deckungsgrad von über 76% erreichen. Der Monatswert Juni 2023 floss dabei nicht in die Bewertung des Gesamtdeckungsgrades mit ein.

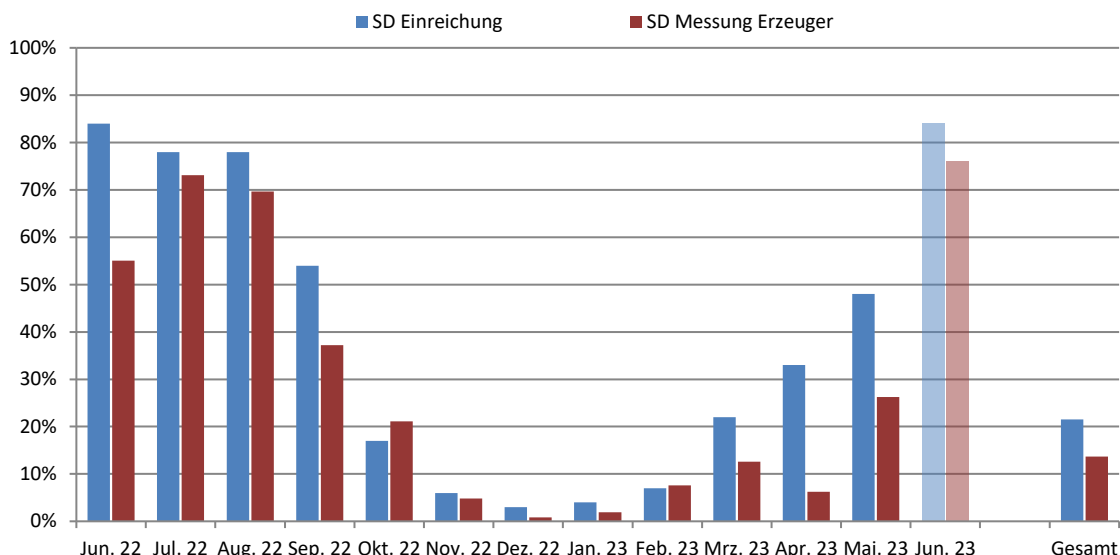


Abbildung 64: Vergleich der prognostizierten und gemessenen solaren Deckung.

### 7.3.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotentiale

#### Verwendung einfach- und doppelverglaster Kollektoren in Reihe

In Abbildung 65 sind die exemplarischen Temperaturverläufe der Vorläufe einer einfach- und einer doppelverglasten Kollektorreihe in Serie einer Testreihe des Teilfeldes B sowie die Rücklauftemperaturen des Gesamtkollektorfeldes dargestellt. Das Arbeitsmedium wird durch die einfachverglaste Kollektorreihe bereits um 14K angehoben ( $T_{\text{Koll\_B3}}$ ). Durch die doppelverglaste Kollektorreihe kann in der Folge einen weiteren Hub von 14K generiert werden ( $T_{\text{Koll\_B2}}$ ). Nach dem die Anlage zum Stillstand kommt kühlen die Kollektoren recht schnell aus. Die Rücklauftemperatur wird direkt am solaren Wärmeübertrager gemessen. Durch leitungsinterne Zirkulation sowie die Positionierung des Temperatursensors innerhalb eines Gebäudes, ist die Auskühlung hier deutlich langsamer.

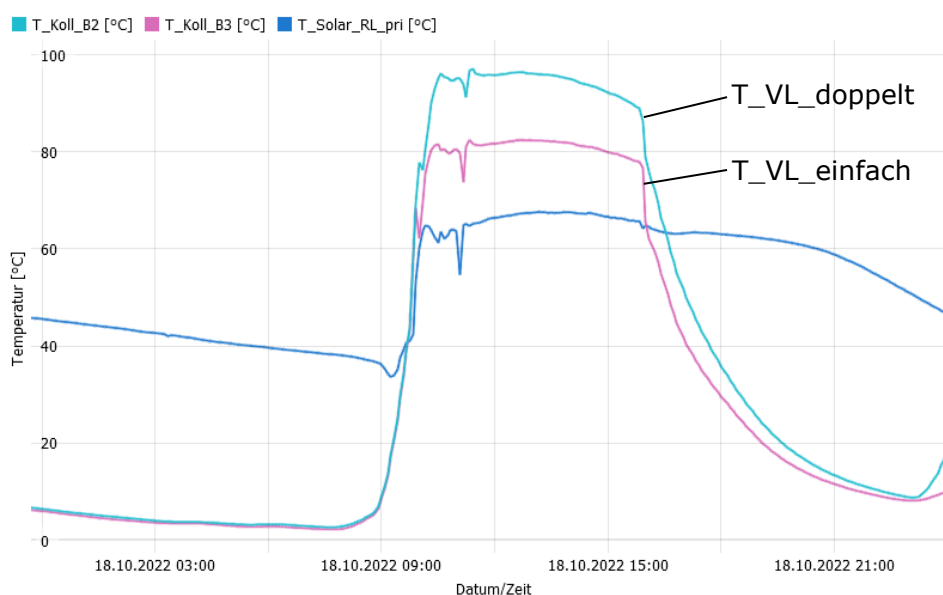


Abbildung 65: Temperaturverlauf des Vorlaufs einer einfach- und einer doppelverglasten Kollektorreihe, sowie des Solarrücklaufs am 18.10.2022.

### Vorwärmen primärer Solarkreis

Zu Tagesbeginn, wenn die Kollektoren sowie die 1,1 km lange Transportleitung zum Heizhaus ausgekühlt sind, wird eine Zirkulation im primärseitigen Solarkreis gefahren, bis die aktuell angestrebte Austrittstemperatur ( $T_{\text{Solar\_prim\_VL}}$ ) erreicht ist. Dann schaltet der Sekundärkreis hinzu und solarer Ertrag wird an das System geliefert. Der Primärkreis ist in einem Zeitrahmen von 4-6 min auf Temperatur gebracht, bevor der Sekundärkreis aktiv wird. Im oberen Teil von Abbildung 66 sind die ersten 10 Betriebsminuten der Volumenströme im solaren Primärkreis übereinandergelegt dargestellt. Im unteren Teil der Abbildung sind die dazugehörigen Durchflüsse im solaren Sekundärkreis aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass der zeitliche Versatz der Durchflüsse im Schnitt 5 min beträgt. Auf diese Weise lässt sich das Anfahrts- bzw. Aufwärmverhalten analysieren.

In Abbildung 67 sind die Anzahl der Tage sowie die akkumulierten Wärmeverluste der solaren primärseitigen Zirkulation abgebildet. In den Monaten Juni bis September 2022 musste keine Zirkulation betrieben werden. In den restlichen Monaten war die Zirkulation an insgesamt 73 Tagen aktiv, mit den Monaten Februar und März mit jeweils 19 und 18 Tagen am häufigsten. Dabei kamen insgesamt knapp 975 kWh Wärmeverluste auf (Vgl. gesamt umgesetzte Solarwärme 2.368 MWh).

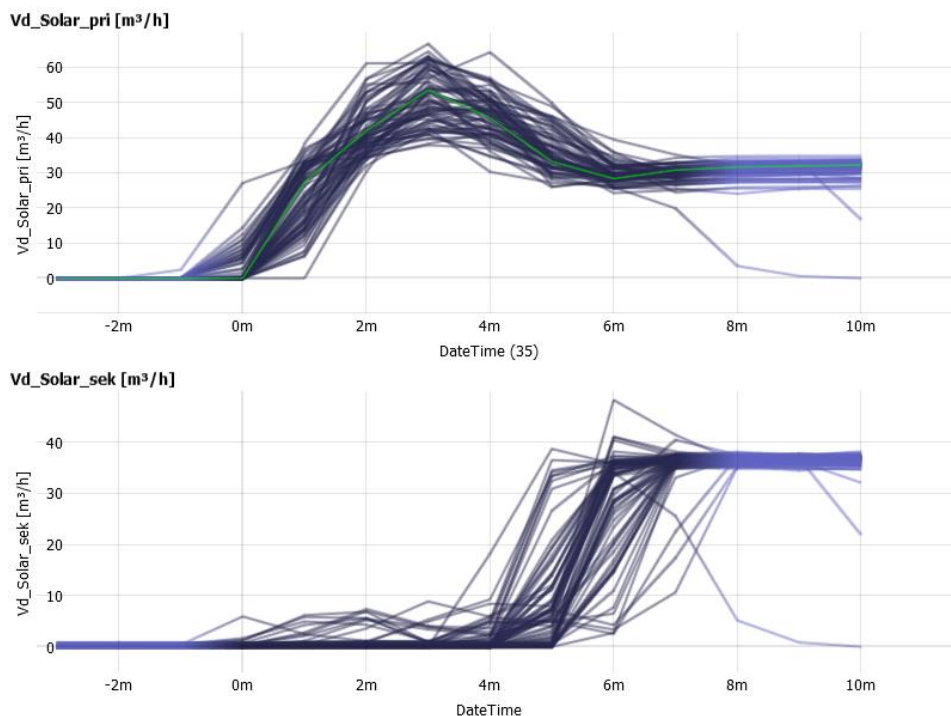


Abbildung 66: Durchflüsse im solaren Primärkreis (oben) und Sekundärkreis (unten). Die Durchflüsse sind am lokalen Maximum des primärseitigen Durchflusses ausgerichtet ( $VD_{\text{Solar\_pri}}$ ).

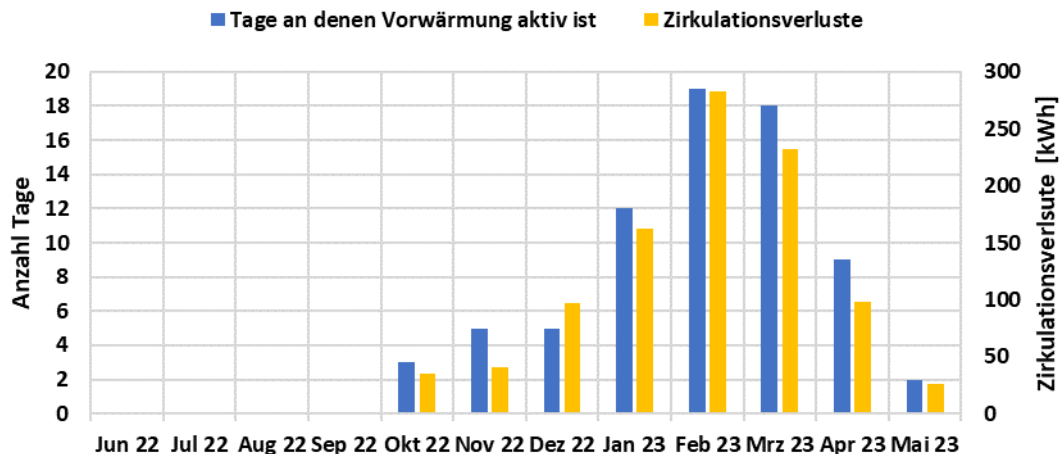
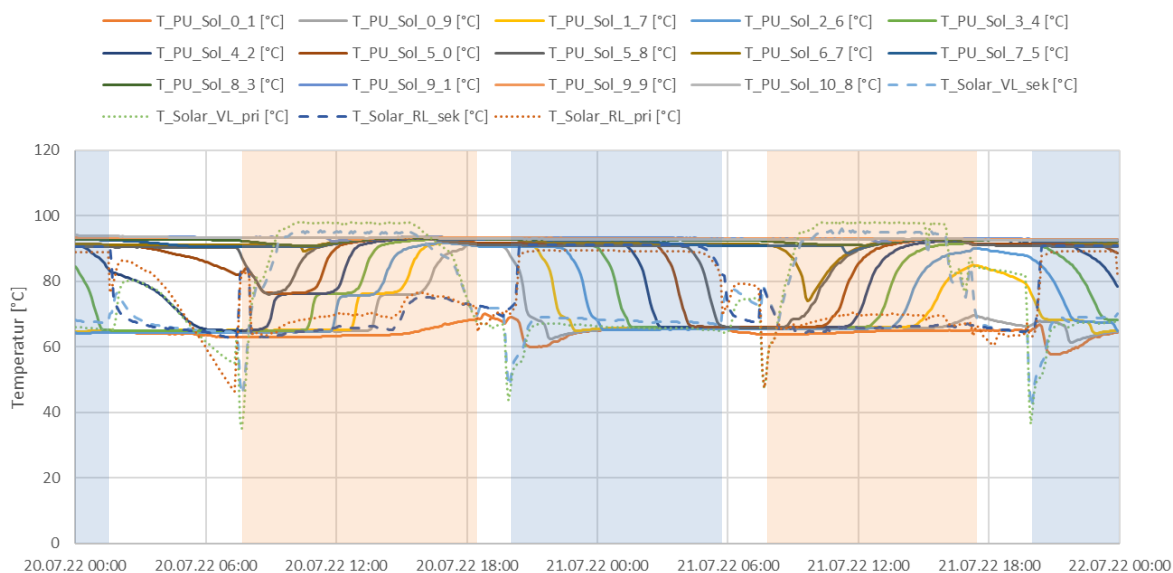


Abbildung 67: Tage an denen Zirkulation auftrat und Zirkulationsverluste im solaren Primärkreis.

### Rückkühlung des Solarspeichers

Abbildung 68 zeigt oben die Speichertemperaturen sowie die solaren primär- und sekundärseitigen Vor- und Rücklauftemperaturen an zwei Tagen im Juli 2022 mit sehr guten Einstrahlungswerten. In der unteren Abbildung sind die dazugehörigen Volumenströme der solaren Primär- und Sekundärseite sowie die Globalstrahlung aufgetragen. Es sind dabei zwei Betriebszustände dargestellt. Zum einen die solare Beladung des Speichers (orange Felder) sowie die Speicherrückkühlung (blaue Felder). Während der Speicherbeladung ist der schichtweise Anstieg der Temperaturen im Speicher sehr gut nachzuvollziehen. Der Speicher kann dabei beinahe vollständig auf eine Speichermaximaltemperatur von 95°C durchgeladen werden.

Um nun aber eine Stagnation der Solaranlage zu verhindern, wird in der Nacht eine Rückkühlung gefahren, die es schafft die Hälfte des Speichers um 30K auf eine Temperatur von 65°C herunterzukühlen. Dazu wird Wärme aus dem Speicher in den Kollektoren zirkuliert, welche diese zum Teil konvektiv an die Umgebungsluft abgeben und zum Teil an den Nachthimmel abstrahlen.



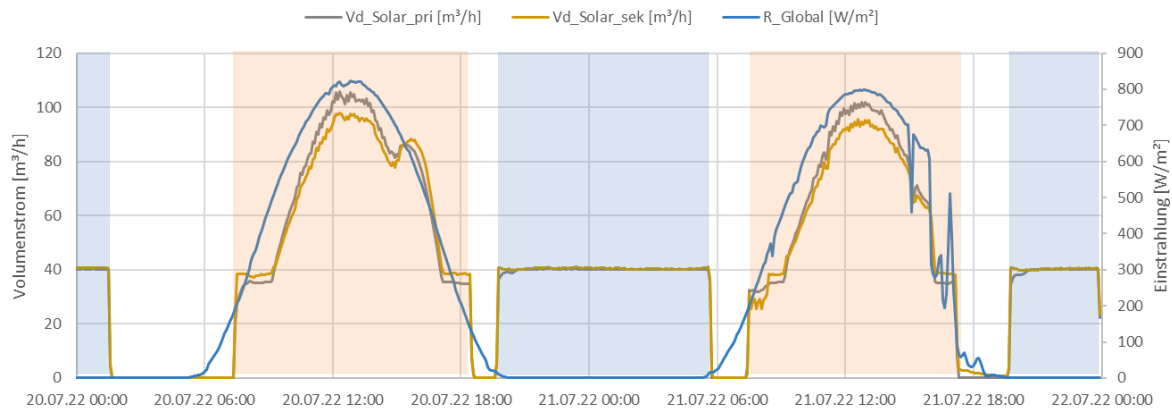


Abbildung 68: Oben: Speichertemperaturen sowie solare primär- und sekundärseitige Vor- und Rücklaufumflüsse. Unten: solare primär- und sekundärseitigen Durchflüsse, sowie Einstrahlung.

In Abbildung 69 ist das Temperatur-Wärme-Diagramm der solaren Primär- und Sekundärseite dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die gewichteten mittleren Temperaturen der Vorläufe (primär: 92,5°C, sekundär: 89,4°C) und Rückläufe (primär: 66°C, sekundär: 62,9°C) eine nahezu deckende Übereinstimmung aufweisen. Mit einer Grädigkeit von nur ca. 3K kann die Anlage optimal betrieben werden. Durch die niedrigen Rücklaufumflüsse in die Solaranlage ist ein effizienter Betrieb gewährleistet. Es wird ein solarer Deckungsgrad von 13,7% erreicht.

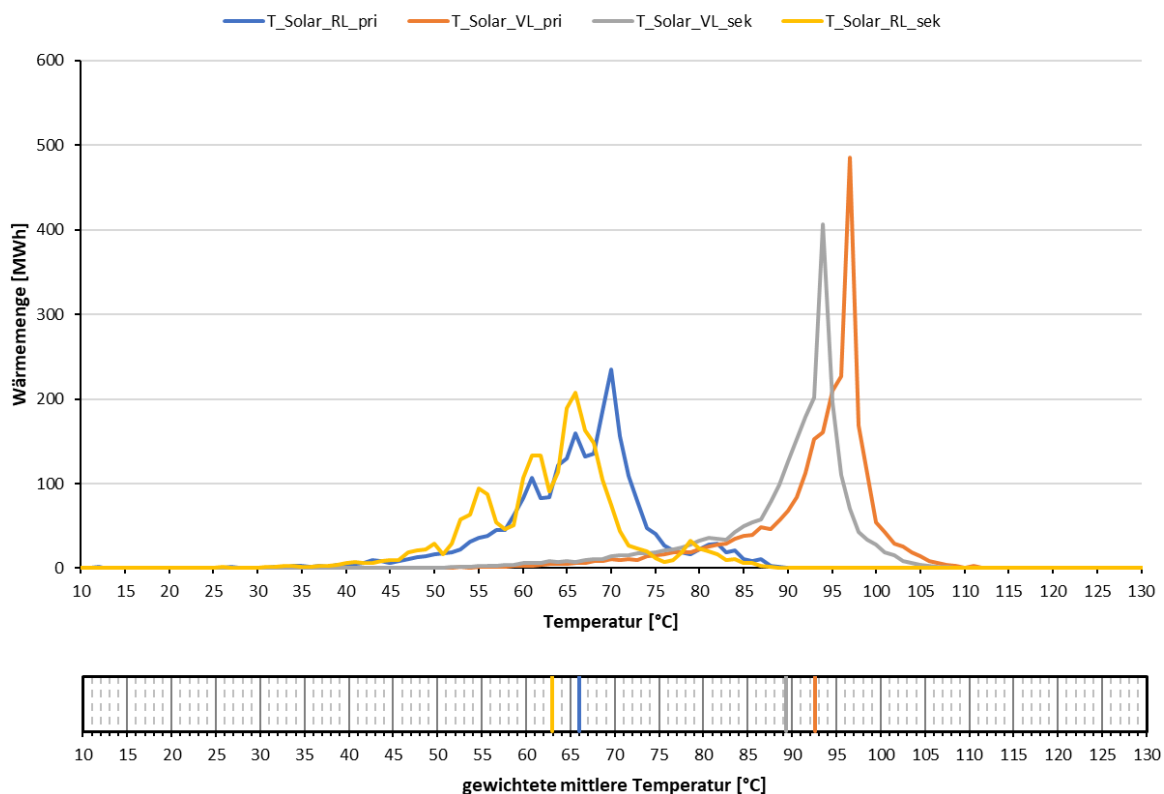


Abbildung 69: Temperatur-Wärme-Diagramm der solaren Primär- und Sekundärseite.

In Abbildung 70 ist das Temperatur-Wärme-Diagramm der Feuerungsanlagen sowie des Wärmenetzes Friesach dargestellt. Das Netz wird auf einem deutlich definierten Temperaturniveau von 90/55°C betrieben. Die größte Wärmemenge wird vom Biomassekessel 2 geliefert auf einem mittleren gewichteten Niveau von 93,4/64,2°C. Gefolgt vom Biomassekessel 1 auf 92,8/70°C. Die Vorlaufumflüsse der größten Erzeuger decken sich somit sehr gut mit den Netztemperaturen.



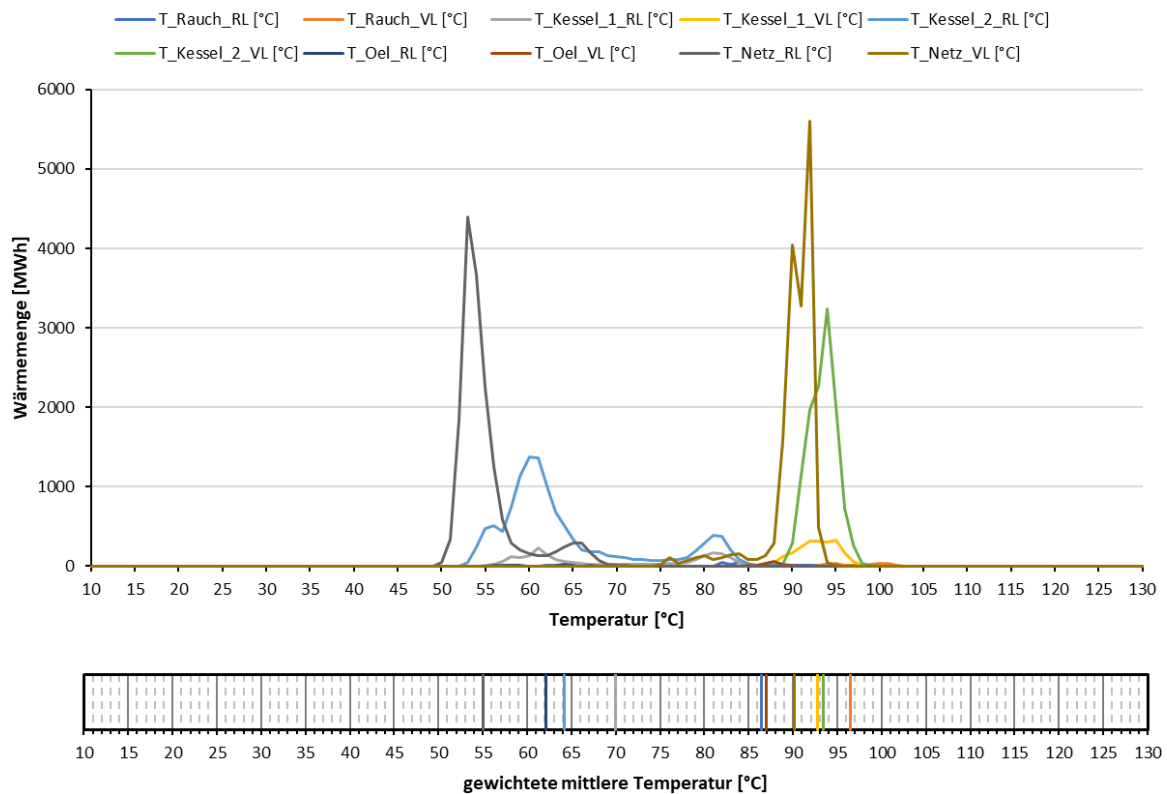


Abbildung 70: Temperatur-Wärme-Diagramm der Verbrennungsanlagen sowie des Wärmenetzes.

### 7.3.6 Anlagen Status Quo

Im Kontext des Betriebs fällt auf, dass der Ölkessel nach wie vor in Verwendung ist, obwohl die Biomassekessel gemeinsam mit der Solaranlage in der Lage wären, seine Leistung problemlos zu substituieren. Bis dato bleibt jedoch ein klarer Grund für diese Fortführung unersichtlich. Zudem war im vergangenen April ein Betriebsausfall zu verzeichnen, dessen Ursache genauer beleuchtet werden sollte.

Nichtsdestotrotz zeigt sich der Gesamtbetrieb überwiegend positiv, mit vielversprechenden Ergebnissen, die für zukünftige Phasen ermutigend sind. Besonders hervorzuheben ist dabei die erfolgreiche Anwendung von einfach- und doppeltverglasten Kollektoren in Kombination.

Es sei darauf hingewiesen, dass der Betrieb der Gesamtanlage eine gewisse Komplexität aufweist, die spezifisches Know-how über die Anlage erfordert. Um eine reibungslose Funktionalität aufrechtzuerhalten und das volle Potenzial der Anlage auszuschöpfen, ist es von wesentlicher Bedeutung, dass das Betreuungspersonal über das notwendige Fachwissen verfügt, um eventuelle Herausforderungen angemessen anzugehen und das System effektiv zu managen.

## 7.4 Nahwärme Mürzzuschlag, Stmk.

### 7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Mürzzuschlag
<u>Adresse:</u>	8680 Mürzzuschlag
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	7. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2016
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Einspeisung in ein Nahwärmenetz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	5.043 m <sup>2</sup> Hochleistungs-Flachkollektor (406 x KBB K5 GigaPlus)
<u>Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3x60 m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	367,3 kWh/(m <sup>2</sup> a) (Messung, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit Juni 2023. Aufgrund eines techn. Gebrechens wurde die Regelung im Technikraum vollständig zerstört. Durch die langen Lieferzeiten von elektronischen Bauteilen (Relikt aus Covid-Zeiten) musste die begonnene Monitoringperiode für 1 Jahr unterbrochen werden. Da die Anlage erweitert wird und auch die neue Gesamtanlage in der Begleitforschung ist, wurde die Datenverbindung aufrechterhalten. Für die Betrachtung der ersten Anlage konnte so ein vollständiges Monitoringjahr ohne Datenlücken gewählt werden.
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das gegenständliche Solarthermieprojekt speist in das Fernwärmenetz Mürzzuschlag ein, das einen hohen Bedarf an Erdgas hat. Neben Erdgas wird der Jahreswärmebedarf von rund 25 GWh mit Hackgut aufgebracht. Ziel des Projekts ist es, eine möglichst hohe solare Deckungsrate im Sommer zu erzielen, um eine möglichst hohe Reduktion des Erdgasbedarfs zu erzielen.

Die Großflächenkollektoren mit einer Bruttofläche von 5.043 m<sup>2</sup> der Firma KBB wurden als Freiflächenanlage auf einer Wiese realisiert. Das Kollektorfeld liegt direkt an der neu gebauten Fernwärmeleitung (DN100), ist nach Süden ausgerichtet und ist mit einem Winkel von 30° zur Horizontalen aufgeständert. Die Anlage soll etwa 2.185 MWh/a liefern und 8,7 % des Gesamtjahresbedarfs decken. Im Schnitt sollen ca. 57% des Sommerbedarfs abgedeckt werden, an schönen Sommertagen im Juli soll eine Solare Deckung bis 90% erzielt werden.



Abbildung 71: Luftaufnahme der Solaranlage mit den drei jeweils 60 m<sup>3</sup> Pufferspeichern im Vordergrund. (Quelle: SOLID Solar Energy Systems GmbH)

#### 7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Nahwärme Mürzzuschlag“ ist als Hydraulikschema in Abbildung 72 dargestellt.

Die Solarwärme wird über einen Plattenwärmetauscher temperaturabhängig in die Pufferspeicher (3x 60 m<sup>3</sup> in Serie) und von dort ins Netz eingespeist. Vom Fernwärmenetz kann Pufferspeicher 1 bidirektional genutzt werden, das heißt, er kann vom Netz sowohl geladen als auch entladen werden.

Die Solaranlage besteht aus 38 parallel verschalteten Reihen. Jede Reihe besteht aus zwei seriell verschalteten Feldern, welche aus 5 bis 6 parallel verschalteten Kollektoren zusammengesetzt sind.

Das Monitoringkonzept umfasst 3 Wärmemengenzähler, 22 Temperatursensoren, 3 Ventilstellungen und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

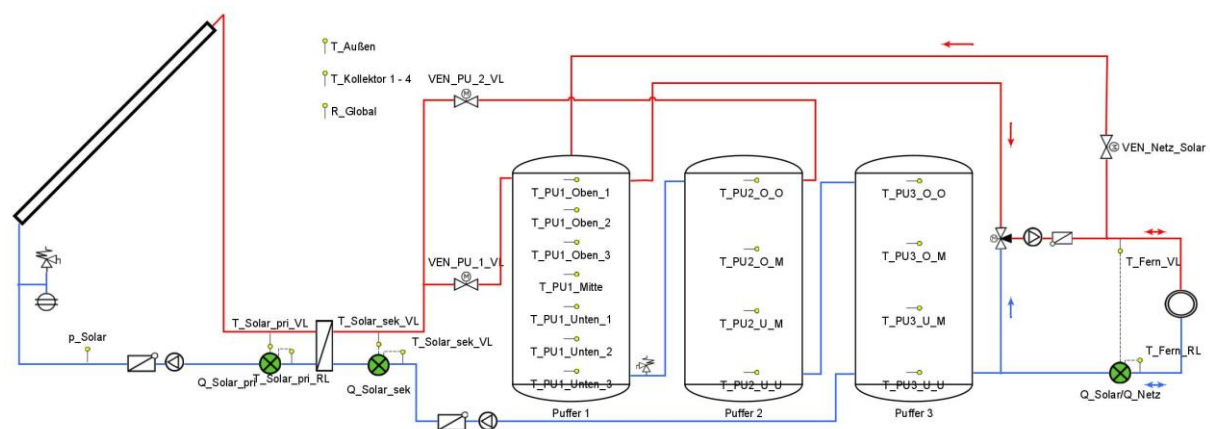


Abbildung 72: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme Mürzzuschlag“. (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solaranlage

R_Global	Globalstrahlung in Kollektorebene
T_Koll_1-9	Kollektorfühler Feld 1 - 9
T_Solar_pri_VL	Solar Vorlauf Primär
T_Solar_pri_RL	Solar Rücklauf Primär
p_Koll	Druck Solar Primär
Q_Solar_pri	Energie Primär
V_Solar_pri	Volumen Primär
T_Solar_pri_VL	T-Vorlauf Primär
T_Solar_pri_RL	T-Rücklauf Primär
P_Solar_pri	Leistung Primär
Vd_Solar_pri	Durchfluss Primär
Q_Solar_sek	Energie Sekundär
V_Solar_sek	Volumen Sekundär
T_Solar_sek_VL	T-Vorlauf Sekundär
T_Solar_sek_RL	T-Rücklauf Sekundär
P_Solar_sek	Leistung Sekundär
Vd_Solar_sek	Durchfluss Sekundär

#### Übergabe Solar/Netz

Q_Solar/Q_Netz	Energie Solar an Netz/ Netz an Puffer
V_Solar	Volumen Solar an Netz
V_Netz	Volumen Netz an Puffer
T_Fern_VL	T-Vorlauf
T_Fern_RL	T-Rücklauf
P_Fern	Leistung
Vd_Fern	Durchfluss

#### Pufferspeicher

T_PU1_Oben_1	Temperatur Puffer 1 Oben 1
T_PU1_Oben_2	Temperatur Puffer 1 Oben 2
T_PU1_Oben_3	Temperatur Puffer 1 Oben 3
T_PU1_Mitte	Temperatur Puffer 1 Mitte
T_PU1_Unten_1	Temperatur Puffer 1 Unten 1
T_PU1_Unten_2	Temperatur Puffer 1 Unten 2
T_PU1_Unten_3	Temperatur Puffer 1 Unten 3
T_PU2_O_O	Temperatur Puffer 2 Oben Oben
T_PU2_O_M	Temperatur Puffer 2 Oben Mitte
T_PU2_U_M	Temperatur Puffer 2 Unten Mitte
T_PU2_U_U	Temperatur Puffer 2 Unten Unten
T_PU3_O_O	Temperatur Puffer 3 Oben Oben
T_PU3_O_M	Temperatur Puffer 3 Oben Mitte
T_PU3_U_M	Temperatur Puffer 3 Unten Mitte

T\_PU3\_U\_U                      Temperatur Puffer 3 Unten Unten

Ventilstellungen

VEN\_PU\_1\_VL                    Ventil Puffer 1 VL  
 VEN\_PU\_2\_VL                    Ventil Puffer 2 VL  
 VEN\_Netz\_Solar                Umschaltventil Netz Solar  
 MI\_Fern\_VL                      Mischerstellung Fernwärme VL

Sonstige

T\_Aussen                        Außentemperatur

**7.4.3 Energiebilanz**

In Abbildung 73 ist die Energiebilanz der solaren Erzeugungs- und Speicheranlage „Nahwärme Mürzzuschlag“ auf Monatsbasis dargestellt. Die Bilanzierung ist ausschließlich über das Solarfeld und den angeschlossenen Speichern durchgeführt.

Die Inputsäulen enthalten neben dem solaren Eintrag („Q-Solar“) einen weiteren Balken („Speicherentladung“). Die Speicherentladung wird aus den Temperaturdifferenzen der jeweiligen Speicherschichten zwischen Monatsanfang und -ende errechnet und sind als Wärmequelle zu verstehen. Parallel dazu enthalten die Output-Säulen neben der an das Netz abgegebenen Energie („Q-Netz“) den Balken („Speicherbeladung“), welche umgekehrt, bei am Ende des Monats höheren Temperaturen als zu Beginn, als Senke zu verstehen sind.

Der Pufferspeicher 1 kann außerdem von der Netzseite her bidirektional betrieben werden, das heißt durch Erzeugungsanlagen im Netz beladen werden. Dieser Betriebszustand trat effektiv an 14h im Jahr auf (11h im November 2022 und 3h im Mai 2023) mit einem Wärmeeintrag in den Speicher von ca. 7'900 kWh.

Die Differenzen zwischen quell- und senkenseitigen Energiemengen sind Wärmeverluste der Speicher und Rohrsysteme an die Umgebung.

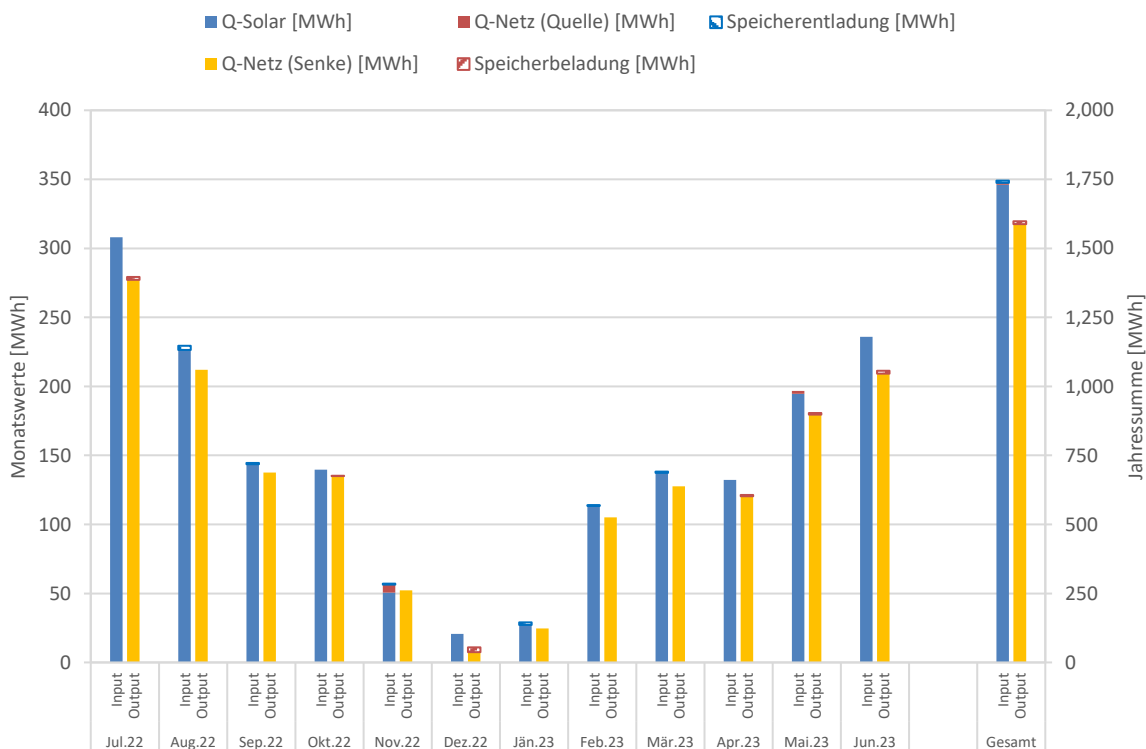


Abbildung 73: Energiebilanz der solaren Erzeugungs- und Speicheranlage Mürzzuschlag.

In Abbildung 74 sind die mittleren monatlichen Temperaturen der drei in Reihe geschalteten Pufferspeicher im solaren System Mürzzuschlag dargestellt. Durch die Betriebsführung der Speicher, in der Puffer 3 durch den Rücklauf des Wärmenetzes, und umgekehrt Puffer 1 durch den Vorlauf der solaren Anlage zuerst durchströmt werden, bildet sich eine entsprechende Temperaturschichtung aus. Der Solarstrahlung folgend sind die Temperaturen in den Wintermonaten niedriger als in den Sommermonaten.

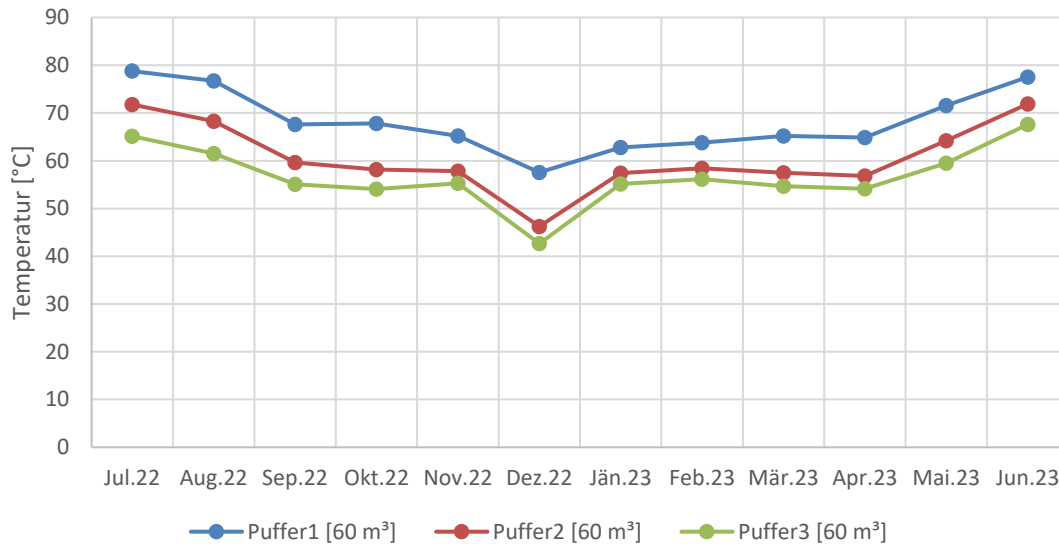


Abbildung 74: Mittlere monatliche Speichertemperaturen der drei Pufferspeicher im solaren System Mürzzuschlag.

#### 7.4.4 Vergleich Simulation – Messung

Abbildung 75 zeigt den Vergleich der zur Einreichung durch Simulationen prognostizierten Erträge des Solarsystems zu den tatsächlich erreichten Messwerten, sowie die Globalstrahlung in die Kollektorebene, im Betrachtungszeitraum Juli 2022 – Juni 2023.

Laut Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 471 kWh/m<sup>2</sup>/a bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1236 kWh/m<sup>2</sup> erwartet. Der gemessene Ertrag liegt mit 367,3 kWh/m<sup>2</sup>/a deutlich unter der Prognose (Minderertrag von -22%). Die gemessene Einstrahlung liegt mit 1203,2 kWh/m<sup>2</sup> im Bereich der Prognose (-2,7%).

Die im Vergleich zur Simulation geringeren Erträge der Solaranlage sind dadurch zu begründen, dass in der Simulation zur Einreichung ein deutlich niedrigeres Temperaturniveau für die Kollektoren angenommen wurde als tatsächlich im Betrieb herrscht. Aus der Simulationsbeschreibung geht hervor, dass die Kollektormitteltemperatur mit 65°C angenommen wurde. Die Messwerte zeigen aber, dass allein die Kollektorrücklauftemperatur durchschnittlich bereits bei über 75°C liegt. Die Kollektormitteltemperatur liegt gemessen bei durchschnittlich 84,5°C und somit 20K über der Annahme in der Simulation, was in der Realität zu höheren Verlusten, einer niedrigeren Effizienz und folglich auch zu niedrigeren Erträgen führt.



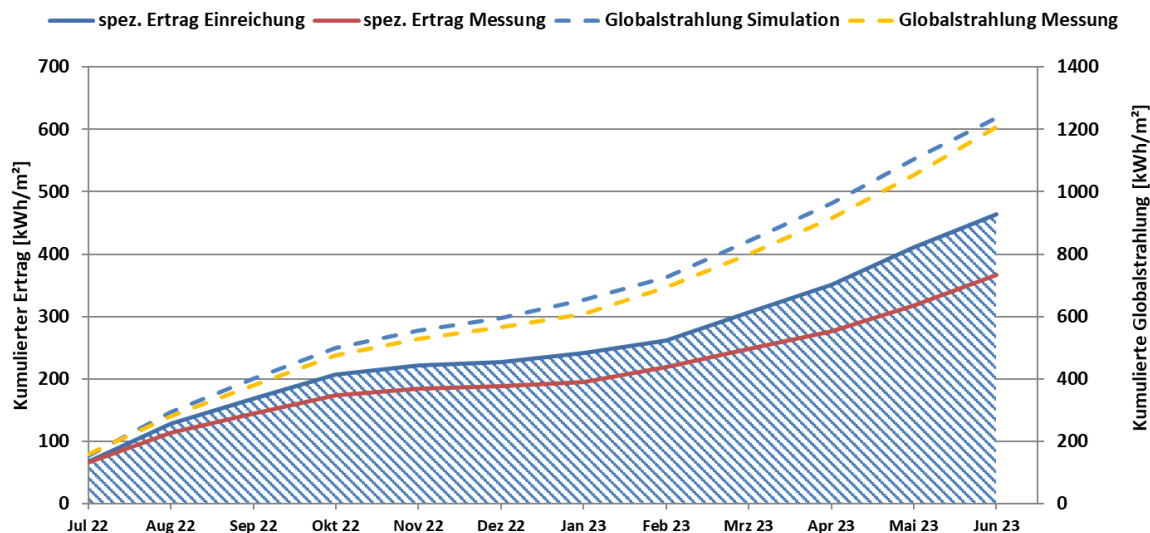


Abbildung 75: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in die Kollektorebene für die solare Anlage Mürzzuschlag (kumuliert).

Abbildung 76 zeigt die erwarteten und real gemessenen monatlichen Wärmeeinträge der Solaranlage in das Fernwärmenetz.

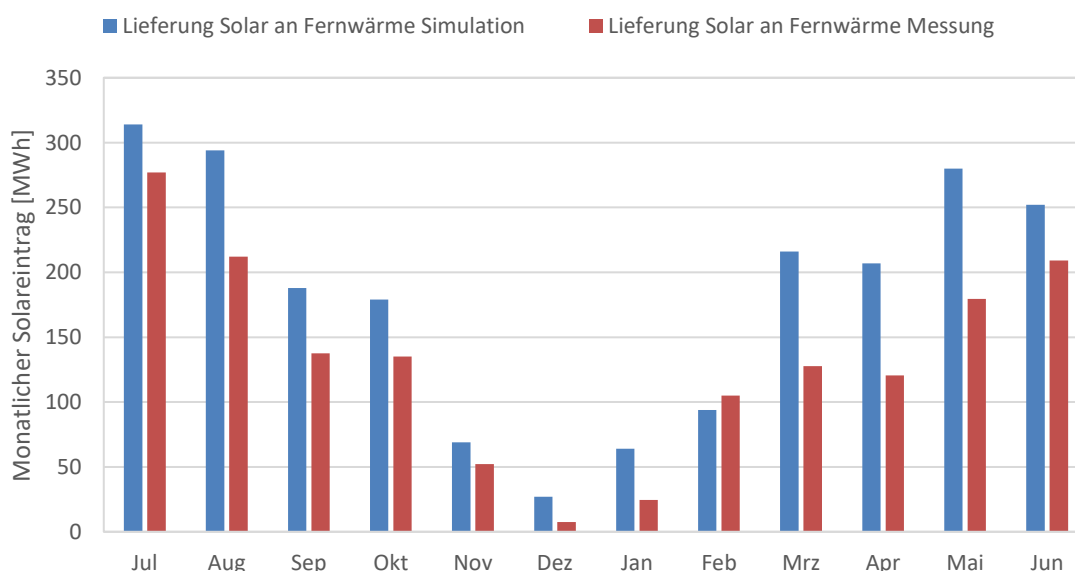


Abbildung 76: Prognostizierte und gemessene monatliche solare Energiemenge an das Fernwärmenetz.

Da für den Gesamtverbrauch des Wärmenetzes oder den Verbrauchsdaten der Erdgas- und Hackgutfeuerungsanlagen keine Messdaten vorliegen, ist eine Bilanzierung für den solaren Deckungsgrad nicht möglich.

#### 7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotentiale

In Abbildung 77 ist der Tagesverlauf von Speicherschichttemperaturen (Puffer 1, 2 und 3 jeweils oben und unten) an einem sonnigen Apriltag (05.04.2023) dargestellt. Die Einstrahlung lag an diesem Tag bei maximal 1.110 W/m². Parallel dazu sind in Abbildung 78 die Volumenströme der Primär- und Sekundärseite der Solaranlage und die Solarstrahlung dargestellt.

Die Solaranlage wird mit Hilfe einer internen Vorwärmung (Zirkulation) betrieben (grünes Feld). Ist zu Tagesbeginn eine Mindesteinstrahlung von ca. 250 W/m<sup>2</sup> erreicht, läuft die primärseitige Pumpe an, um den Kollektorkreis auf Temperatur zu bringen. Ist das geforderte Temperaturniveau am Kollektorausgang (oberste Speicherschicht Puffer 1) überschritten läuft auch der Sekundärkreis an und beginnt den Speicher zu beladen (blaues Feld). Dadurch, dass das Speichersystem druckbehaftet ist, können zeitweise auch Temperaturen von über 100°C akzeptiert werden. Während des Tagesverlaufs wird zwar bereits Wärme aus den Speichern entnommen, die Leistung des Solarfeldes ist aber so groß, dass die Speichertemperaturen ansteigen.

Die Speicherentladung ist anhand der Temperaturkurven gut nachvollziehbar (rotes Feld). Durch den Netzzurücklauf wird zuerst die unterste Schicht in Puffer 3 erreicht, diese Temperaturfront schiebt sich weiter durch Puffer 2 bis letztendlich die oberste Schicht in Puffer 1 erreicht wird und abkühlt. Fällt die Speichertemperatur unter die Netzsolllvorlauftemperatur (75°C) endet die Versorgung durch das Solar-/Speichersystem und der Volumenstrom der Netzeinspeisung geht zu 0.

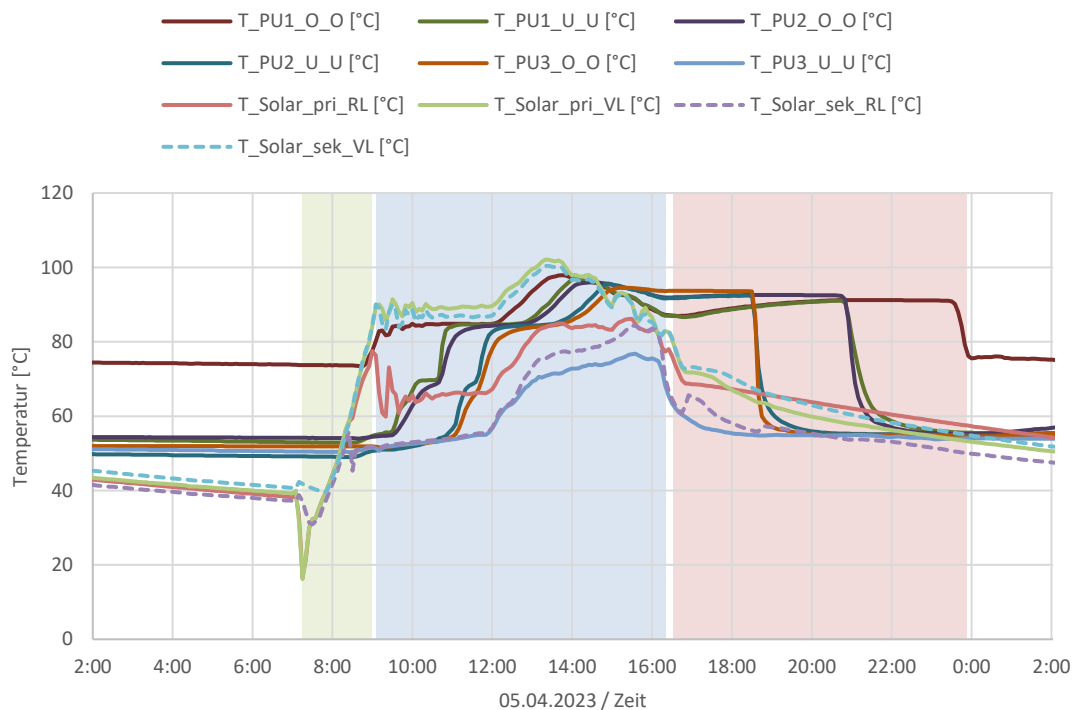


Abbildung 77: Temperaturverlauf der Speicher, der solaren Primär- und Sekundärseite. Grün: Primärkreis-zirkulation, Blau: Speicherbeladung, Rot: Speicherentladung.

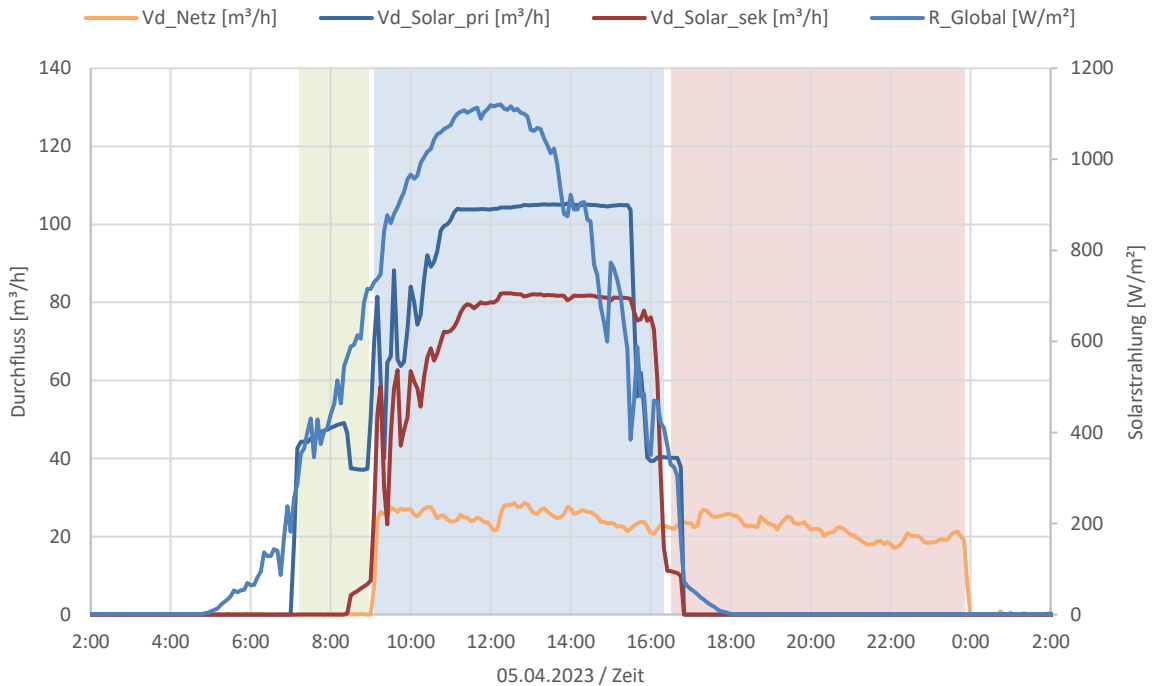


Abbildung 78: Durchflussraten der solaren Primär- und Sekundärseite sowie Solarstrahlung. Grün: Primärkreiszirkulation, Blau: Speicherbeladung, Rot: Speicherentladung.

### Ladung der Speicher durch Anlagen im Netz

In Abbildung 79 sind die Temperaturverläufe der Speicher während der Beladung mit Wärme aus dem Netz sowie die entsprechende Ladeleistung dargestellt. Da derselbe Wärmemengenzähler wie bei der Einspeisung ins Netz verwendet wird, sich hierbei aber die Flussrichtung umkehrt, wird die Ladeleistung als negativ gemessen.

Umgekehrt zur Entladung erreicht die warme Zuladung zuerst die oberste Speicherschicht und schiebt die Temperaturfront nach und nach von oben nach unten durch die Speicher hindurch.

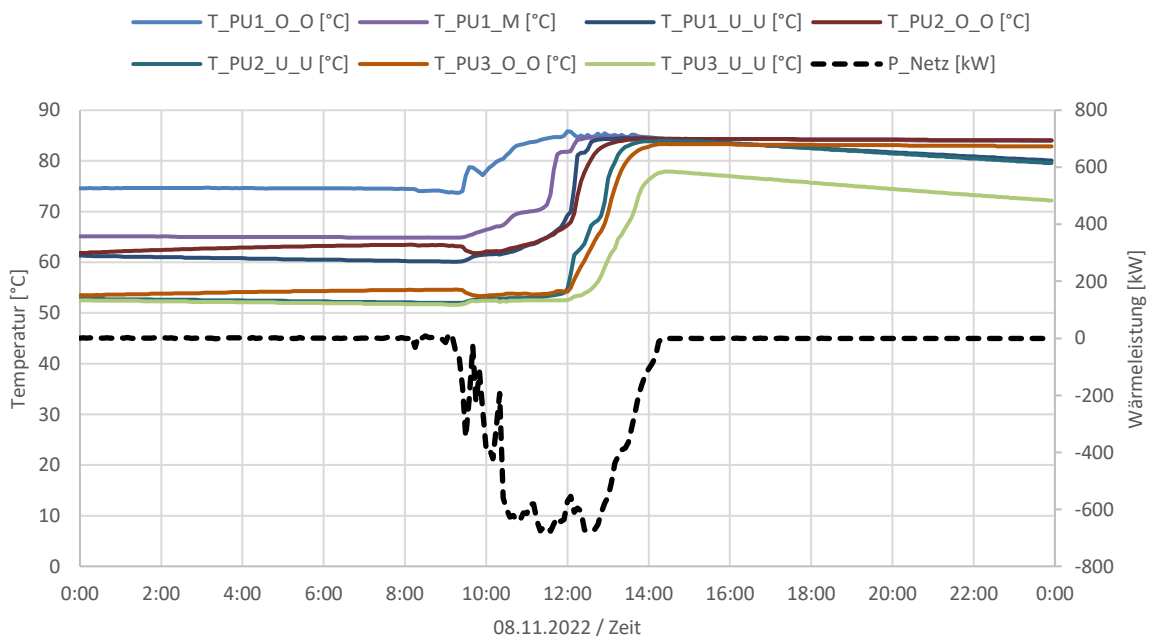


Abbildung 79: Temperaturverläufe der Speicher 1,2 und 3 während bidirektionaler Beladung aus dem Netz und Wärmeleistung.

### Auskühlkurven der Kollektoren

In Abbildung 80 sind die Temperaturverläufe der untersten vier Kollektorreihen sowie die Außentemperatur dargestellt. In diesen Verläufen ist zu erkennen, dass die Temperatursensoren der Anlage, nachdem sie zum Stillstand gekommen ist, einen Anstieg verzeichnen. Als Erklärung ist hier leitungs- und kollektorinterne Zirkulation heranzuziehen. In der Nacht, vor allem bei niedrigen Umgebungstemperaturen, kühlen die Kollektoren sehr schnell ab, wohingegen die gut isolierten Rohrleitungen, vor allem Erdleitungen, sehr lange eine hohe Mediumtemperatur halten. Das abkühlende Medium in den Kollektoren sinkt Richtung Rücklaufleitung, somit strömt warmes Medium von der Vorlaufleitung nach oben zum Sensor. Bei der Anlage in Mürzzuschlag sitzen die Vorlauf-Temperatursensoren am Kollektorausgang am Ende der jeweiligen Reihe. Aufgrund der Hanglage ist dies auch jeweils ein Hochpunkt, ca. 3 Meter über der heißen Vorlaufleitung.

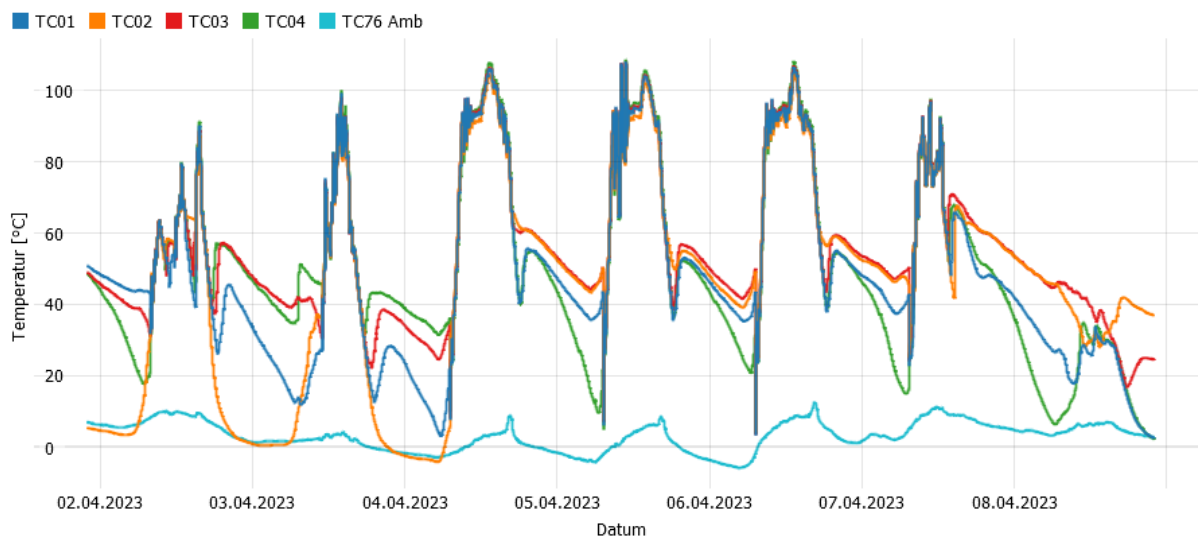


Abbildung 80: Temperaturverläufe der Kollektortemperaturen [Kollektorreihen 1-4] sowie der Außentemperatur über eine Woche.

In Abbildung 81 sind die Wärmemengen im Verhältnis zum jeweiligen Temperaturniveau der Solaranlage sowie der Netzeinspeisung (Vorlauf- und Rücklauf Temperaturniveau jeweils in Orange- bzw. Blautönen) dargestellt. Wärme wird in das Netz auf einem mittleren Temperaturniveau von 85°C/57°C gespeist, das solare Gesamtsystem liefert liefert Wärme auf einem mittleren gewichteten Temperaturniveau von 91°C. Die Netz-Rücklauftemperaturen von 57°C decken sich dabei annähernd mit denen der Sekundärseite der Solaranlage von ca. 62°C. Die primärseitigen Rücklauftemperaturen der Solaranlage liegen deutlich höher bei 73°C. Hierbei könnte eine etwaige Vergrößerung des solaren Wärmetauschers dazu beitragen die Temperaturen zu verringern und eine höhere Effizienz des Solarsystems zu erzielen.

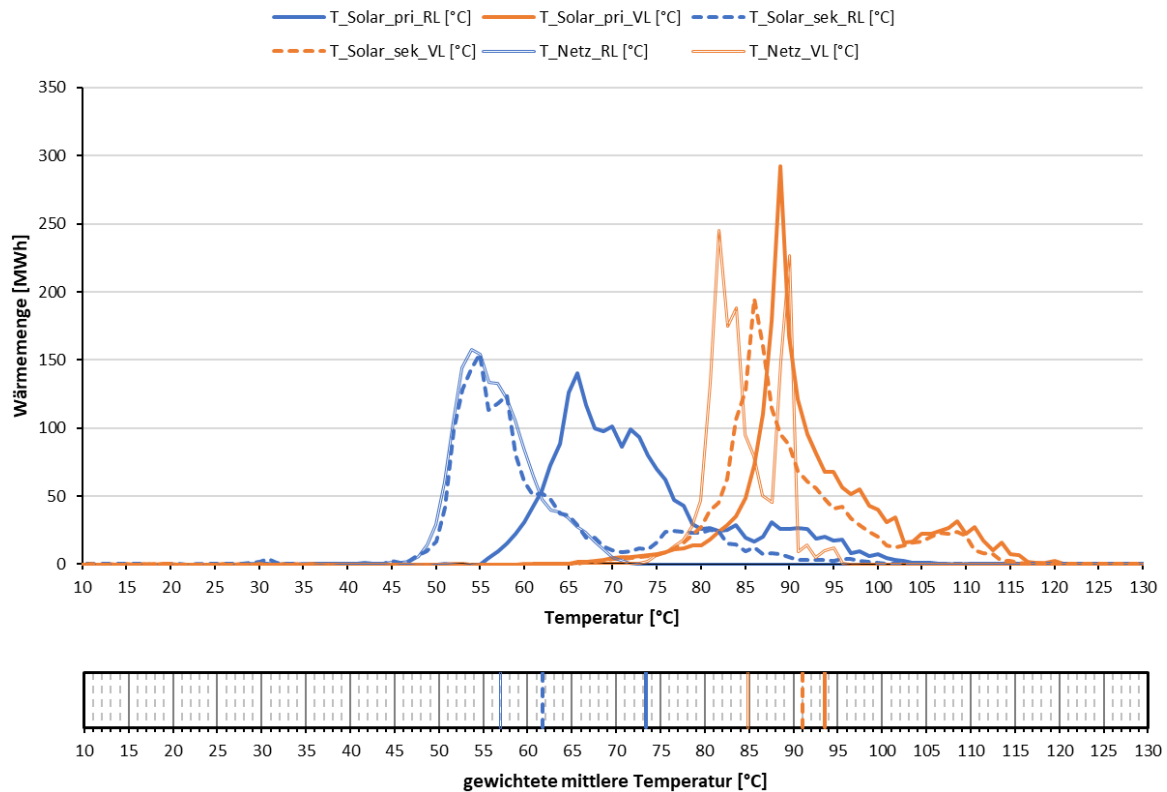


Abbildung 81: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage – primär, sekundär und Netz in der Monitoringperiode.

#### 7.4.6 Anlagen Status Quo

Die Messdaten bestätigen, dass die solare Einspeisung in das Fernwärmenetz von Mürzzuschlag reibungslos funktioniert. Die Reparaturarbeiten, die zu Beginn der ursprünglich geplanten Messperiode durch einen technischen Defekt erforderlich waren, haben sich lieferbedingt leider sehr lange herausgezögert, sich aber als erfolgreich erwiesen und der Betrieb läuft nun äußerst stabil. Während der gesamten folgenden Messperiode traten keine weiteren Zwischenfälle auf.

Das hydraulische System für die Integration der Solarenergie in das Fernwärmenetz Mürzzuschlag ist vergleichsweise unkompliziert und technisch wenig anspruchsvoll. Dadurch gestaltet sich die Wartung und Betreuung der Anlage für den Betreiber als zeitlich gut machbar, ohne großen Aufwand betreiben zu müssen.

Es ist geplant, die Anlage durch eine Erweiterung, um ca. 2000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und vier weitere Tankspeicher mit einer Kapazität von insgesamt 240 m<sup>3</sup> zu vergrößern. Auch diese Erweiterung wird in die Begleitforschung aufgenommen. Ein fortlaufendes Mindestmonitoring ist von entscheidender Bedeutung, um die Stabilität des Betriebs sicherzustellen und eventuelle Anlagenprobleme schnell zu identifizieren. Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase durch AEE INTEC empfiehlt sich die Einrichtung einer kontinuierlichen Anlagenüberwachung sowie eine regelmäßige Überprüfung der Zählerstände durch den Betreiber. Dies trägt dazu bei, einen stabilen Betrieb sicherzustellen und potenzielle Probleme in der Anlage zeitnah zu erkennen.

## 7.5 Rathaus Oberndorf, S

### 7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Rathaus Oberndorf
<u>Adresse:</u>	5110 Oberndorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Gebäudeheizung und -kühlung, Warmwasser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	107 m <sup>2</sup> Flachkollektor (Gasokol gigaSol OR)
<u>Aperturfläche:</u>	100 m <sup>2</sup>
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	435 m <sup>3</sup> Bauteilaktivierung (Beton), 2 m <sup>3</sup> WW-Puffer, 2x 4 m <sup>3</sup> für Heizungspuffer (Bestand im benachbarten Schulgebäude)
<u>Nachheizungssystem:</u>	175 kW Grundwasser-Wärmepumpe (Bestand im benachbarten Schulgebäude)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	42 % (lt. Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	425 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit Oktober 2020
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau des Rathauses Oberndorf bei Salzburg (Abbildung 82). Das Gebäude hat eine Brutto-Grundfläche von 1.751 m<sup>2</sup> und eine Heizlast (lt. Energieausweis) von 76,3 kW. Die zentrale Idee dieses Bauvorhabens ist eine synergetische Nutzung mit dem 120 Meter entfernten Bundesoberstufen-Realgymnasium (BORG), welches bereits über eine vollständige Heizzentrale verfügt und des Weiteren ausreichend freie Dachflächen für die für das Rathaus notwendige 107 m<sup>2</sup> große Solaranlage (aufgeständert, Abbildung 83) hat. Laut Einreichung soll ein Deckungsgrad von 100 % bezogen auf den Wärmebedarf des Rathauses erreicht werden. Als Wärmespeicher im Rathaus dienen ein 2.000 Liter fassender Pufferspeicher und 435 m<sup>3</sup> Beton Bauteilaktivierung (249 m<sup>3</sup> Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau). Die Wärme- und Kälteverteilung im Rathaus erfolgt ausschließlich über die Bauteilaktivierung von allen Zwischendecken (Aufbauten in Abbildung 84). Die Warmwasserbereitung geschieht über dezentrale Untertischboiler. Im BORG gibt es ein bestehendes Wärme- und Kälteversorgungs-system in Form einer 175 kW Wärmepumpe, deren Quelle das Grundwasser darstellt. Im Kühlfall dient das Grundwasser als Wärmesenke. Über einen Gebäudeverbund wird das Rathaus mitversorgt. Im Gegenzug werden solare Überschüsse in die Bestandspufferspeicher des BORG eingebracht.



Abbildung 82: Südansicht Rathaus (links) und BORG (rechts) (Quelle: AEE INTEC)





Abbildung 83: Aufgeständerte Solarkollektoren am BORG (links), Heizungskeller Rathaus (rechts) (Quelle: AEE INTEC)

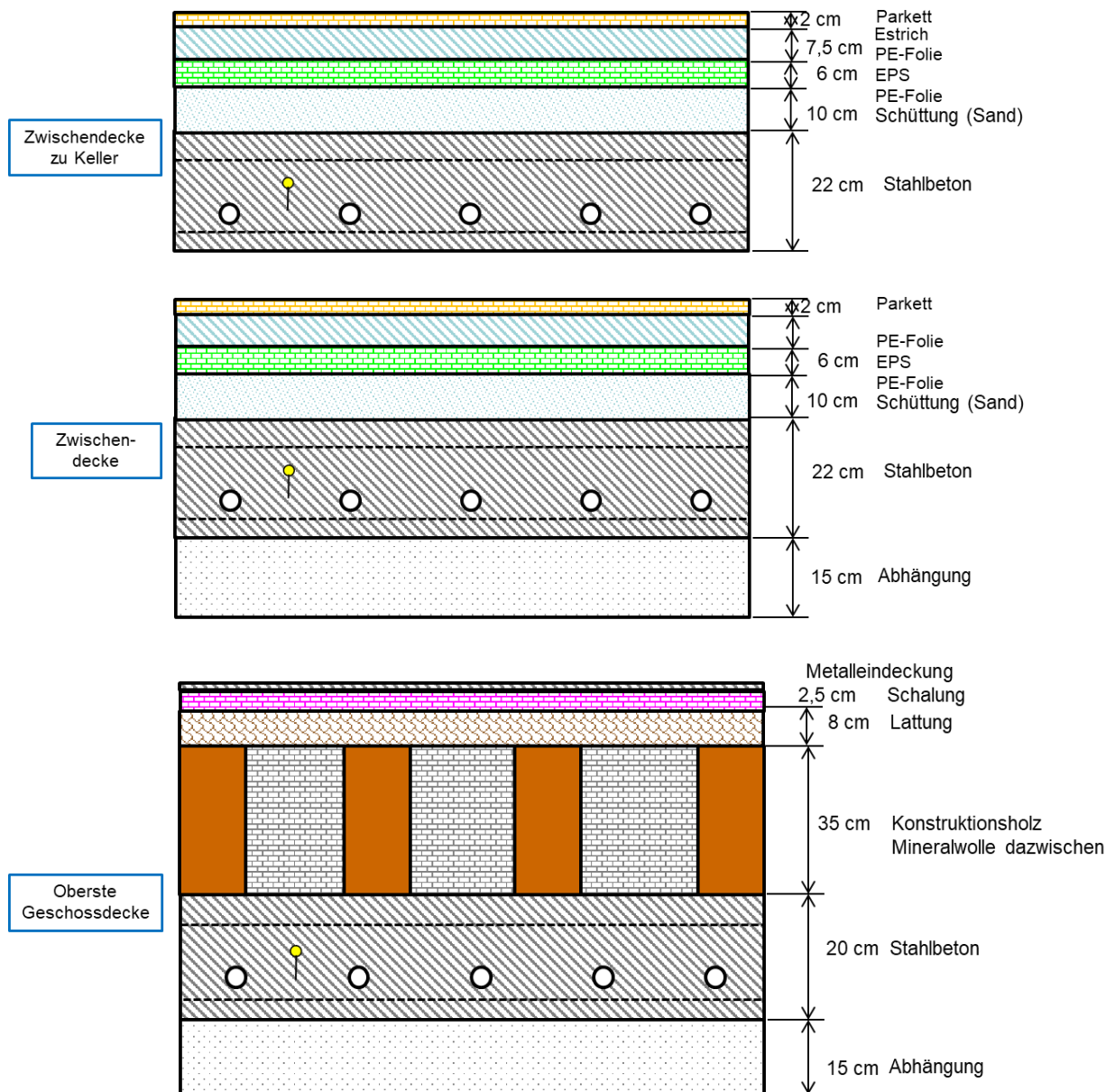


Abbildung 84: Aufbau der bauteilaktivierten Zwischendecke zum Keller (oben), der Zwischendecken (mitte) und der obersten Geschossdecke (unten) (Quelle: Energieausweis, eigene Darstellung)

## 7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Rathauses Oberndorf ist als Blockschaltbild in Abbildung 85 dargestellt. Die Solaranlage (Montage am BORG) beliefert den Pufferspeicher im Rathaus, welcher Bauteilaktivierung und Lüftung versorgt oder den Pufferspeicher im BORG (ausschließlich Überschuss). Auch die Kühlung des Gebäudes erfolgt über Bauteilaktivierung bzw. Lüftung. Als Notheizung für das Rathaus dient die im BORG lokalisierte Grundwasserwärmepumpe (Bestand), welche die Fernleitung für die Energieübertragung nutzt. Auf gleichem Wege ist die passive Kühlung eingebunden. Für die Warmwasserbereitung im Rathaus sind kleine elektrische Untertischboiler vorgesehen, welche nicht vermessen werden. Solare Überschüsse werden in das Wärmeversorgungssystem (Warmwasser und Heizung) der Schule eingebracht. Im Hydraulikschema ist die Gebäudegrenze als strich-punktierte Linie eingezeichnet. Die Systemgrenzen für „Wärme- und Kälteversorgung Rathaus“ sind in dieser Darstellung durch den blauen Hintergrund hervorgehoben.

3 Wärmemengenzähler, 2 Wärme-/Kältezähler, 1 Kältezähler, 33 Temperatursensoren, 1 Drucksensor im solaren Primärkreis und 1 Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

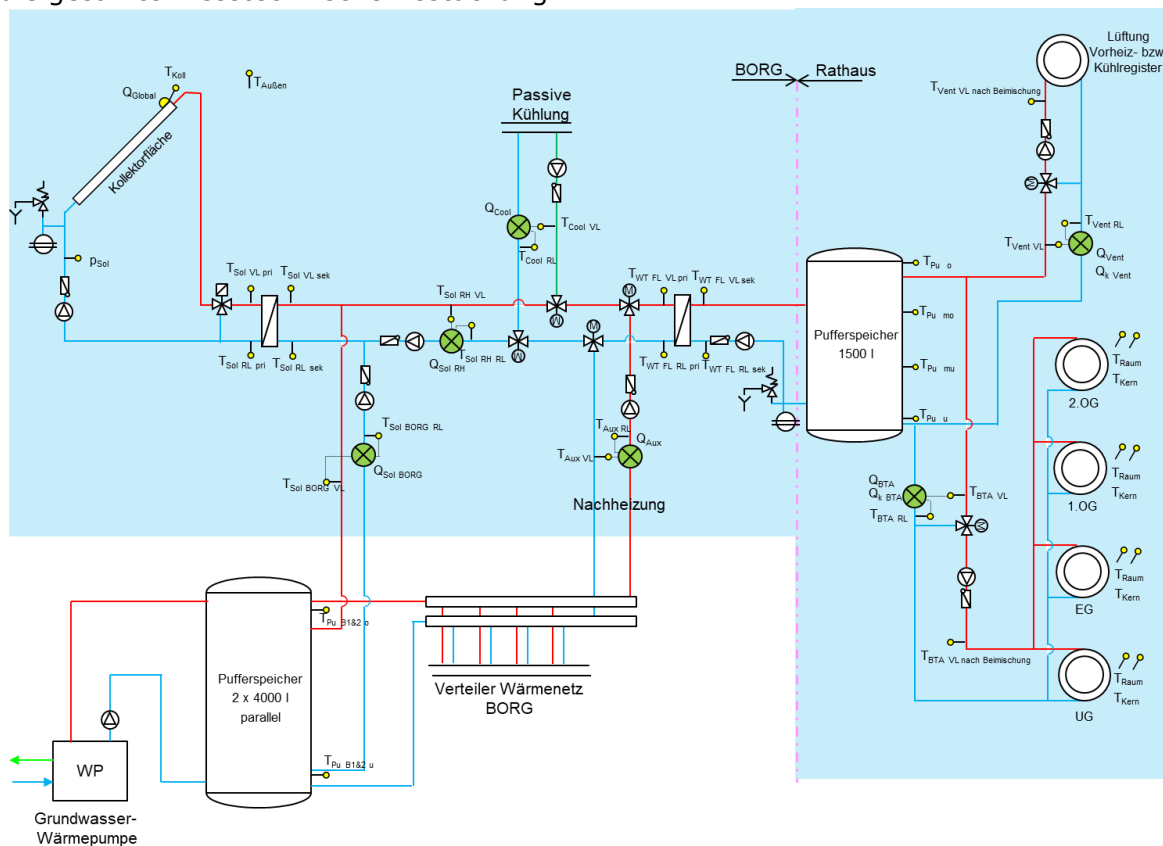


Abbildung 85: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Rathaus Oberndorf (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

### Solar

$Q_{\text{global}}$	Globalstrahlungssensor
$T_{\text{Koll}}$	Kollektortemperatur
$p_{\text{Sol}}$	Anlagendruck Solar
$T_{\text{Sol VL pri}}$	Vorlauftemperatur Solar primär

$T_{\text{Sol RL pri}}$	Rücklauf­temperatur Solar primär
$T_{\text{Sol VL sek}}$	Vorlauf­temperatur Solar sekundär
$T_{\text{Sol RL sek}}$	Rücklauf­temperatur Solar sekundär
$Q_{\text{Sol BORG}}$	Wärmezähler Solar Puffer BORG
$T_{\text{Sol BORG RL}}$	Vorlauf­temperatur Solar Puffer BORG
$T_{\text{Sol BORG VL}}$	Rücklauf­temperatur Solar Puffer BORG
$Q_{\text{Sol RH}}$	Wärmezähler Solar Rathaus
$T_{\text{Sol RH RL}}$	Vorlauf­temperatur Solar Rathaus
$T_{\text{Sol RH VL}}$	Rücklauf­temperatur Solar Rathaus

### Pufferspeicher Borg

$T_{\text{Pu B1 o}}$	Puffertemperatur BORG 1 oben
$T_{\text{Pu B1 u}}$	Puffertemperatur BORG 1 unten
$T_{\text{Pu B2 o}}$	Puffertemperatur BORG 2 oben
$T_{\text{Pu B2 u}}$	Puffertemperatur BORG 2 unten

### Pufferspeicher Rathaus

$T_{\text{Pu o}}$	Puffertemperatur Rathaus oben
$T_{\text{Pu mo}}$	Puffertemperatur Rathaus mitte oben
$T_{\text{Pu mu}}$	Puffertemperatur Rathaus mitte unten
$T_{\text{Pu u}}$	Puffertemperatur Rathaus unten

### Fernleitung

$Q_{\text{Cool}}$	Kältezähler Fernleitung Kühlung Rathaus
$T_{\text{Cool VL}}$	Vorlauf­temperatur Fernleitung Kühlung Rathaus
$T_{\text{Cool RL}}$	Rücklauf­temperatur Fernleitung Kühlung Rathaus
$Q_{\text{Aux}}$	Wärmezähler Fernleitung Nachheizung Rathaus
$T_{\text{Aux VL}}$	Vorlauf­temperatur Fernleitung Nachheizung Rathaus
$T_{\text{Aux RL}}$	Rücklauf­temperatur Fernleitung Nachheizung Rathaus
$T_{\text{WT FL VL pri}}$	Temperatur Wärmetauscher Fernleitung primär Vorlauf
$T_{\text{WT FL RL pri}}$	Temperatur Wärmetauscher Fernleitung primär Rücklauf
$T_{\text{WT FL VL sek}}$	Temperatur Wärmetauscher Fernleitung sekundär Vorlauf
$T_{\text{WT FL RL sek}}$	Temperatur Wärmetauscher Fernleitung sekundär Rücklauf

### Betonteilaktivierung

$Q_{\text{BTA}}$	Wärmezähler Betonteilaktivierung
$Q_{\text{k BTA}}$	Kältezähler Betonteilaktivierung
$T_{\text{BTA VL}}$	Vorlauf­temperatur Betonteilaktivierung
$T_{\text{BTA RL}}$	Rücklauf­temperatur Betonteilaktivierung
$T_{\text{BTA VL-misch}}$	Mischtemperatur Vorlauf Betonteilaktivierung
$T_{\text{UG-Raum}}$	Raumtemperatur Untergeschoß
$T_{\text{UG-BK}}$	Betonkerntemperatur Untergeschoß
$T_{\text{EG-Raum}}$	Raumtemperatur Erdgeschoß
$T_{\text{EG-BK}}$	Betonkerntemperatur Erdgeschoß
$T_{\text{1.OG-Raum}}$	Raumtemperatur 1. Obergeschoß
$T_{\text{1.OG-BK}}$	Betonkerntemperatur 1. Obergeschoß
$T_{\text{2.OG-Raum}}$	Raumtemperatur 2. Obergeschoß

T<sub>2.OG-BK</sub> Betonkerntemperatur 2. Obergeschoß

Lüftung

Q<sub>Vent</sub> Wärmezähler Lüftung  
 Q<sub>k Vent</sub> Kältezähler Lüftung  
 T<sub>Vent VL</sub> Vorlauftemperatur Lüftung  
 T<sub>Vent RL</sub> Rücklauftemperatur Lüftung  
 T<sub>Vent VL- misch</sub> Mischtemperatur Vorlauf Lüftung

Sonstiges

T<sub>Außen</sub> Außentemperatur

**7.5.3 Energiebilanz**

Abbildung 86 stellt die Input-Output-Bilanz des Projektes „Rathaus Oberndorf“ dar. Der Wärmeeintrag ins System erfolgt über die thermische Solaranlage (gelb) und über die Fernleitung des BORG (rot, Grundwasser-Wärmepumpe). Zusätzlich dargestellt, als Wärmeinput- als auch -output, ist die Solar-Überschusswärme, welche ins BORG gespeist wird (IN: rot schraffiert, OUT: blau schraffiert). Wärmeverbraucher im Rathaus sind die Bauteilaktivierung (grün) und die Beheizung über die Lüftung (violett). Von Juni bis August 2020 speiste die Solaranlage ausschließlich ins BORG ein, im Rathaus wurde in diesen Monaten keine Wärme benötigt. Auffallend in der Bilanz sind die doch höheren Verluste von insgesamt 12% im Jahr. Diese sind hauptsächlich auf die 120 m Fernleitung zwischen BORG und Rathaus zurückzuführen.

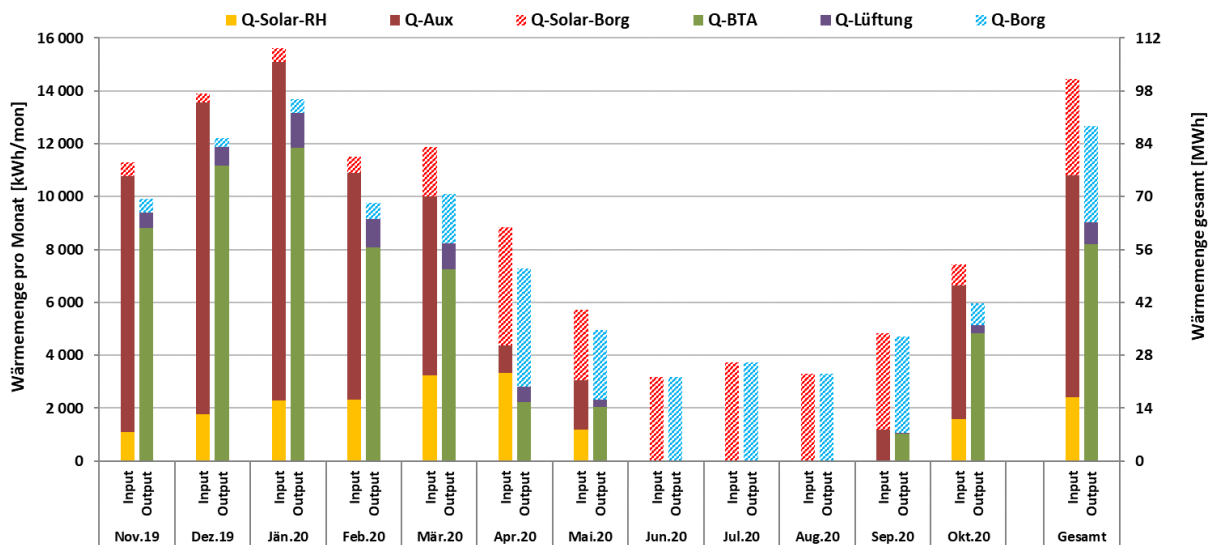


Abbildung 86: Wärmebilanz der Anlage „Rathaus Oberndorf“ (November 2019 bis Oktober 2020)

Abbildung 87 zeigt die Input-Output-Bilanz für den Kühlbetrieb der Anlage „Rathaus Oberndorf“. Der Input wird alleinig durch den Kälteeintrag über die Fernleitung (hellviolett, passive Kühlung über die Grundwasser-Wärmepumpe im BORG) definiert. Der Output setzt sich zusammen aus der Kühlung über die Bauteilaktivierung (orange) sowie der Lüftungskühlung (blau). Die Kühlung war von Mai bis September 2020 aktiv und wurde hauptsächlich für die Temperierung der Bauteilaktivierung verwendet.

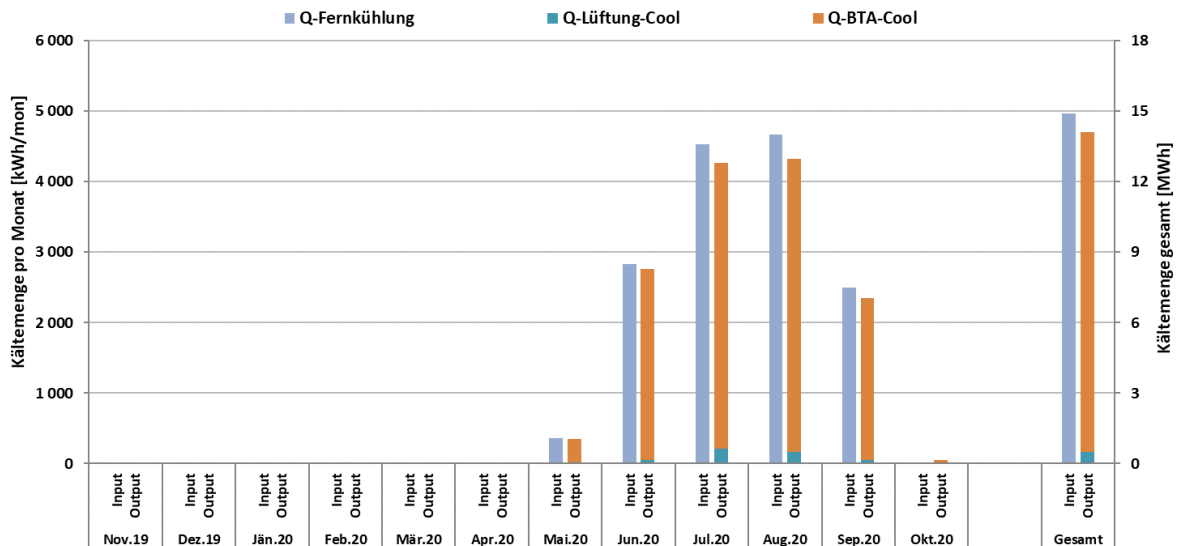


Abbildung 87: Energiebilanz für Kühlen der Anlage "Rathaus Oberndorf" (November 2019 bis Oktober 2020)

### 7.5.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 88 bis Abbildung 90) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Rathaus Oberndorf“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 428 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1226 kWh/m<sup>2</sup> erwartet. Hier ist der gesamte Solarertrag inkl. Überschuss-Einspeisung ins BORG berücksichtigt. Der gesamte Solarertrag lag mit Ende des Monitoringjahres mit 425 kWh/(m<sup>2</sup>a) innerhalb der Prognose. In den Wintermonaten gab es klimatisch bedingt teilweise weniger Ertrag (November 2019 bis Februar 2020 durchschnittlich -25%), im selben Zeitraum trat auch -15% weniger Einstrahlung auf. In der Übergangszeit und im Sommer konnte durch bessere klimatische Bedingungen (bessere Einstrahlungswerte) mehr Solarertrag ins BORG gespeist werden.

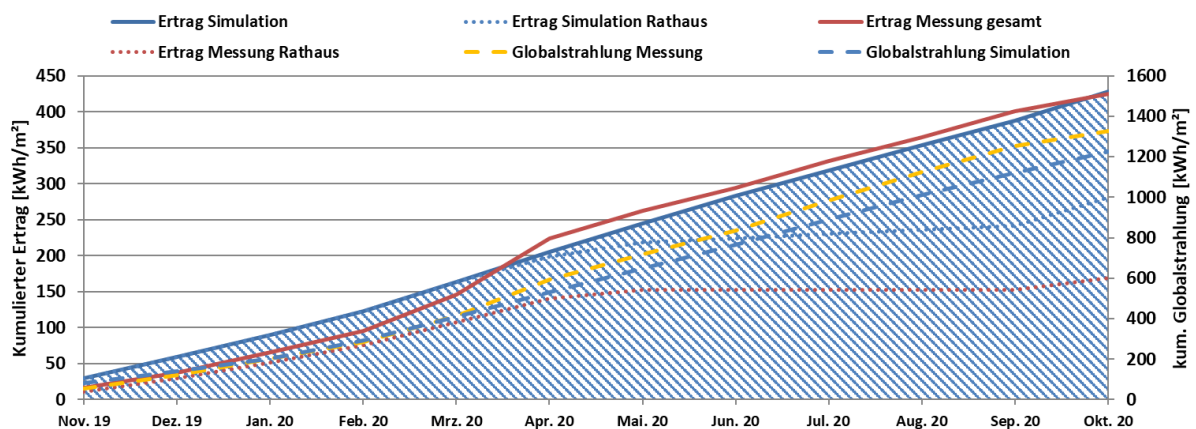


Abbildung 88: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Rathaus Oberndorf“ (November 2019 bis Oktober 2020)



Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 100 % angegeben (siehe Abbildung 89). In den Monaten Juni bis September ist keine Heizung vorgesehen, somit wurde für diese Zeit keine simulierten Werte berechnet. Der gesamte solare Deckungsgrad lag mit 42% unter den erwarteten 100%. Dies lag hauptsächlich am erhöhten Verbrauch, welcher mehr als doppelt so hoch lag, wie angenommen (vgl. Abbildung 90)

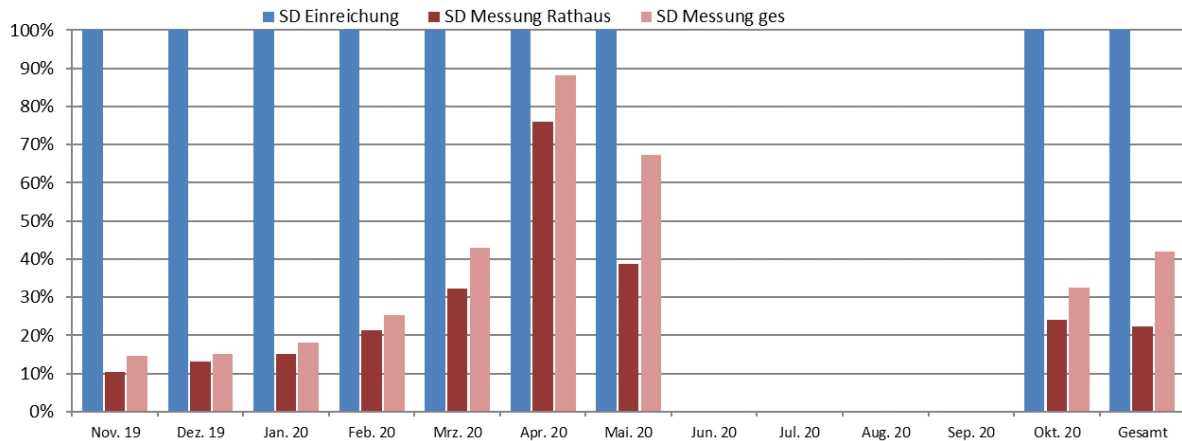


Abbildung 89: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Rathaus Oberndorf“ (November 2019 bis Oktober 2020)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 28,1 MWh abgeschätzt. Dieser beinhaltet jedoch einen Sommerverbrauch (Warmwasser) im Rathaus, welcher nicht umgesetzt wurde. Der prognostizierte Heizbedarf (lt. Simulation) war mit 24 MWh definiert. Dieser wurde in der Messperiode mit über 150% Mehrverbrauch weit übertroffen. Grund dafür waren hauptsächlich die höheren Raumtemperaturen. Diese lagen in der Monitoringperiode während der Heizsaison bei ca. 24°C gegenüber den 20°C aus der Simulation (vgl. Detailanalyse in Kapitel 7.5.5).

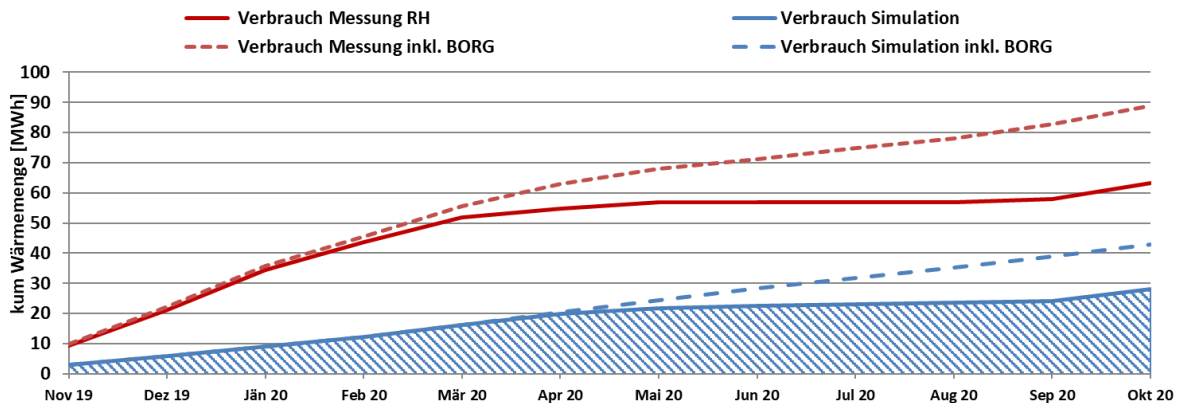


Abbildung 90: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „Rathaus Oberndorf“ (November 2019 bis Oktober 2020)



### 7.5.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotentiale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel im Gesamtsystem durchgeführt.

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 91 bis Abbildung 92) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an einem einstrahlungsstarken (17.01.2020) sowie an einem einstrahlungsschwachen (18.01.2020) Wintertag.

Am einstrahlungsreichen Tag wurde von 9:30 bis 13:30 der Speicher im Rathaus beladen. Die unteren Speichertemperaturen erreichten 65°C, danach wurde in die Pufferspeicher im BORG gespeist. Der Vorlauf für die Bauteilaktivierung wurde auf der Höhe des Pufferfühlers mitte oben (T\_Pu\_mo, hellrot) entnommen und auf ca. 38°C herunter gemischt. Ist diese Ebene des Speichers entleert, lief die Umwälzpumpe der Bauteilaktivierung weiter und die Vor- und Rücklauftemperaturen glichen sich an. Während diesem Betrieb wurde keine Wärme abgenommen, die Nachheizung des Pufferspeichers über die Fernleitung zum BORG (Q\_Aux) wurde erst nach Abfallen der oberen Speichertemperatur aktiv. Davor wurde jedoch effektiv nur mehr die Heizung der Lüftung (niedrigere Vorlauftemperatur) über den Pufferspeicher versorgt. Hier wurde vom Team der Begleitforschung ein Abschalten der Umwälzpumpe empfohlen. Dies wurde dem Planer kommuniziert und nach Abschluss der Monitoringperiode im Zuge einer Anpassung der Regelung des Gesamtsystems umgesetzt. Die Bauteiltemperaturen wurden auf bis zu 35°C aufgeheizt (vgl. Abbildung 92). Dies ist durch die hohe Vorlauftemperatur von 38°C (nach der Beimischung) möglich. Dies wurde vom Team der Begleitforschung als hoch angesehen, ist aber lt. Betreiber aufgrund des Deckenaufbaus und erwünschten Raumtemperatur notwendig.

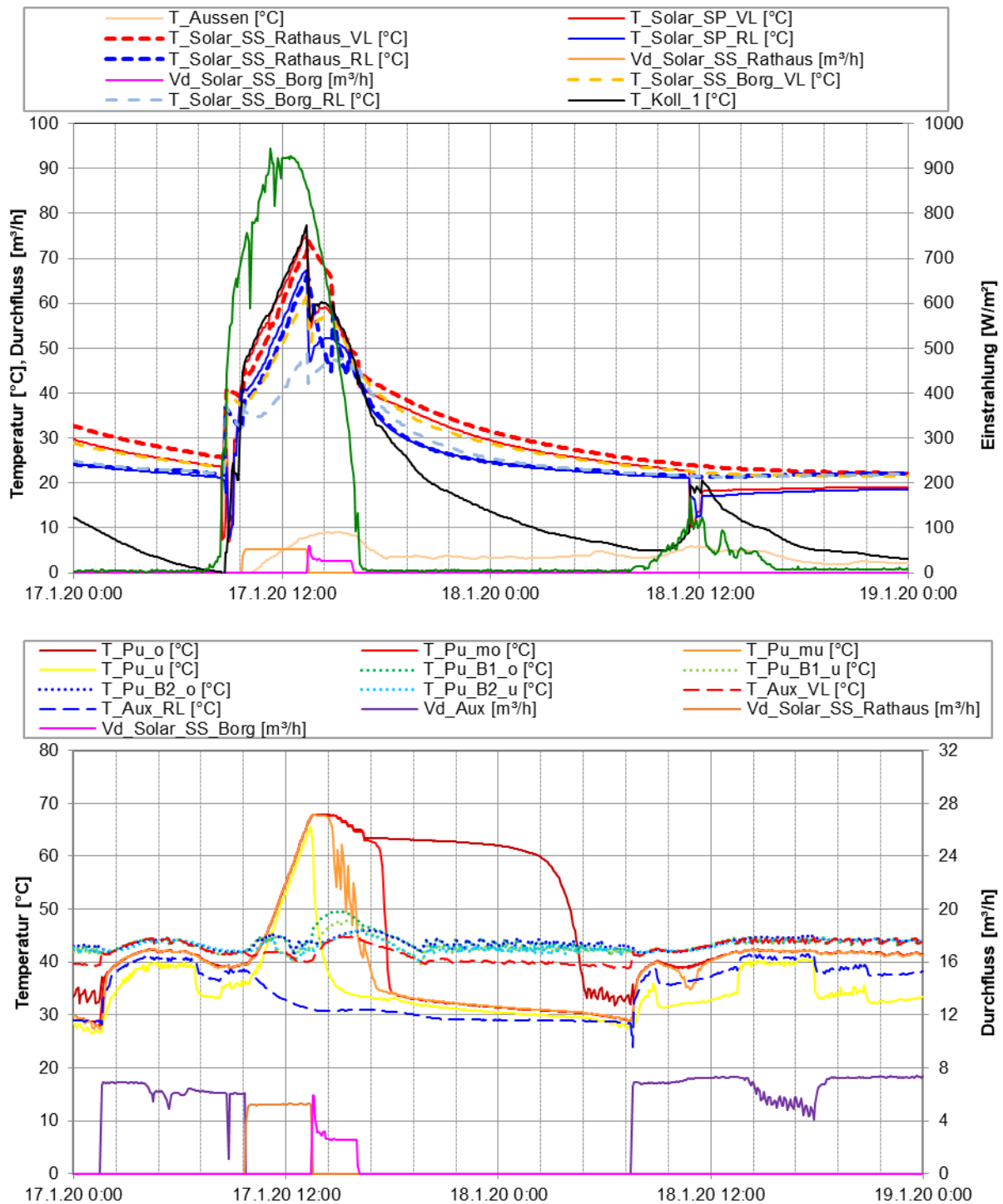


Abbildung 91: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems zuzüglich der Globalstrahlung und der Volumenströme der Sekundärkreise (oben) und der Verlauf der Speichertemperaturen sowie der Fernleitung-Temperaturen inklusive Volumenströme(unten) (17.01.2020 – 18.01.2020)

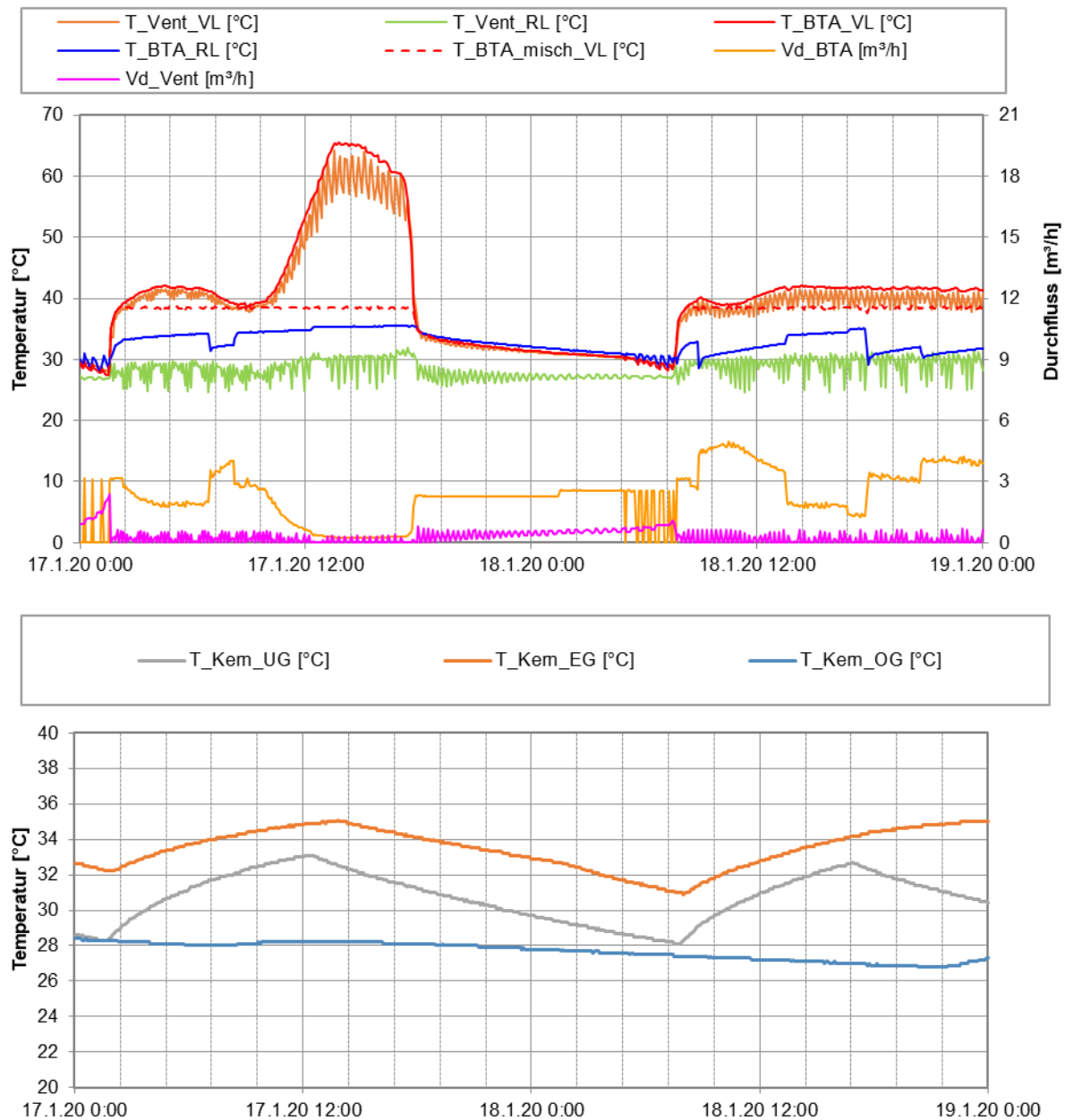


Abbildung 92: Temperaturverlauf und Volumenstrom der Verbraucher (oben) und der Verlauf der Betonkerntemperaturen (17.01.2020 – 18.01.2020)

Abbildung 93 bis Abbildung 94 zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Sommertag (12.06.2020). Die Solaranlage speiste den ganzen Tag von 9:30 bis 17:00 Uhr mit einer Vorlauftemperatur von 60°C bis 70°C in die Pufferspeicher im BORG ein. Zeitgleich wurde aus dem BORG zur Kühlung des Rathauses Kälte mit einer Vorlauftemperatur von etwa 16°C über den Pufferspeicher als hydraulische Weiche direkt in die Bauteilaktivierung eingebracht. Nach der Beimischung des wärmeren Rücklaufs, wurden die Bauteile mit einer Vorlauftemperatur von 22°C gekühlt. Die Kühlung über die Lüftung war von 12:30 bis 16:00 Uhr aktiv. Eine Änderung der Kerntemperaturen ist bei der geringen Temperaturdifferenz von nur 0,3 K zwischen Vor- und Rücklauf und der kurzen Betrachtungsdauer (1 Tag) nicht ersichtlich. Das Verhalten der Betonkerntemperaturen im Kühlbetrieb kann den Tagesmittelwerten der Kerntemperaturen aus Abbildung 99 und Abbildung 100 entnommen werden. Der Betrieb muss nicht optimiert werden.

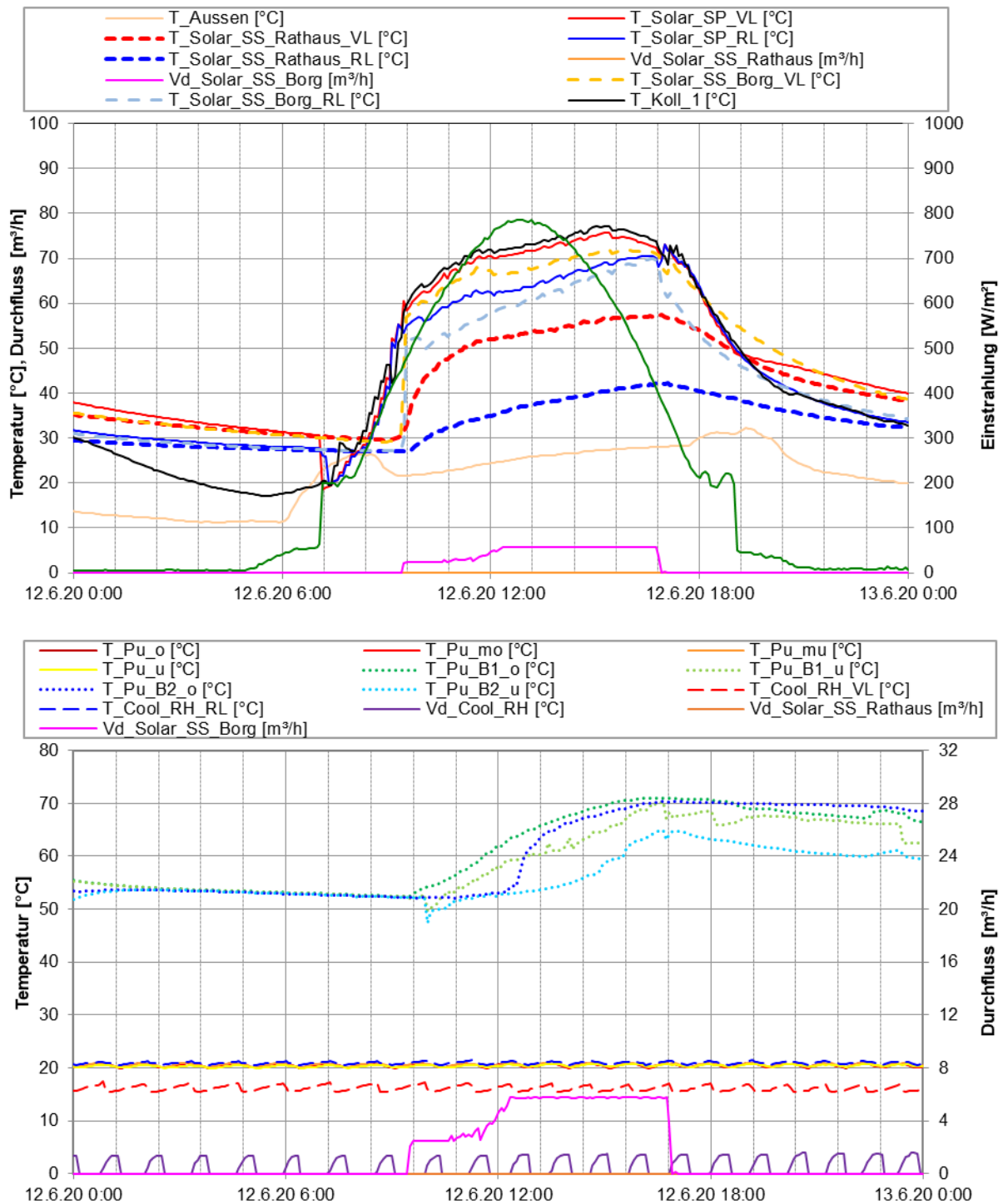


Abbildung 93: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primärkreis des Solarsystems zuzüglich der Globalstrahlung und der Volumenströme der Sekundärkreise (oben) und der Verlauf der Speichertemperaturen sowie der Fernkühlung-Temperaturen inklusive Volumenströme(unten) (12.06.2020)

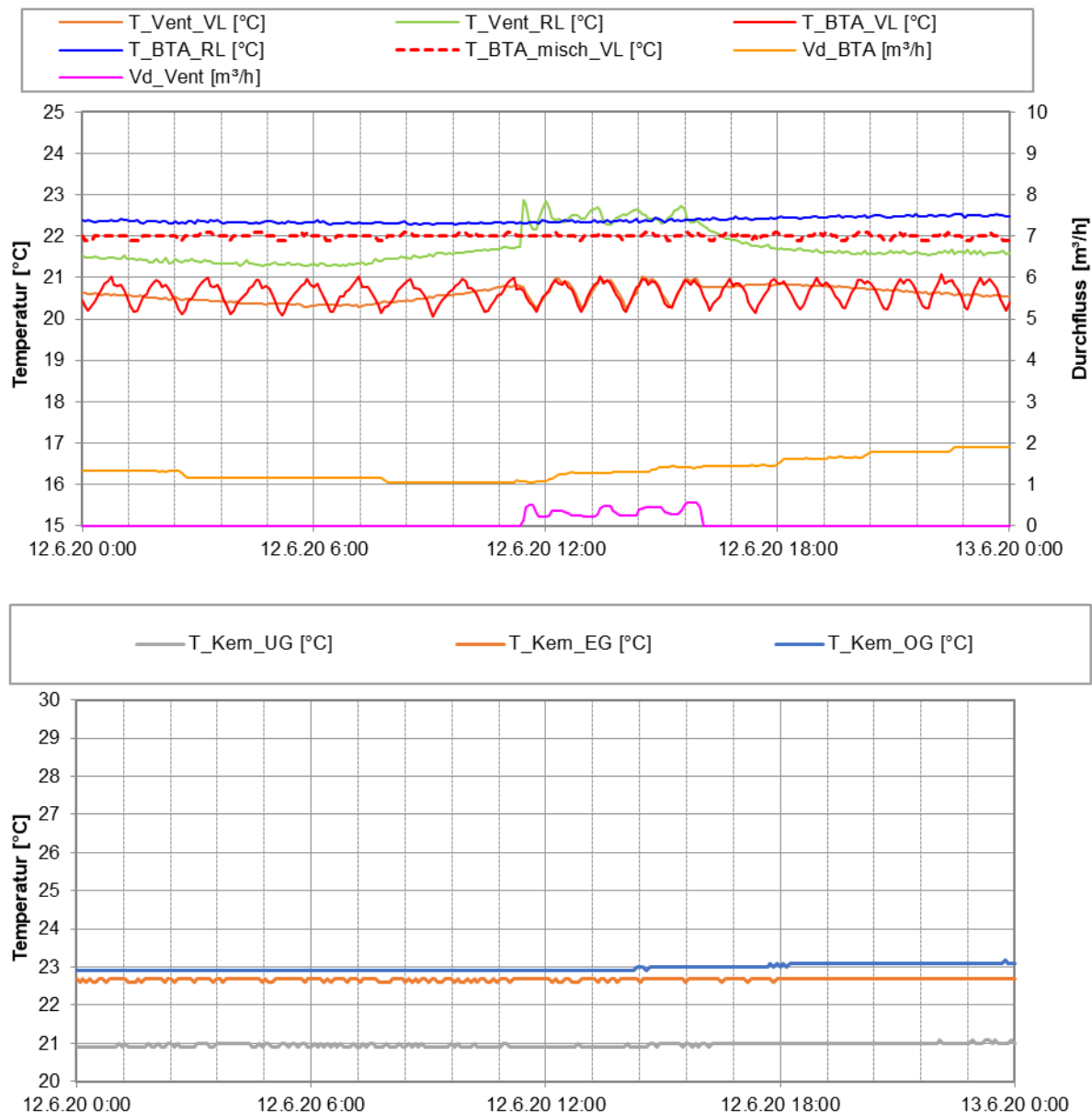


Abbildung 94: Temperaturverlauf und Volumenstrom der Verbraucher (oben) und der Verlauf der Betonkerntemperaturen (12.06.2020)

Als weiterführende Analyse sind in Abbildung 95 bis Abbildung 97 Darstellungen der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt.

Die Solaranlage kann entweder in den Pufferkessel im BORG (Sommerbetrieb, Abnahme Warmwasser und Raumheizung) oder in den Pufferkessel im Rathaus (Winterbetrieb, Abnahme Raumheizung) einspeisen. Ins BORG wurde im Monitoringjahr mit einer Vorlauftemperatur von 45°C bis 100°C (im gewichteten Mittel 71°C) eingespeist. Das Rathaus hingegen konnte bereits ab einer Kollektortemperatur von 30°C versorgt werden, womit der Kollektor mit tieferen Temperaturen, und damit effizienter betrieben werden konnte.

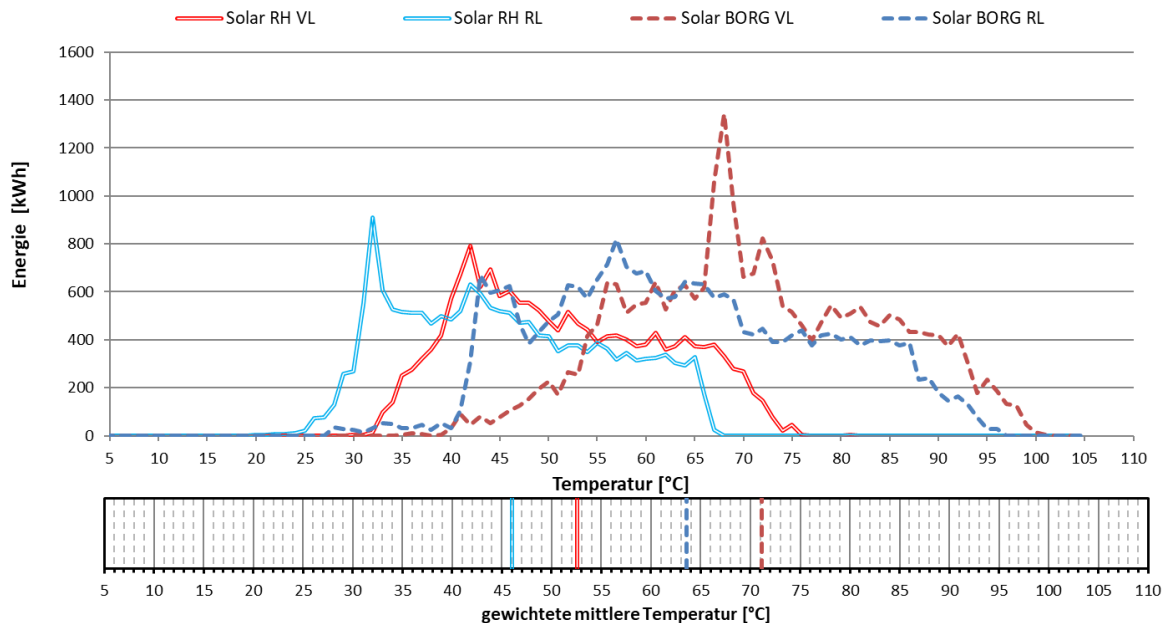


Abbildung 95: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau des Solarkreislaufs

Abbildung 96 zeigt die einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau des Heizungskreislaufs. Die Bauteilaktivierung wurde auf ein Temperaturniveau von 30°C bis 43°C betrieben (gewichtete Mittel 40/30°C), was sich mit der Nachheizung aus dem BORG (Grundwasserwärmepumpe) mit Temperaturen von 44/36°C deckt. Die gemittelten Temperaturen der Solaranlage lagen mit 52/46°C etwas höher.

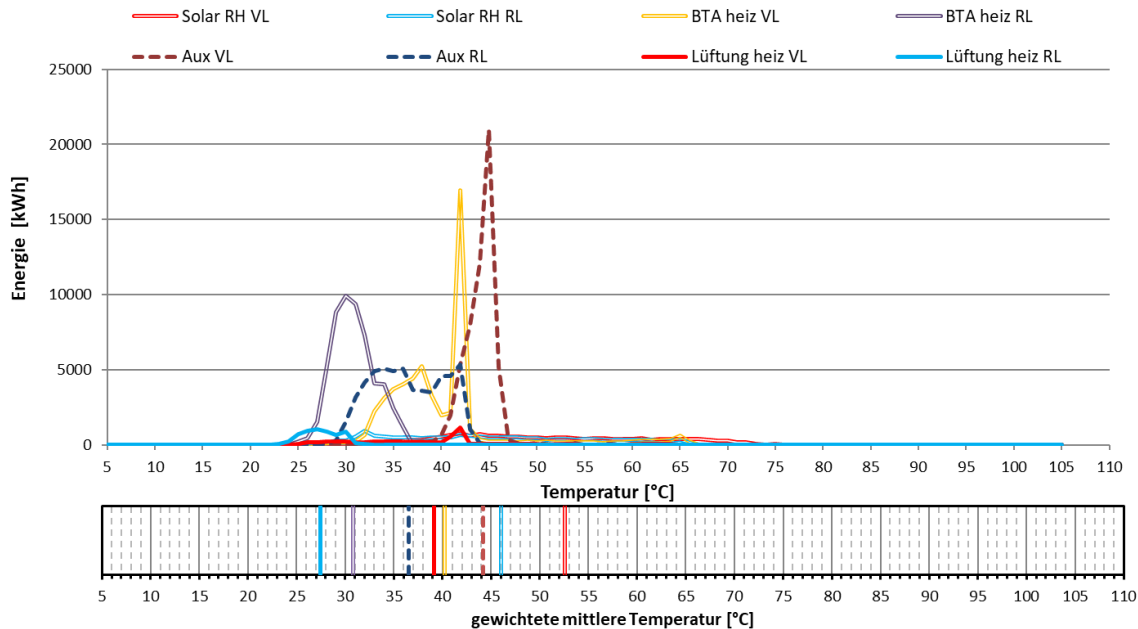


Abbildung 96: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau des Heizkreislaufs

Abbildung 97 zeigt die einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau der Kühlung des Rathauses und ist zur besseren Lesbarkeit für den Temperaturbereich von 5°C bis 40°C dargestellt. Die Fernkühlung aus dem BORG ins Rathaus geschah auf einem Temperaturniveau von 17/21°C. Die Bauteilaktivierung (vor der Beimischschaltung) sowie die Lüftung arbeiteten beide in einem Betriebspunkt von 21/23°C.



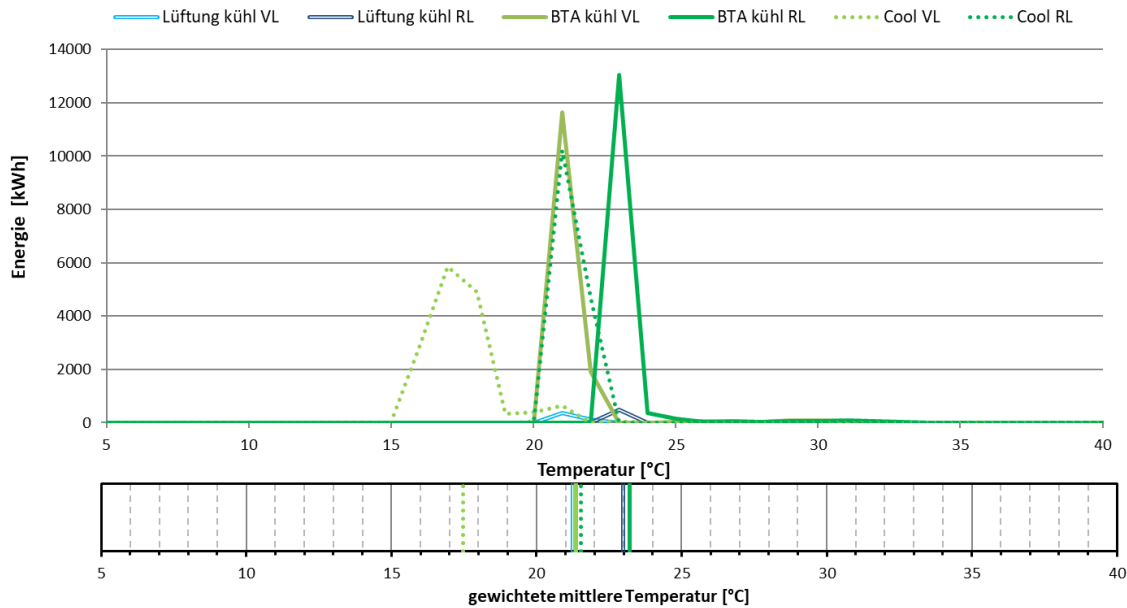


Abbildung 97: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau des Kühlkreislaufs

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen (Stundenmittelwerte) in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 98). Die Raumtemperaturen sind in 3 Gruppen unterteilt:

- BTA nicht aktiv (blau)
- BTA heizen (rot)
- BTA kühlen (grün)

Dargestellt sind die Raumtemperaturen im Untergeschoß, Erdgeschoß und erstem Obergeschoß. Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen bei aktiver Raumheizung oder -kühlung bis auf ganz wenige Ausnahmen innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Im Erdgeschoß liegen die Raumtemperaturen bei aktiver Raumheizung meist zwischen 22°C und 25°C (Median bei 23,9°C). Im Obergeschoß liegen sie etwas höher zwischen 23°C und 26°C (Median bei 24,2°C). Teilweise traten im Erdgeschoß und Obergeschoß Temperaturen über 26°C auf, meist aber außerhalb der Heiz- bzw. Kühlperiode (Übergangszeit).

Die doch hohen Raumtemperaturen wurden von den Benutzern der Räume so erwünscht. Zu Beginn der Monitoringperiode traten vermehrt sehr hohe Raumtemperaturen auf (bis zu 27°C). Diese sind auf die nicht korrekte Einstellung der Wohnraumlüftung zurückzuführen. Dies wurde jedoch im Laufe der Monitoringperiode behoben.

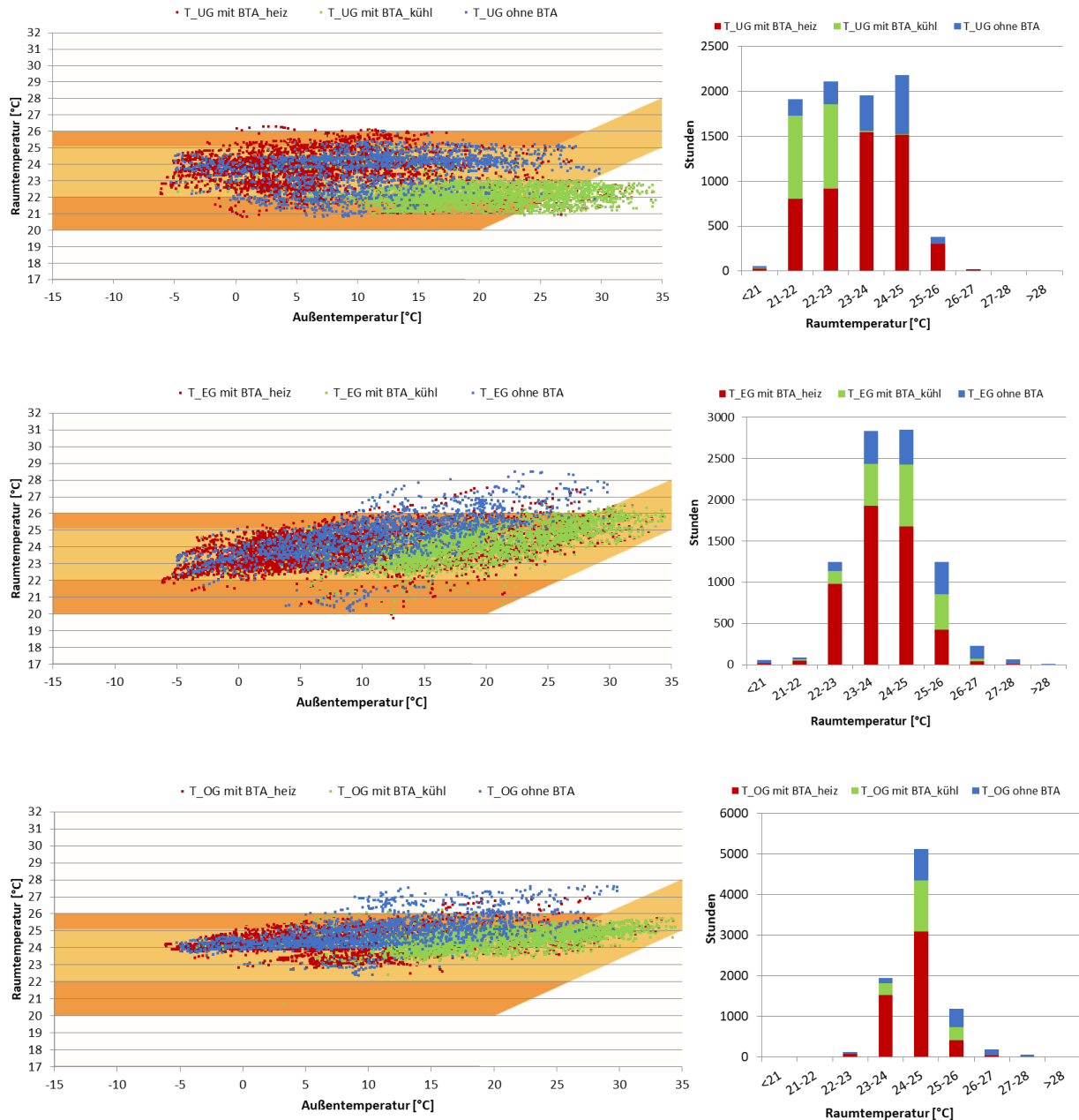


Abbildung 98: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen (UG oben, EG mitte, OG unten) aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm

Abbildung 99 und Abbildung 100 zeigen die Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen. Diese lagen während kälteren Außentemperaturen fast immer über 22°C und steigen bis zu 36°C an. Zu erkennen ist hier auch, dass das Erdgeschoß bei kälteren Außentemperaturen wärmer gehalten wurden (26°C bis 36°C) als der Rest (meist 22°C bis 30°C). Während der wärmeren Außentemperaturen lagen die Temperaturen aller Betonkernfühler etwa gleich, zwischen 21°C bis 24°C. Abbildung 100 zeigt die Tagesmitteltemperaturen-Verlauf über den Monitoringzeitraum. Hier ist unter anderem auch sehr schön der Verlauf der Betonkerntemperaturen während der Heiz-, als auch der Kühlperiode zu sehen.

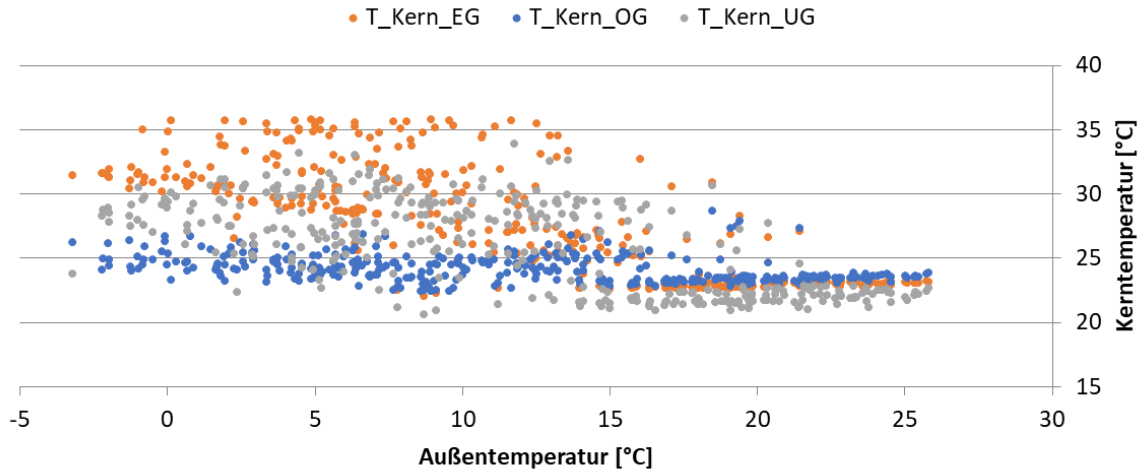


Abbildung 99: Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm

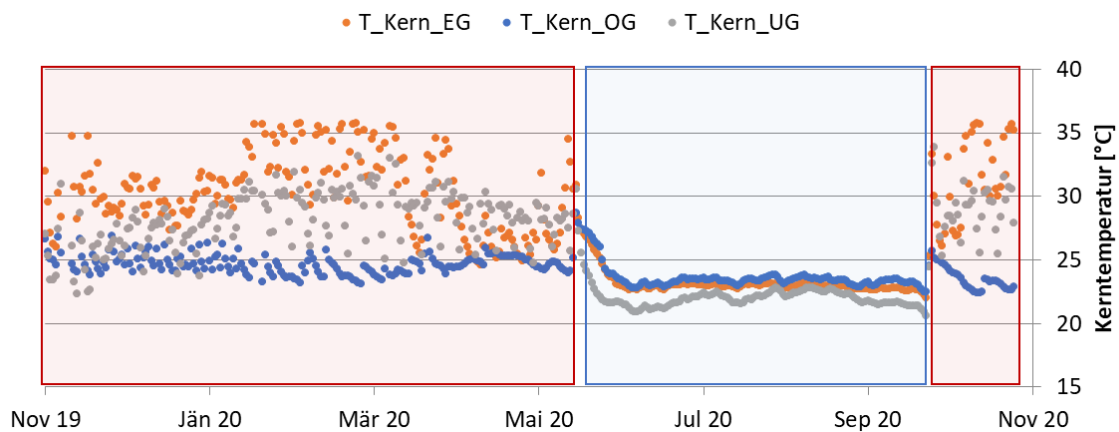


Abbildung 100: Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen aufgetragen über den Zeitraum des Monitorings (November 2019 – Oktober 2020)

### 7.5.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „Rathaus Oberndorf“ kann als sehr stabil bezeichnet werden. Der gemessene Ertrag lag mit  $425 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  (bezogen auf die Aperturfläche) im Bereich der Prognose. Über das Jahr konnte ein solarer Deckungsgrad von 42% erreicht werden, was in Anbetracht des mehr als doppelt so hohen Verbrauchs als guter Wert angesehen werden kann.

Beim Betrieb der Bauteilaktivierung konnten zwei Optimierungspotentiale festgestellt werden. Die Analysen zeigten, dass nach dem Abfallen der Mittleren Pufferspeichertemperatur (Entnahmestelle der Bauteilaktivierung) die Umwälzpumpe ohne Energieabnahme trotzdem weiter lief. Dies wurde dem Betreiber kommuniziert und wurde nach Abschluss der Monitoringperiode im Zuge einer Anpassung der Regelung des Gesamtsystems umgesetzt. Weiteres Optimierungspotential wurde bei der Vorlauftemperatur der Bauteilaktivierung gefunden. Die Bauteilaktivierung wurde nach der Beimischschaltung mit einer konstanten Temperatur von  $38^\circ\text{C}$  betrieben. Infolgedessen erhitzen sich die Bauteile auf teilweise  $36^\circ\text{C}$ . Vom Team der Begleitforschung wurden die hohen Temperaturen hinterfragt. Bei einem niedrigeren ( $<30^\circ\text{C}$ ) Betriebspunkt könnte der Solarkollektor effizienter betrieben werden. Lt. Betreiber sind die hohen Temperaturen aber notwendig, um die geforderten Raumtemperaturen (ca.  $24^\circ\text{C}$ ) zu gewährleisten.

## 7.6 Schweinemast Staarhof, Ktn.

<u>Projektname:</u>	Schweinemast Staarhof
<u>Adresse:</u>	9433 St. Andrä
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Prozesswärme für Futtermittelzubereitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	102,8 m <sup>2</sup> Flachkollektoren Sonnenkraft SK500L-ECO-AL
<u>Aperturfläche:</u>	92 m <sup>2</sup>
<u>Ausrichtung:</u>	Süd-Südost (20° von Süden in Richtung Osten gedreht)
<u>Neigung:</u>	40°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 x 1,5 m <sup>3</sup> Pufferspeicher 1 x 1 m <sup>3</sup> Warmwasserspeicher (Bestand)
<u>Nachheizung</u>	1 elektrische Heizpatrone (24 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	70 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	398 kWh/(m <sup>2</sup> *a) (Messung, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen mit August 2020
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Schweinemast Staarhof“ handelt es sich um einen Schweinemastbetrieb, in dem das bisher rein elektrisch erwärmte Wasser für die Futtermittelzubereitung nun solarthermisch vorgewärmt wird. Bei jeder Futtermittelabmischung wird Trockenfutter mit Kalt- und Heißwasser in einem definierten Mischungsverhältnis zusammengeführt. Die Verwendung von Warmwasser für die Futtermittelanmischung ist erforderlich, da die auf Körpertemperatur erwärmte Flüssignahrung für die Tiere besser verträglich ist. Die Futtermittelzubereitung erfolgt in einem Futtermittelmischer, in dem etwa alle 20 bis 30 Minuten für 20 bis 40 Sekunden Warmwasser eingefüllt wird. Die Zapfmenge beträgt etwa 50 bis 70 l/min und ist beinahe konstant.

Das Kollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von 102,8 m<sup>2</sup> ist am Dach des Schweinemastbetriebes nach Süd-Südost orientiert installiert (siehe Abbildung 101). Die Kollektoren sind in einem Winkel von 40° zur Horizontalen montiert. Die Futtermittelmischanlage befindet sich nahe der Solaranlage, was eine kurze Leitungsführung ermöglicht. Die Solarwärme wird vom Kollektorfeld über ein Schichtlademodul in zwei Pufferspeicher (je 1500 l Fassungsvermögen) gespeist. Aus diesen Pufferspeichern wird der bestehende Warmwasserspeicher (1000 l Fassungsvermögen) via zwei parallel geschalteter Frischwassermodule beschickt. Die beiden Frischwassermodule gewährleisten eine hygienisch hohe Warmwasserqualität und liefern Warmwasser mit einer Temperatur von 45 °C. Reicht die Solarwärme in den Pufferspeichern nicht aus, dient eine elektrische Heizpatrone im Warmwasserspeicher dazu, die Solltemperatur von etwa 40 °C für die Futtermittelzubereitung zu gewährleisten. Die beiden Umwälzpumpen im Solarprimär- und Solarsekundärkreis werden drehzahl geregelt betrieben. Dadurch ist einerseits gewährleistet, dass die Kollektoren im optimalen Effizienzbereich betrieben werden und andererseits die Pufferspeicher mit Wärme beladen werden, die eine ausreichend hohe Temperatur zur Nutzung im Warmwasserspeicher aufweist. Zur Stagnationsvermeidung wurde eine Regelungsfunktion implementiert, die in der Nacht Wärme über das Kollektorfeld aus dem Pufferspeicher abführt.

Speziell an dieser Anlage ist, dass von einem überwiegend konstanten Wärmebedarf ausgegangen werden kann, da die Futtermittelzubereitung lediglich geringe saisonale Schwankungen aufweist.



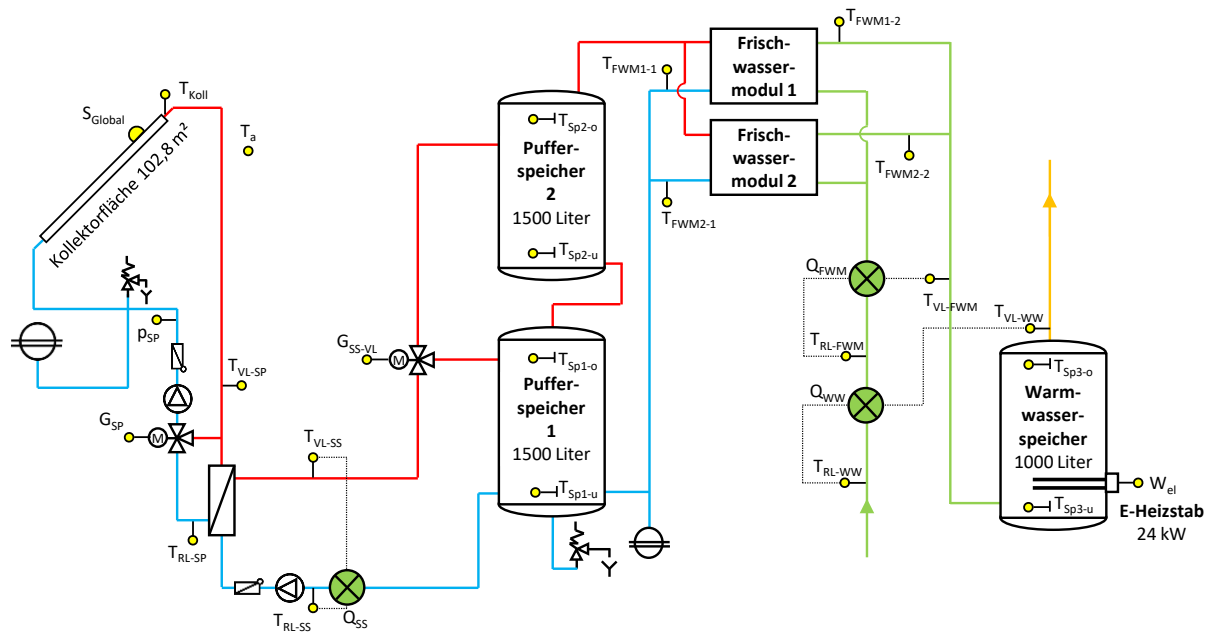
Abbildung 101: Schweinemast Staarhof (Quelle: AIT).

### 7.6.1 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept bindet die Solaranlage inklusive der beiden Pufferspeicher und der Frischwassermodule auf einfache Art an die bestehende Anlage an. Die Frischwassermodule liefern auf diese Weise Warmwasser in ausreichender Menge an den Warmwasserspeicher, sodass die Heizpatrone nur im Fall von einer Unterdeckung durch die Solaranlage eingeschaltet werden muss. Aufgrund der Einbringungsmaße wurden zwei 1500 Liter Pufferspeicher anstatt eines 3000 Liter Pufferspeichers installiert. Es wurden zwei Frischwassermodule integriert, um den Warmwasserbedarf des Futtermittelmischers decken zu können. Diese Frischwassermodule wurden in Tichelmannschaltung verbaut, um eine ungleiche Durchströmung zu vermeiden. Im Solarprimärkreis findet sich eine sogenannte Frostsicherungsschaltung. Dieser ermöglicht, dass das Wärmeträgerfluid im Solarprimärkreis zirkulieren kann, ohne den Solarwärmeübertrager zu durchströmen. Bei sehr niedrigen Temperaturen im Solarprimärkreis könnte beim Anfahren ohne diese Schutzfunktion das Wasser im Solarsekundärkreis gefrieren und diesen beschädigen. Zur Stagnationsvermeidung wurde eine Regelungsfunktion implementiert, die in der Nacht Wärme über das Kollektorfeld aus dem Pufferspeicher abführt.

Abbildung 102 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Drei Wärmemengenzähler, ein Stromzähler, 20 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie zwei Ventilstellungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.





**Legende:**

- |  |                         |  |                   |
|--|-------------------------|--|-------------------|
|  | Pumpe                   |  | Ventil- Klappe    |
|  | Rückschlagventil        |  | Wärmetauscher     |
|  | Wärmemengenzähler       |  | Sensor            |
|  | Ausdehnungsgefäß        |  | Sicherheitsventil |
|  | Misch- / Umschaltventil |  | Vorlauf           |
|  | Magnetventil            |  | Rücklauf          |

Abbildung 102: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Schweinemast Starhof“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage mit Pufferspeicher und Frischwassermodule

- |              |   |
|--------------|---|
| $S_{Global}$ | Globalstrahlung in Kollektorebene                     |
| $T_a$        | Temperatur der Außenluft                              |
| $T_{Koll}$   | Kollektortemperatur                                   |
| $p_{SP}$     | Druck im Solar-Primärkreis                            |
| $T_{VL-SP}$  | Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis                 |
| $T_{RL-SP}$  | Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis                |
| $G_{SP}$     | Ventilstellung im Solarprimärkreis                    |
| $Q_{SS}$     | Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis                  |
| $T_{VL-SS}$  | Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis               |
| $T_{RL-SS}$  | Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis              |
| $G_{SS-VL}$  | Ventilstellung im Solarsekundärkreis                  |
| $T_{Sp1-u}$  | Temperatur im untersten Bereich des Pufferspeichers 1 |
| $T_{Sp1-o}$  | Temperatur im obersten Bereich des Pufferspeichers 1  |
| $T_{Sp2-u}$  | Temperatur im untersten Bereich des Pufferspeichers 2 |
| $T_{Sp2-o}$  | Temperatur im obersten Bereich des Pufferspeichers 2  |
| $T_{FWM1-1}$ | Rücklauftemperatur im Frischwassermodul 1             |
| $T_{FWM2-1}$ | Rücklauftemperatur im Frischwassermodul 2             |

Wärmeabgabesystem

- |              |   |
|--------------|---|
| $T_{FWM1-2}$ | Temperatur des Warmwassers des Frischwassermoduls 1 |
|--------------|---|



T <sub>FWM2-2</sub>	Temperatur des Warmwassers des Frischwassermoduls 2
W <sub>el</sub>	Stromzähler an Heizpatrone
Q <sub>FWM</sub>	Wärmemengenzähler Frischwassermodule
T <sub>VL-FWM</sub>	Warmwassertemperatur Frischwassermodule
T <sub>RL-FWM</sub>	Kaltwassertemperatur Frischwassermodule
T <sub>Sp3-u</sub>	Temperatur im untersten Bereich des Warmwasserspeichers
T <sub>Sp3-o</sub>	Temperatur im obersten Bereich des Warmwasserspeichers
Q <sub>WW</sub>	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
T <sub>VL-WW</sub>	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T <sub>RL-WW</sub>	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung

### 7.6.1 Energiebilanzen

Folgende Abbildungen (Abbildung 103 und Abbildung 104) stellen die Energiebilanzen der Anlage Staarhof dar. Die in Abbildung 103 dargestellte Energiebilanz der Pufferspeicher zeigt einerseits den Wärmeinput (blau: Solarwärme) und andererseits die zur Verfügung gestellte Wärmemenge (rot: FWM). Beim Wärmeinput Solarwärme (blau) wurden vom Messwert des Solarwärmemengenzählers die durch die Stagnationsvermeidung den Pufferspeichern entnommenen Wärmemengen in Abzug gebracht. Der dargestellte Solarertrag (Q<sub>h\_SS</sub>) entspricht somit dem nutzbaren Solarertrag. Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und -output ergibt sich für den Monitoringzeitraum ein Verlust (Speicher und Rohrleitungen) von etwa 16 %, was ein niedriger Wert ist.

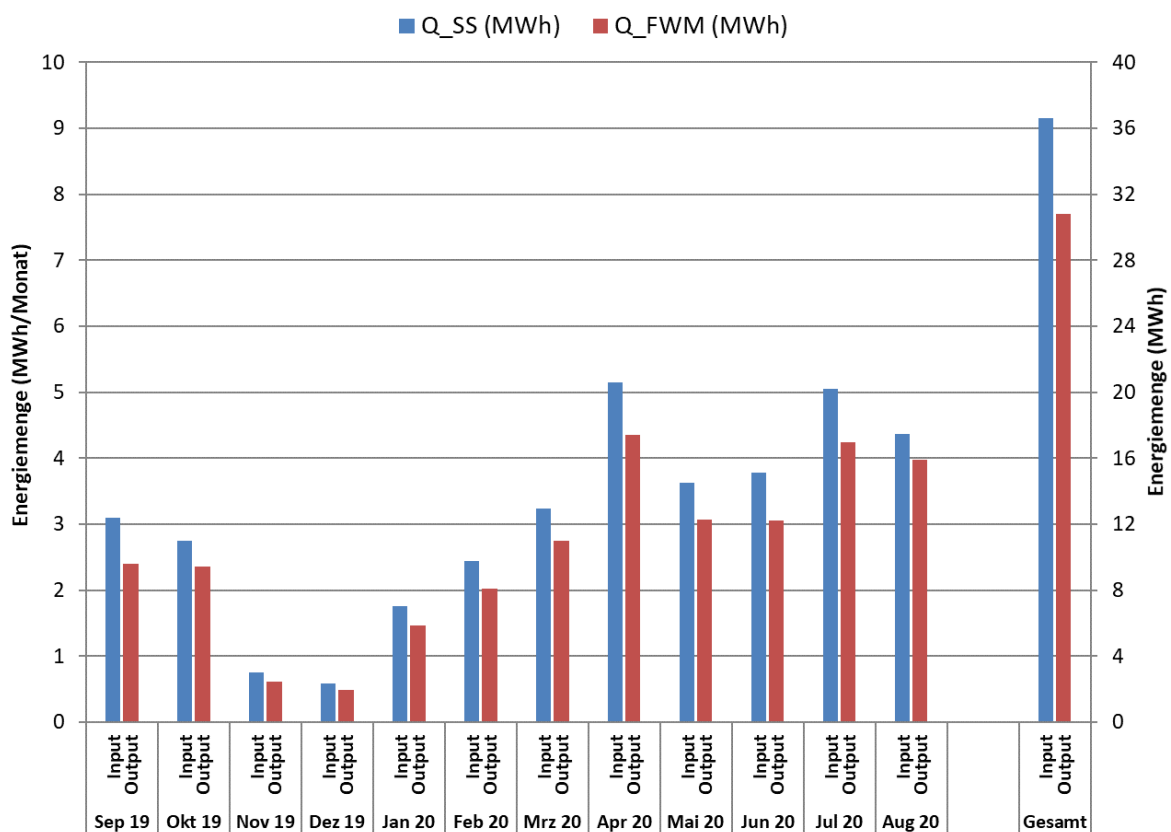


Abbildung 103: Energiebilanz der Pufferspeicher der Anlage „Schweinemast Staarhof“ (Monitoringzeitraum)

In Abbildung 104 ist die Energiebilanz des Gesamtsystems mit zwei Wärmeinputs (blau: Solarwärme, orange: Heizpatrone) und mit der aus dem Warmwasserspeicher abgeführten Wärmemenge (grün: WW) dargestellt. Die Differenz von Wärmeoutput abzüglich Wärmeinput ergibt analog zur Energiebilanz der Pufferspeicher (siehe Abbildung 103) den Gesamtverlust, der mit 14 % geringfügig unter jenem der Pufferspeicherbilanz liegt.

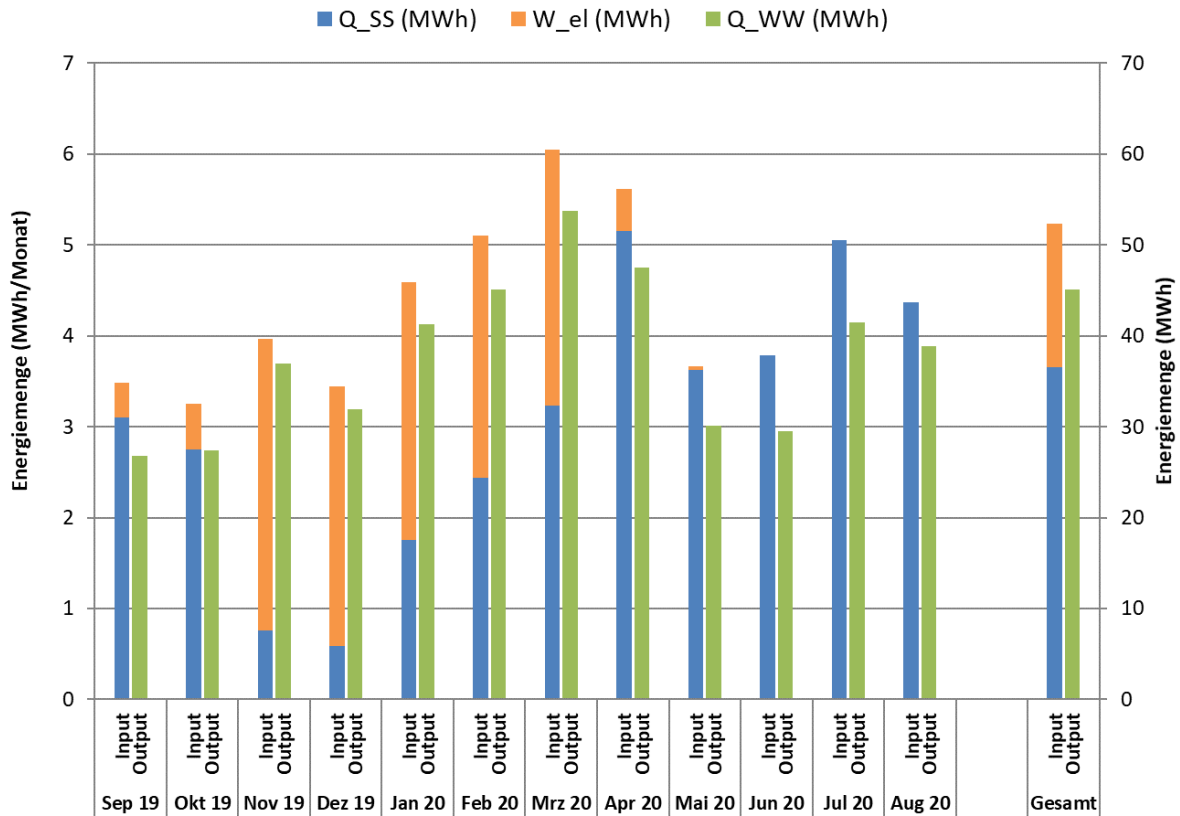


Abbildung 104: Energiebilanz des Gesamtsystems der Anlage „Schweinemast Starhof“ (Monitoringzeitraum)

In Abbildung 105 ist die Energiebilanz um die Pufferspeicher gemeinsam mit der mittleren Pufferspeichertemperatur und den maximalen sowie minimalen in den Pufferspeichern gemessenen Temperaturen (von beiden Pufferspeichern) dargestellt. Sie zeigt analog zur zuvor gezeigten Energiebilanz der Pufferspeicher (Abbildung 103) den gesamten Wärmeinput in die Pufferspeicher (gelb) und andererseits die der Warmwasserbereitung zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün).

Die mittlere Pufferspeichertemperatur ist jeweils zum Monatswechsel dargestellt, die maximalen und minimalen Pufferspeichertemperaturen beziehen sich jeweils auf den gesamten Monat und sind zur Monatsmitte dargestellt. Aufgrund eines Ausfalls der Datenaufzeichnung im August 2020, enden die Temperaturkurven bereits mit Juli 2020. Über die Pufferspeichertemperaturen kann auf den Speicherzustand geschlossen werden. Durch die tägliche Nutzung der gesamten Solarenergie kommt es zu keinen längerfristigen Wärmespeicherungen, was an der großen Bandbreite zwischen maximalen und minimalen Speichertemperaturen ersichtlich ist.

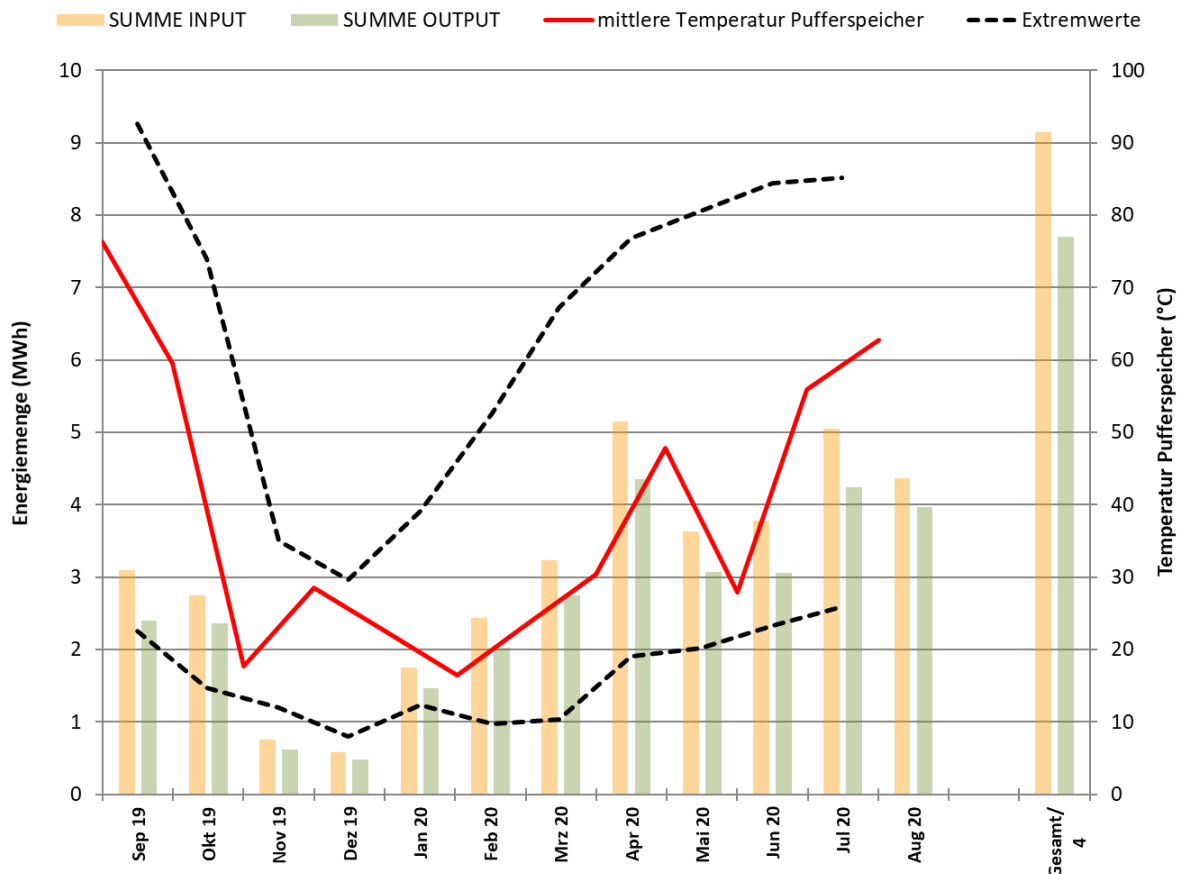


Abbildung 105: Energiebilanz der Pufferspeicher der Anlage „Schweinemast Starhof“ sowie mittlere, maximale und minimale Pufferspeichertemperaturen (Monitoringzeitraum)

### 7.6.2 Vergleich Simulation - Messwerte

Um den Solarertrag im Monitoringzeitraum richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), ist die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen worden. Die mit dem Programm T Sol durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 106 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie) und Messergebnisse (rote Linie) des spezifischen Solarertrags und der spezifischen Einstrahlung (orange durchgezogene bzw. gestrichelte Linie). Analog zu Abschnitt 7.6.1 entspricht der dargestellte Solarertrag dem nutzbaren Solarertrag. Wärme, die mittels der Funktion der Stagnationsvermeidung wieder an die Umgebung abgegeben wird, wird nicht als nutzbarer Solarertrag gewertet. Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu  $576 \text{ kWh/m}^2$ , die spezifische Jahreseinstrahlung zu  $1417 \text{ kWh/m}^2$  prognostiziert. Der gemessene spezifische Solarertrag (rote Linie) liegt im Monitoringzeitraum mit etwa  $398 \text{ kWh/m}^2$  unter der Prognose. Die gemessene Einstrahlung liegt im Monitoringzeitraum ebenfalls hinter der Prognose bei  $1058 \text{ kWh/m}^2$  (wegen des oben genannten Ausfalls wurde die Einstrahlung im August 2020 mittels des entsprechenden Prognosewerts und eines Abminderungsfaktors, der auf der Abweichung zwischen Prognose- und Messwert der Einstrahlung der ersten 11 Monate basiert, ermittelt). Der Einbruch der gemessenen Einstrahlung ab November 2019 liegt hauptsächlich an der Verschmutzung des Globalstrahlungssensors aufgrund der staubbelasteten Umgebungsluft (Staub aus Futtersilos, etc.). Im Zuge der Anlagenbesichtigung durch die Begleitforschung Ende August 2019 wurde der Globalstrahlungssensor gereinigt, weshalb die Abminderung etwas verzögert auftritt. Aufgrund der staubbelasteten Umgebungsluft sind auch die Kollektoren dauerhaft verschmutzt. Der geringere Ertrag liegt hauptsächlich an dieser Verschmutzung,

Unterschiede zwischen den für die Simulation verwendeten Wetterdaten und der tatsächlichen Wettersituation können eine weitere Ursache sein. Mit dem Anlagenplaner wurde eine mögliche Reinigung der Kollektoren, die in regelmäßigen Abständen zu erfolgen hätte, besprochen. Dabei wurde festgestellt, dass der Nutzen in keinem Verhältnis zum Aufwand einer solchen Maßnahme steht und davon abzusehen ist. Des Weiteren bestehen Sicherheitsbedenken für die Personen, welche die Reinigung durchzuführen hätten. Als weitere Ursache für einen verminderten Ertrag gegenüber der Prognose wäre auch der gegenüber der Prognose ebenfalls verminderte Verbrauch (siehe Abbildung 107) zu nennen.

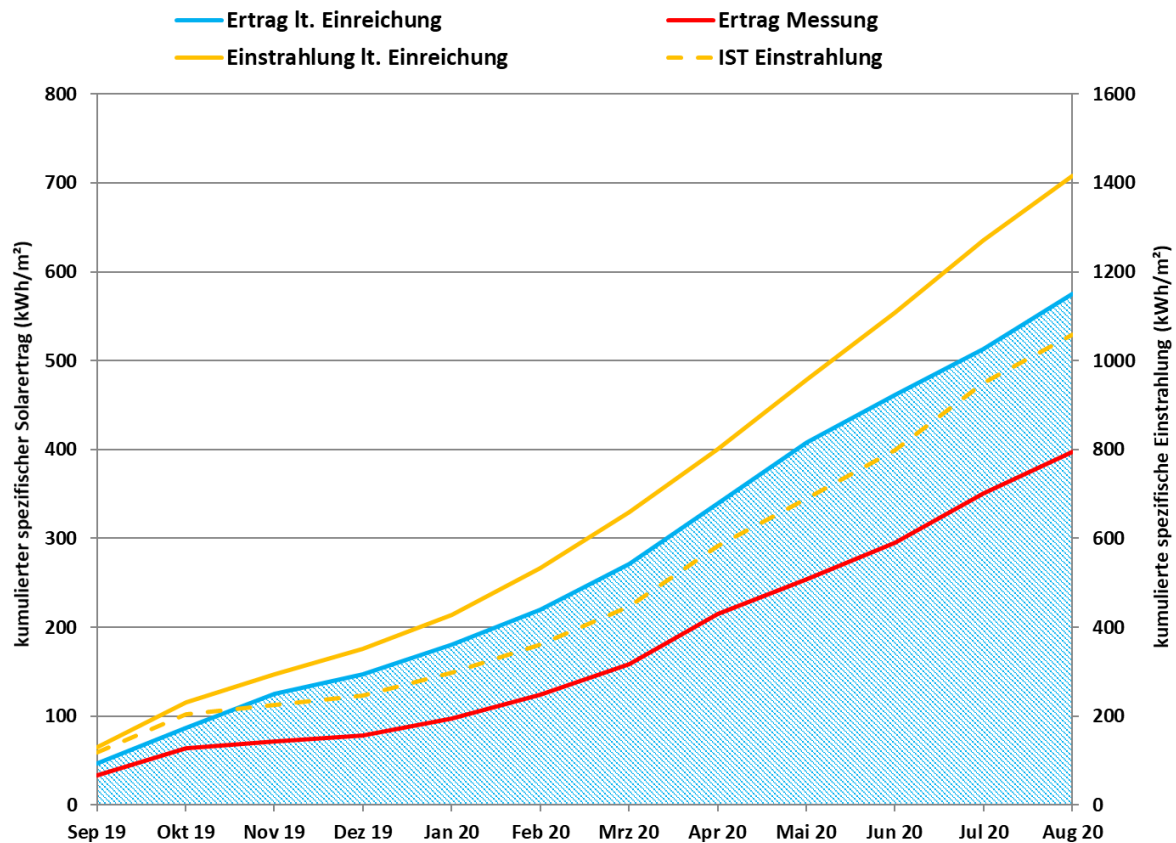


Abbildung 106: Prognostizierte und gemessene Werte für die Einstrahlung und den spezifischen Solarertrag der Anlage „Schweinemast Staarhof“ (Monitoringzeitraum)

Abbildung 107 zeigt den kumulierten Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme aus dem Warmwasserspeicher. Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung zu 77 MWh abgeschätzt. Der gemessene Verbrauch (rot) liegt im Monitoringzeitraum mit 45 MWh unter dem prognostizierten Wärmebedarf. Der Grund für diese Abweichung ist, dass der Warmwasserverbrauch in der Simulationsrechnung höher als der tatsächliche Wert angesetzt worden war. Der geringere Verbrauch ist auch eine der Ursachen für die Abweichung vom Prognosewert beim Ertrag (siehe oben).

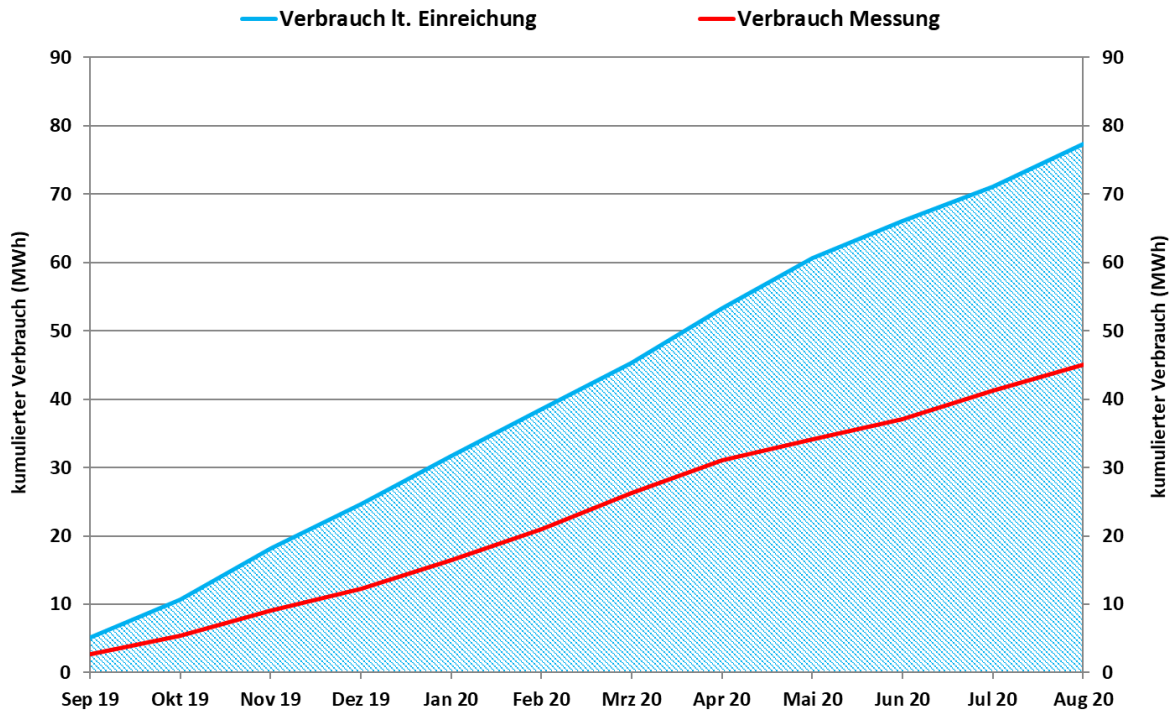


Abbildung 107: Verbrauch (Simulations- und Messwert) der Anlage „Schweinemast Staarhof“ (Monitoringzeitraum)

Abbildung 108 stellt für jeden Monat des Monitoringzeitraums die prognostizierten und gemessenen solaren Deckungsgrade (Definition: Solarertrag dividiert durch den gesamt Wärmeinput) gegenüber. Der Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 69 % angegeben. Der tatsächliche solare Jahresdeckungsgrad liegt mit 70 % geringfügig darüber. In den Monaten September und Oktober 2019 sowie in den Monaten April bis August 2020 übertreffen die gemessenen die prognostizierten solaren Deckungsgrade und liegen zwischen 84 % und 100 %, von November 2019 bis März 2020 liegen sie darunter (zwischen 17 % und 53 %). In den Monaten November 2019 bis Februar 2020 wird aufgrund geringer Solarerträge der Großteil der benötigten Wärme mit der Heizpatrone bereitgestellt (siehe Abbildung 104), was den solaren Deckungsgrad deutlich reduziert.

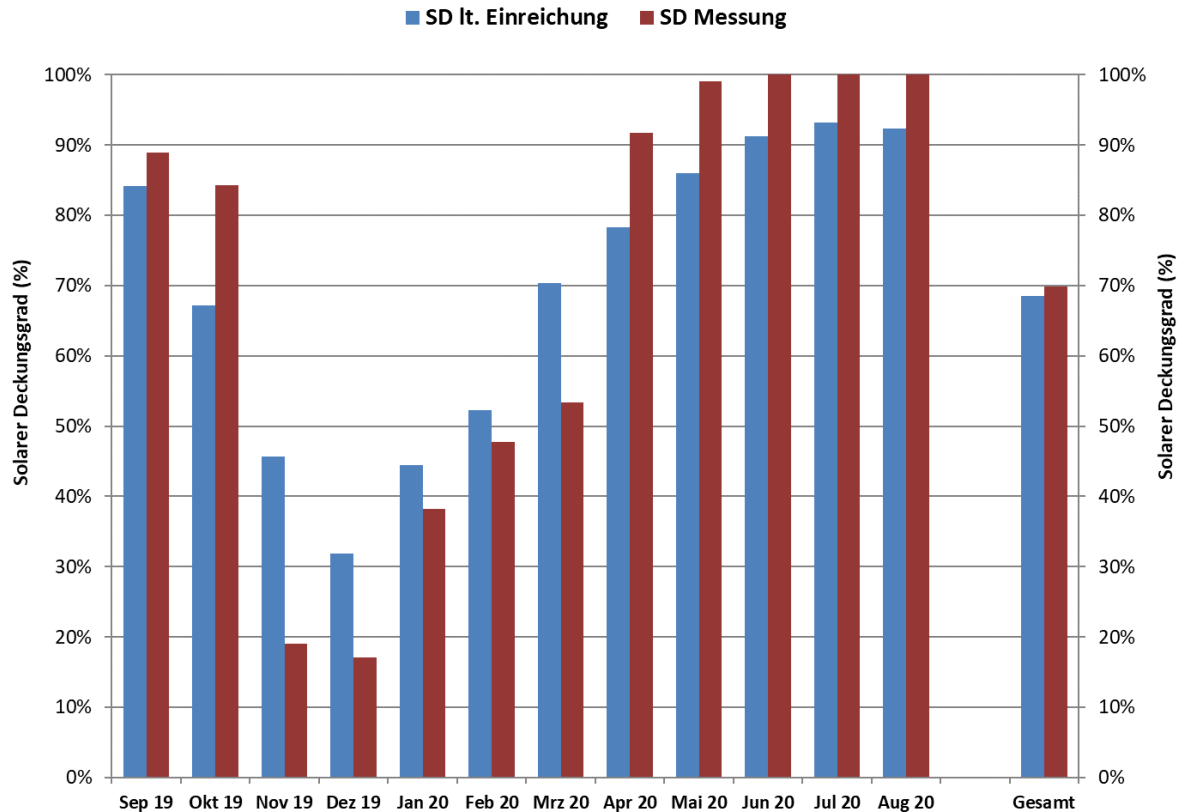


Abbildung 108: Solarer Deckungsgrad (Simulations- und Messwert) der Anlage „Schweinemast Staarhof“ (Monitoringzeitraum)

### 7.6.3 Detailbetrachtung und Optimierungspotential

Das Betriebsverhalten der Solaranlage bei sonniger Wetterlage ist exemplarisch für den 20.9.2019 in Abbildung 112 dargestellt. Der Betrieb der Solaranlage beginnt gegen 09:00 Uhr, die Solarwärme wird in die Pufferspeicher eingespeist. Die Temperaturen in beiden Pufferspeichern steigen deutlich an. Mit abnehmender Einstrahlung wird um etwa 16:30 Uhr die Einspeisung beendet. Zu diesem Zeitpunkt sind alle Pufferspeichertemperaturen deutlich über 60 °C.

Die Warmwasserzapfungen (siehe Abbildung 110), bei denen das Kaltwasser über die Frischwassermodule (FWM) den Pufferspeicher 1 unten kühlt, führen zu abrupten Temperaturabfällen im Solarsekundärkreis, da der Rücklauf des Solarsekundärkreises aus diesem Pufferspeicherbereich entnommen wird.

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager liegt mit durchschnittlich etwa 10 K geringfügig über dem als optimal angesehenen Wert von 7 K, wobei letzterer bei einer Globalstrahlung von 1000 W/m<sup>2</sup> gilt und daher das Optimum bei der am 20.9.2019 gegebenen Globalstrahlung von maximal etwa 835 W/m<sup>2</sup> noch weiter darunter liegen würde. Die beobachtete Abweichung kann auf eine zu kleine Dimensionierung des Solarwärmeübertragers und/oder auf ungleiche Durchflüsse in Solarprimär- und -sekundärkreis zurückzuführen sein. Auf letztere deutet eine höhere Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf im Sekundärkreis (etwa 25 K) als im Primärkreis (etwa 15 K) hin.



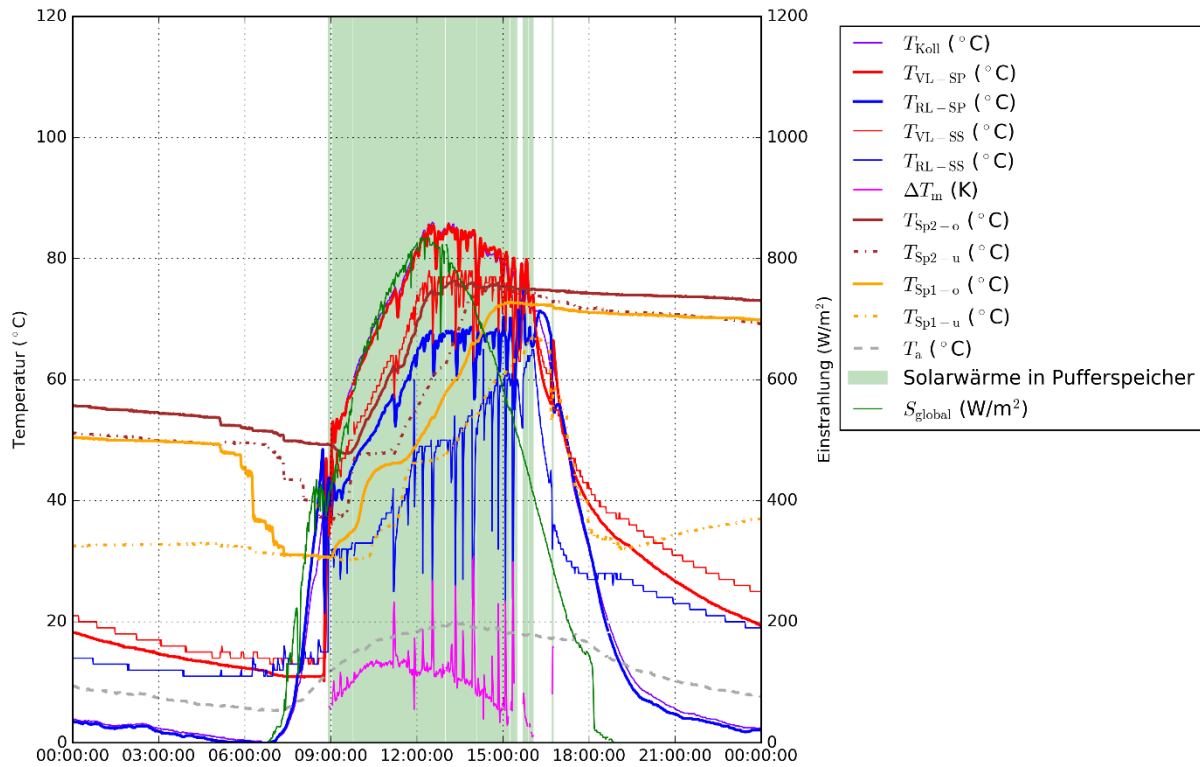


Abbildung 109: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen des Solarprimär- und -sekundärkreises, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Temperaturen in den Pufferspeichern, Außenlufttemperatur, Markierung des Solarbetriebs, Globalstrahlung (20.09.2019)

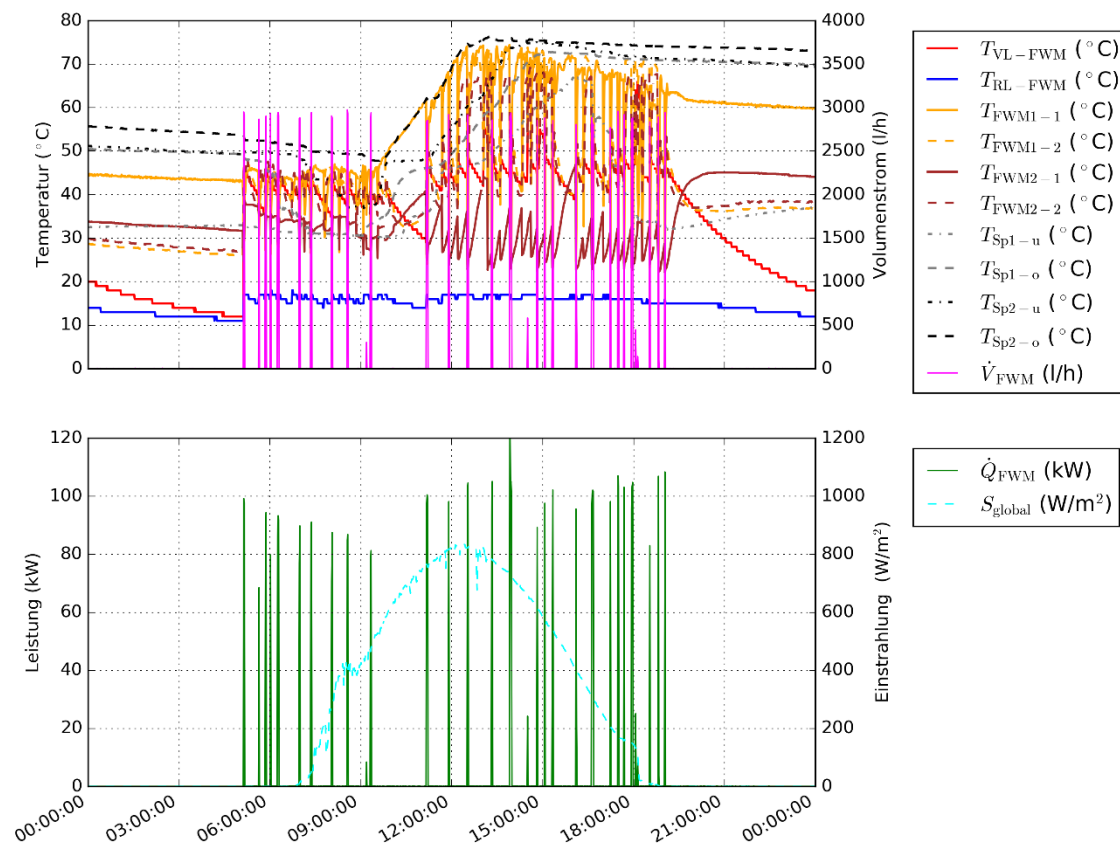


Abbildung 110: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen und Durchfluss der FWM sowie Frischwassertemperaturen vor und nach den FWM; Unten: Leistung der FWM und Solarstrahlung

In

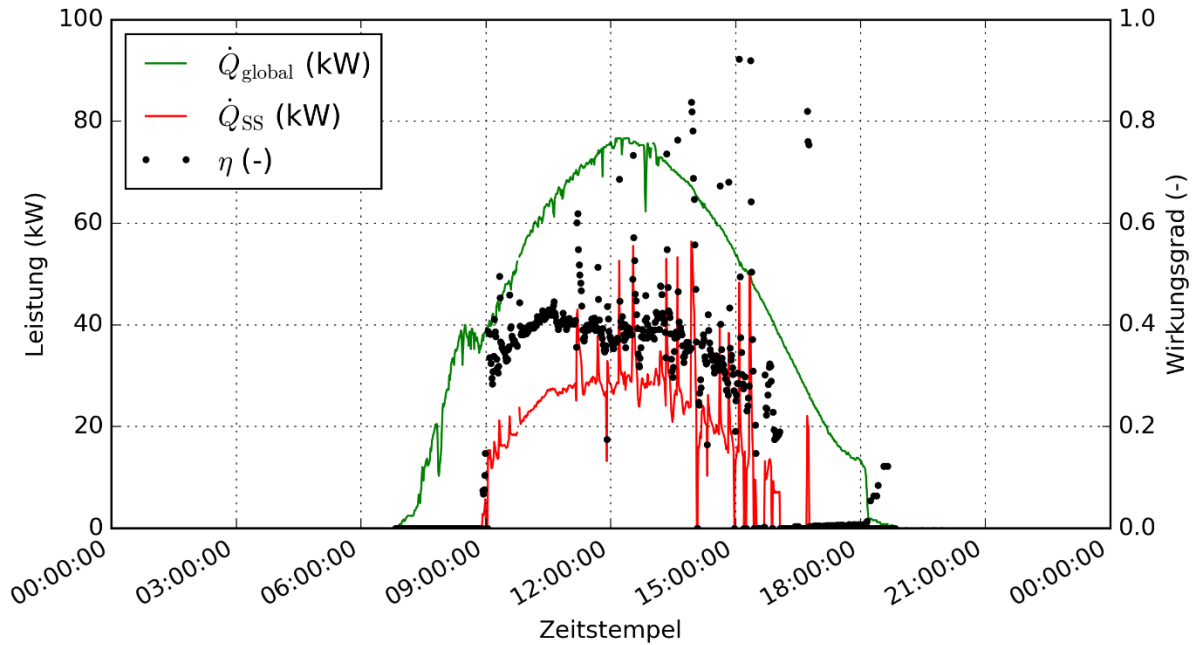


Abbildung 111 sind für den 20.9.2019 die eingestrahlte Leistung auf das Kollektorfeld, die durch den Solarsekundärkreis an den Pufferspeicher übertragene Leistung sowie der daraus berechnete Wirkungsgrad dargestellt. Die auf das Kollektorfeld eingestrahlte Leistung errechnet sich als Produkt aus der Globalstrahlung und der Aperturfläche des Kollektorfeldes. Der Wirkungsgrad liegt im eingeschwungenen Zustand der Solaranlage bei 40 %, was ein typischer Wert für eine derartige Anlage ist.

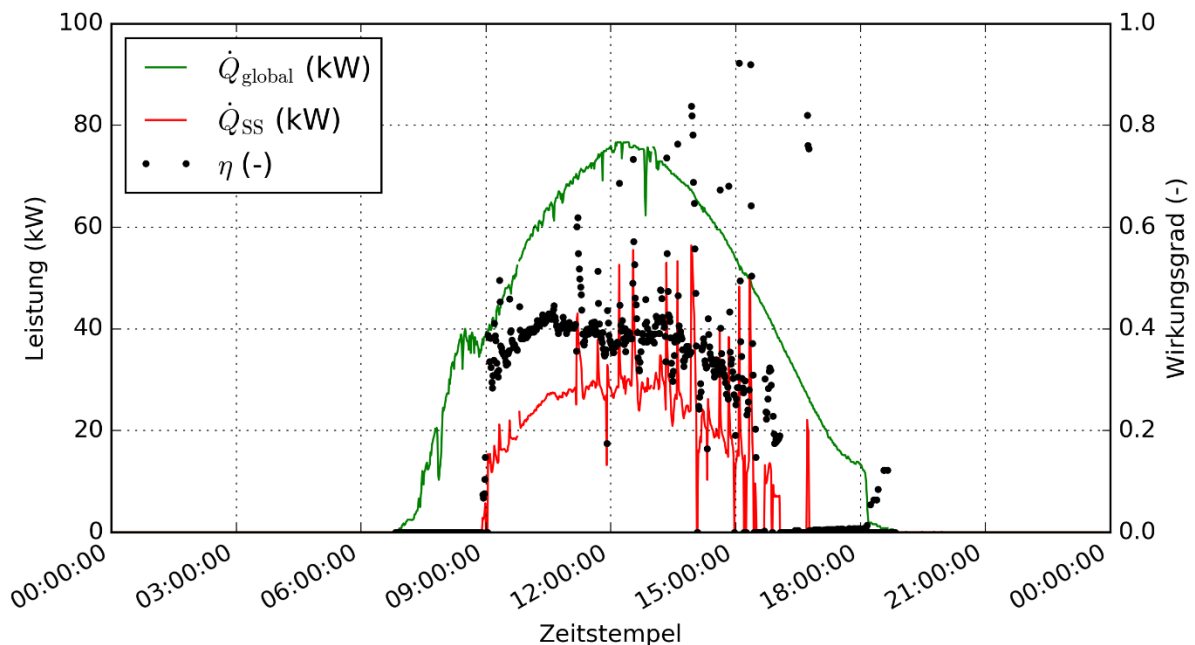


Abbildung 111: Einstrahlungsleistung und Leistung des Solarsystems sowie Wirkungsgrad des Solarsystems. (20.09.2019)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage bei wechselhafter Wetterlage ist exemplarisch für den 17.10.2019 in Abbildung 112 dargestellt. Die Solaranlage ist von etwa 12:20 Uhr und etwa 15:20 Uhr mit wenigen Unterbrechungen in Betrieb. Am Vormittag und am frühen Abend ist die Wärmepumpe mehrmals für wenige Minuten in Betrieb. Die

Speichertemperaturen vor allem im Pufferspeicher 1 werden angehoben, am Nachmittag erreichen sie etwa 60 °C.

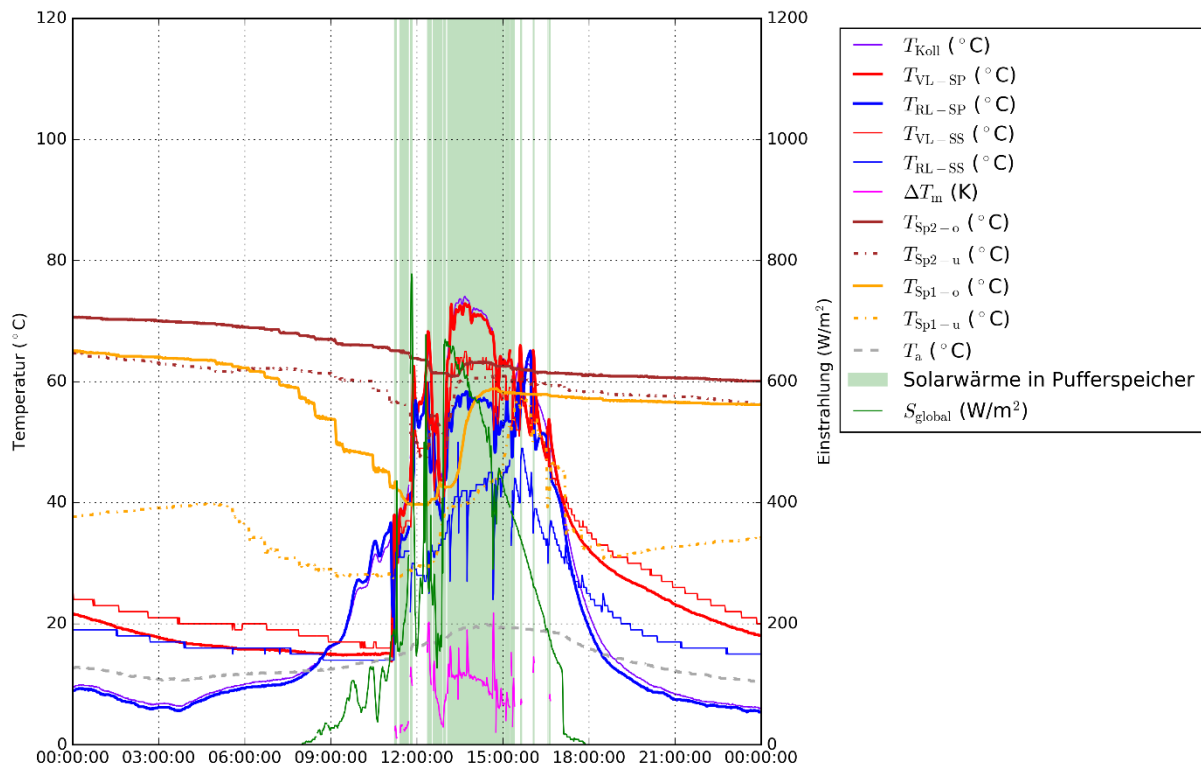


Abbildung 112: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen des Solarprimär- und -sekundärkreises, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Temperaturen in den Pufferspeichern, Außenlufttemperatur, Markierung des Solarbetriebs, Globalstrahlung (17.10.2019)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage bei sonniger Wetterlage und Stagnation ist exemplarisch für den 09.07.2020 in Abbildung 112/Abbildung 113 dargestellt. Die Solaranlage ist an diesem Tag erstmals zwischen 7:30 Uhr und 8:30 Uhr in Betrieb und speist aufgrund der noch niedrigeren Temperaturen im Solarprimärkreis (geringe Einstrahlung in der Früh) bis dahin in Pufferspeicher 1 (der kühlere der beiden Pufferspeicher) ein. Nach 9:00 ist der Betrieb annähernd unterbrechungsfrei, wobei fast ausschließlich in Pufferspeicher 2 eingespeist wird, da die Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis die untere Temperatur im Pufferspeicher 2 übersteigt (Umschaltbedingung des Umschaltventils im Solarsekundärkreis). Gegen 13:10 Uhr erreicht der Kollektor die Begrenzungstemperatur des Solarbetriebs von etwa 120 °C, sodass die Solaranlage entsprechend der Regelstrategie ausschaltet, obwohl die Temperaturen in Pufferspeicher 1 nur bei 70 °C liegen, also noch Speicherpotenzial vorhanden wäre. Gegen 15:00 Uhr schaltet die Solaranlage wieder ein, da sich der Kollektor in der Zwischenzeit wieder auf etwa 110 °C abkühlen konnte. In weiterer Folge speist die Solaranlage bis etwa 16:50 Uhr in Pufferspeicher 2 ein. Zwischen etwa 17:30 Uhr und 19:00 Uhr kommt es mit Unterbrechungen zur Einspeisung in Pufferspeicher 1. Bei der Solaranlage der Schweinemast Staarhof trat im Monitoringzeitraum an insgesamt zehn Tagen Stagnation auf. Die Kollektortemperatur erreichte dabei Spitzenwerte um 140 °C. Durch die sehr kontinuierliche Wärmeabnahme aufgrund täglicher Warmwasserbereitung in annähernd gleichen Mengen, die ausreichend große Pufferspeichergröße (2 x 1500 Liter) und die Funktion der Stagnationsvermeidung wäre anzunehmen, dass Stagnation noch seltener auftreten würde. So kommt es zum Teil auch zur Stagnation, obwohl Pufferspeicher 1 noch Speicherpotenzial aufweisen würde (siehe Abbildung 113). Die Funktion der Stagnationsvermeidung war im Monitoringzeitraum lediglich an vier Tagen im September 2019 und am 13.06.2020 zu beobachten, da der

obere Bereich in Pufferspeicher 1 nur an diesen Tagen die zur Auslösung führende Temperatur erreichte. Durch die Adaption von Solarregelungsparametern könnte einerseits die Wirksamkeit der Funktion der Stagnationsvermeidung verbessert und andererseits ein späteres Ausschalten der Solaranlage (Stagnationsbeginn) erreicht werden. Da die Anzahl der Tage mit Stagnation jedoch gering ist und die solare Deckung im Sommer ohnehin 100 % beträgt, hielte sich der Nutzen solcher Optimierungsmaßnahmen in Grenzen.

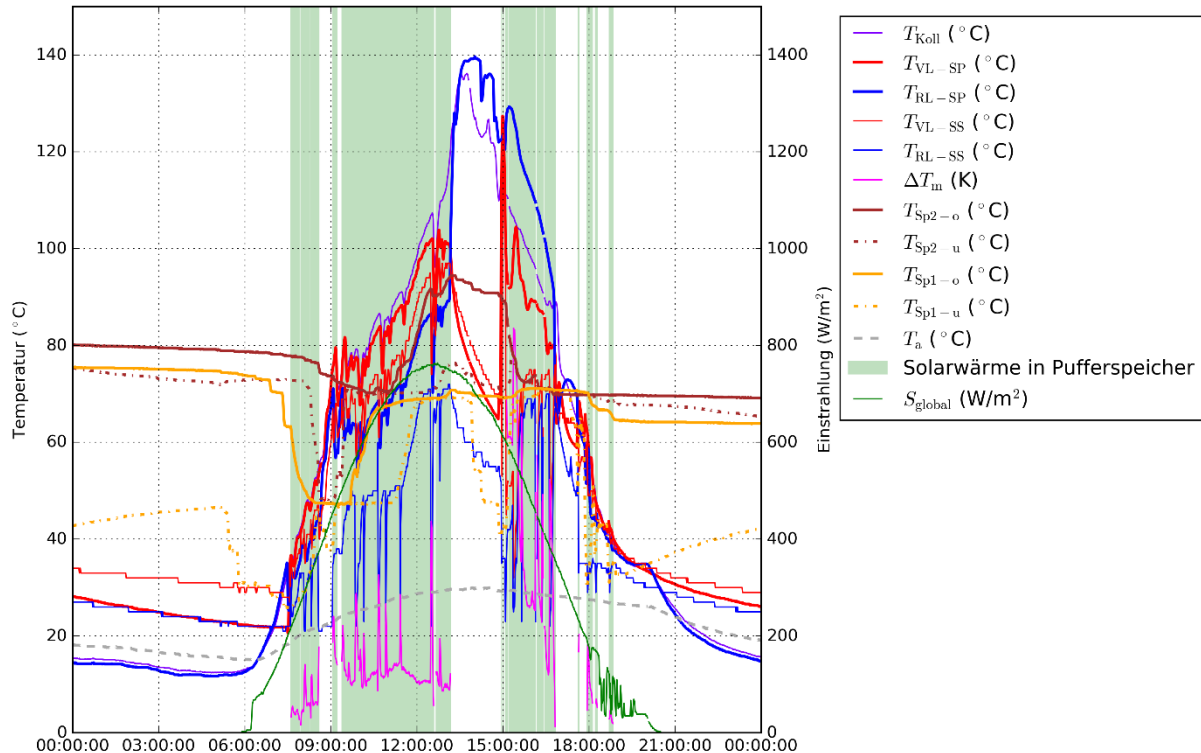


Abbildung 113: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen des Solarprimär- und -sekundärkreises, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Temperaturen in den Pufferspeichern, Außenlufttemperatur, Markierung des Solarbetriebs, Globalstrahlung (09.07.2020)

In Abbildung 114 und Abbildung 115 ist die Warmwasserbereitung am 19.11.2019 dargestellt. Abbildung 114 zeigt im oberen Diagramm die primärseitigen Vor- und Rücklauftemperaturen und den primärseitigen Gesamtdurchfluss der FWM sowie die Temperaturen des Frischwassers vor und nach der Erwärmung in den FWM. Das untere Diagramm zeigt die Gesamtleistung der FWM und die Solarstrahlung.

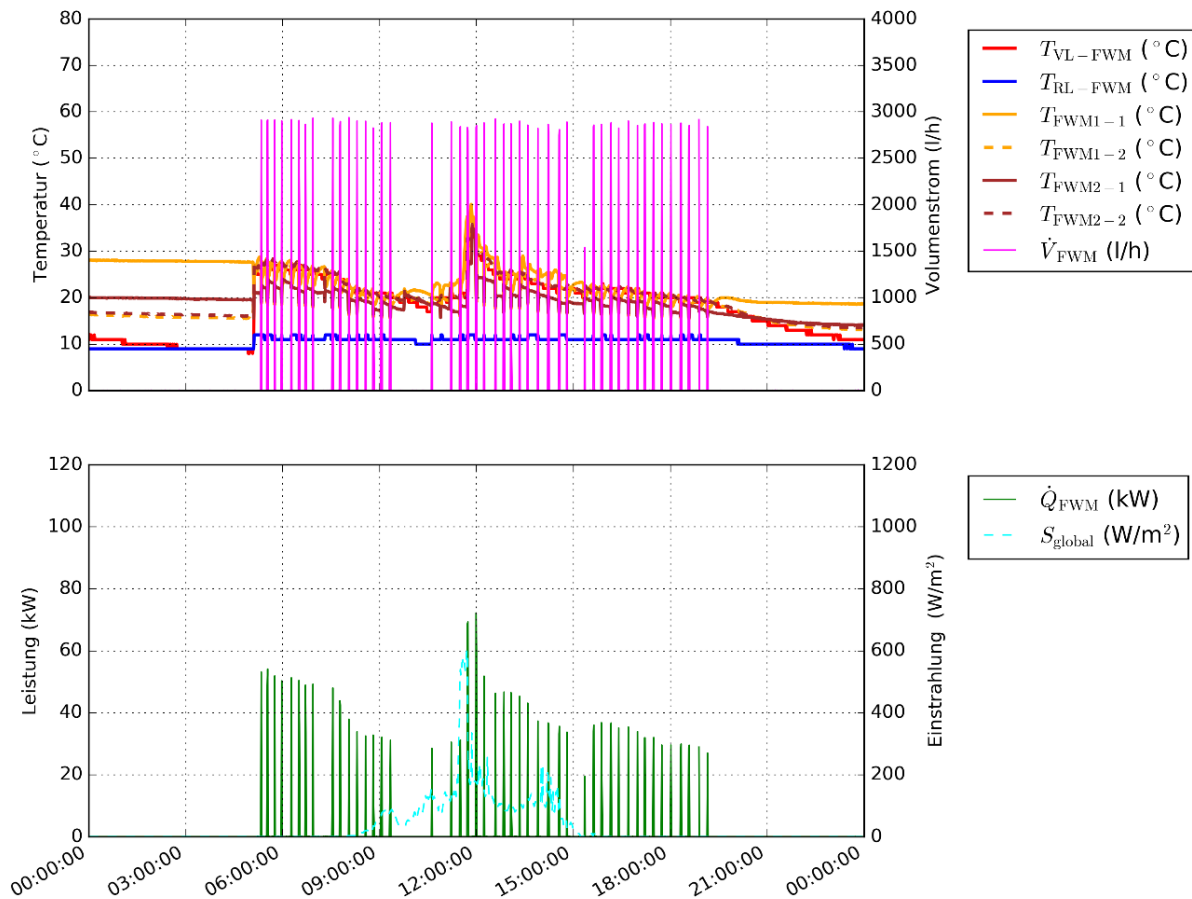


Abbildung 114: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen und Durchfluss der FWM sowie Frischwassertemperaturen vor und nach den FWM; Unten: Leistung der FWM und Solarstrahlung (19.11.2019)

Die Temperaturen des (vorgewärmten) Kalt- und Warmwassers, die Warmwasser-Schüttleistung, die thermische Warmwasserleistung und die Solarstrahlung sind in Abbildung 115 dargestellt. Die Warmwasserzapfungen zur Futtermittelbereitung erfolgen zwischen etwa 5:00 und 19:00 Uhr in regelmäßigen Abständen. Die Leistungen der FWM beträgt bei den Zapfungen etwa 100 kW.

Die über den Tag verteilten Warmwasserzapfungen sind beispielhaft dargestellt. Die Temperaturen des Warmwassers sind morgens deutlich höher als untertags. Dies kommt daher, dass in der Nacht keine Warmwasserzapfungen erfolgen und das Wasser im Warmwasserspeicher durch die Heizpatrone (etwa 4 kW, zwischen November und März ununterbrochen in Betrieb) auf bis zu etwa 70 °C erwärmt wird, während es durch die regelmäßigen Zapfungen tagsüber auf etwa 40 °C abkühlt. Durch die höhere Wassertemperatur ist auch die Wärmeleistung der Warmwasserzapfungen morgens höher, als untertags. Es hat sich gezeigt, dass die Heizpatrone (fast) ausschließlich von Ende Oktober 2019 bis Anfang April 2020 (fast ausschließlich in niedrigster Stufe) in Betrieb ist. Insbesondere im März 2020 erfolgt dieser Betrieb häufig trotz ausreichend hoher Temperaturen (> 50°C) in den Pufferspeichern. Eine grobe Abschätzung deutet auf einen dadurch verursachten elektrischen Mehrverbrauch von etwa 1 MWh hin, was im Vergleich zum elektrischen Gesamtverbrauch von etwa 16 MWh/a als gering einzuschätzen ist.

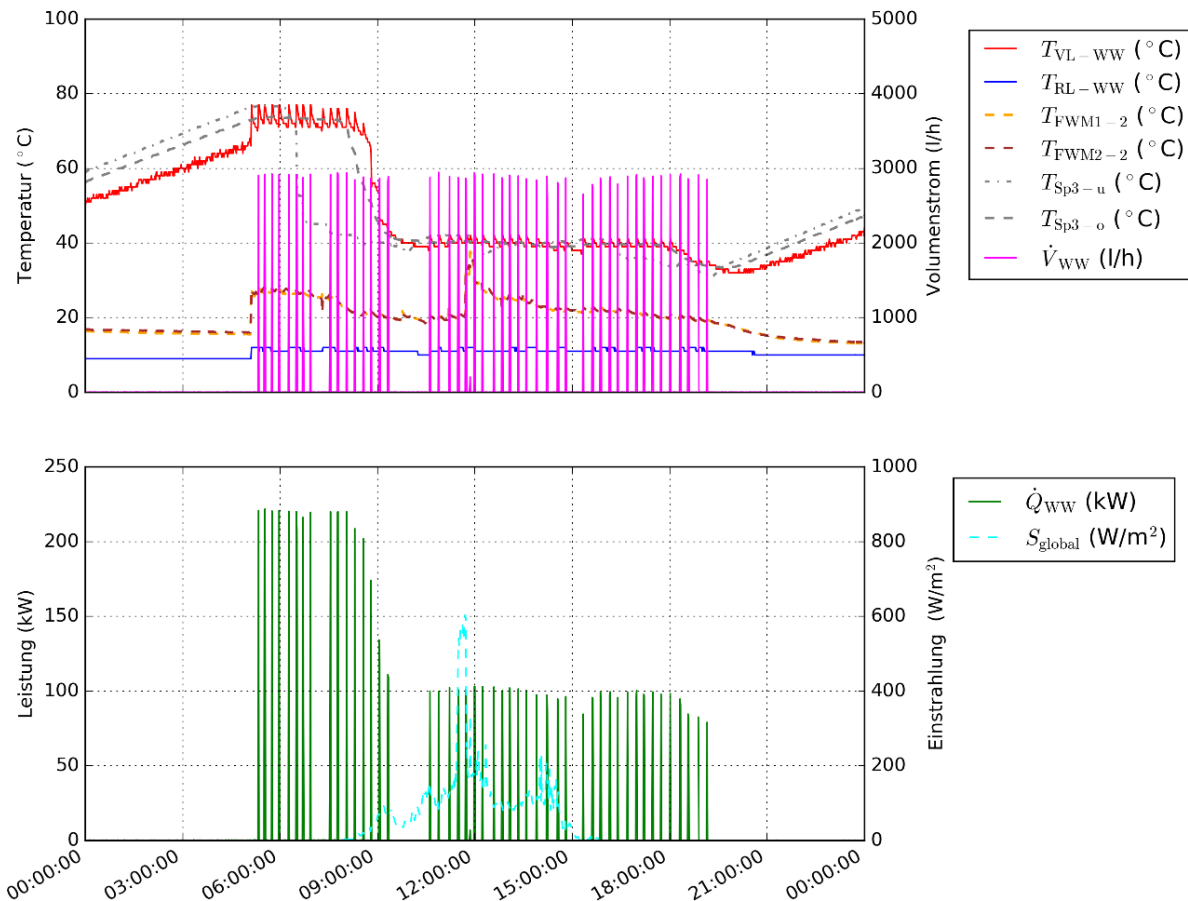


Abbildung 115: Oben: Frischwassertemperaturen vor und nach den FWM bzw. im und nach dem Warmwasserspeicher sowie Schüttleistung; Unten: Warmwasserleistung und Solarstrahlung (19.11.2019)

In Abbildung 116 sind die Betriebstemperaturen der Pufferbeladung (SS) und der eingebrachten Wärme der Solaranlage im Berichtszeitraum ersichtlich. Im Vorlauf und Rücklauf ist wie erwartet eine Verschiebung der Temperaturniveaus zueinander ersichtlich (Temperaturdifferenz der Einspeisung). Die mittlere Betriebstemperatur (dritte Teilabbildung) hat ein deutliches Maximum zwischen 35 °C und 45 °C. In der untersten Teilabbildung wird die Temperaturdifferenz der mittleren Solarsekundärtemperatur und der Außentemperatur dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Solaranlage tendenziell bei relativ niedrigen Temperaturen einspeist, was sich positiv auf die Anlageneffizienz (höherer Wirkungsgrad, weniger Speicherverluste, siehe 7.6.1) auswirkt.



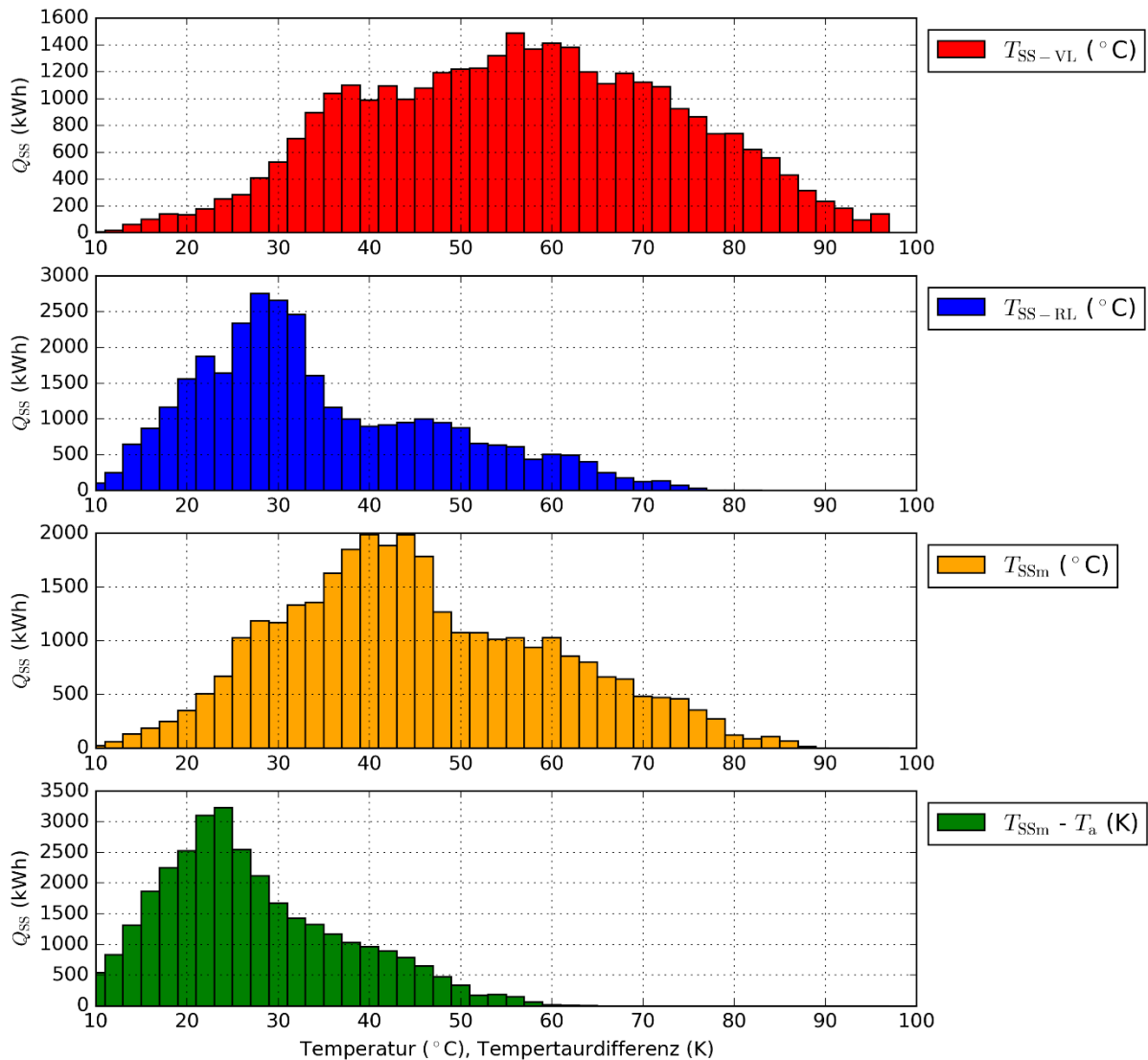


Abbildung 116: Betriebstemperaturen der Pufferbeladung (SS) für Schweinemast Starhof; Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur, mittlere Betriebstemperatur, Temperaturdifferenz mittlere Betriebstemperatur zur Außenluft (Monitoringzeitraum)

Abbildung 117 stellt die durchschnittliche Tagesleistung aller Wärmeerzeuger (Solaranlage und Heizpatrone) und die gesamte Verbrauchsleistung in und aus der Anlage über den Monitoringzeitraum (oben) und als nach der Leistung sortierte Jahresdauerlinie (unten) dar. Sie ist analog zur Energiebilanz des Pufferspeichers gemäß Abbildung 104 zu verstehen. Es ist ersichtlich, dass die durchschnittliche Verbrauchsleistung (etwa 5,2 kW) gering ist, wenngleich die Zapfleistungen hohe Werte (bis 300 kW, nicht dargestellt) aufweisen. Im Monitoringzeitraum ist der Beitrag der Solaranlage im Durchschnitt etwa doppelt so groß, wie jener der Heizpatrone. Letztere ist lediglich zwischen November 2019 und März 2020 durchgehend im Einsatz.

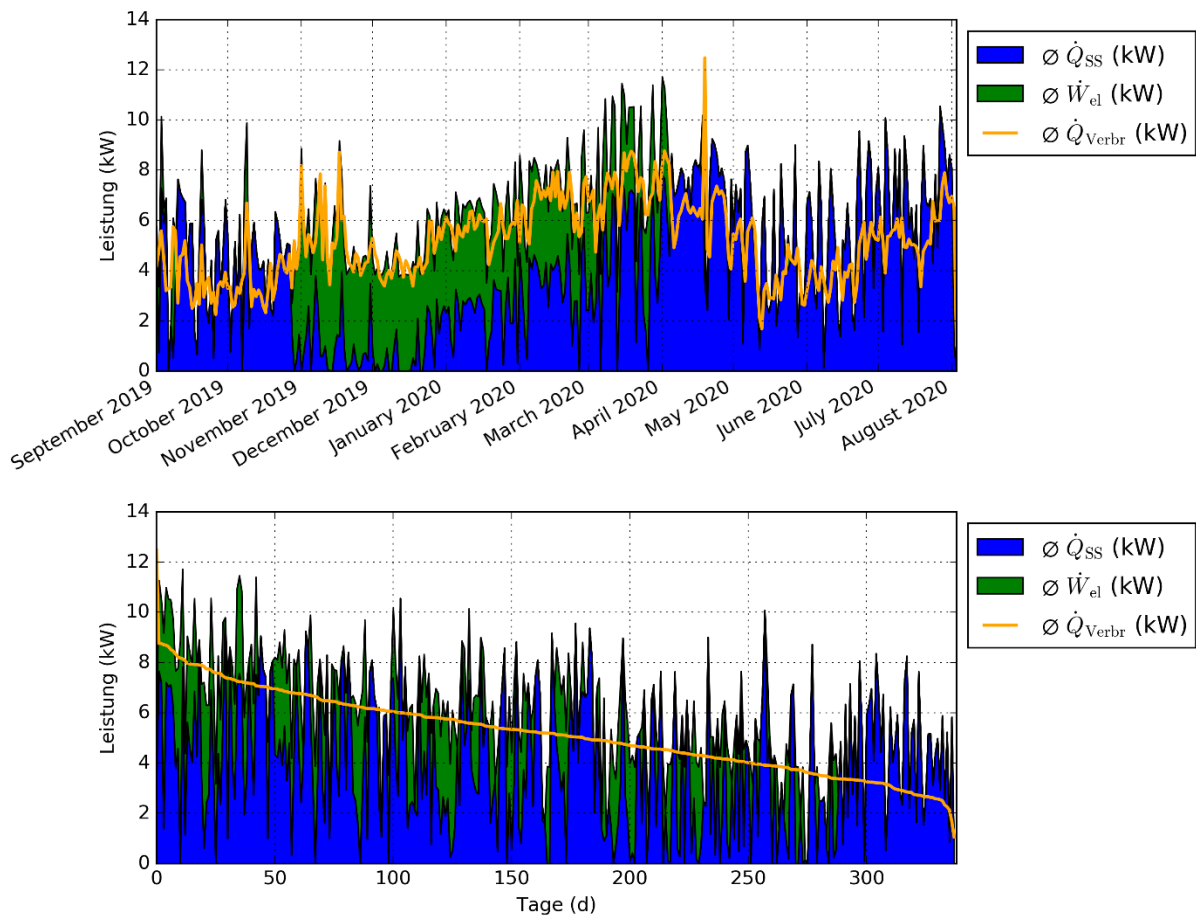


Abbildung 117: Mittlere Bereitstellung der Wärmeerzeuger sowie mittlere Last des Verbrauchers (Warmwasserbereitung) oben chronologisch und unten nach der Last absteigend sortiert (Monitoringzeitraum)

#### 7.6.4 Anlagen Status Quo

Das Monitoring der Anlage „Schweinemast Staarhof“ wurde mit September 2019 gestartet und mit Ende August 2020 beendet. Die Anlage zeigt ein störungsfreies Betriebsverhalten. Hinsichtlich Energieeffizienz und bestmöglicher Nutzung der Solarenergie liegt sie etwas unter den Prognosewerten der Simulationsrechnung. Dies betrifft vorwiegend die geminderten spezifischen Solarerträge, welche hauptsächlich auf die Verschmutzung der Kollektoren aufgrund der staubbelasteten Stallumgebung zurückzuführen sind. Auch der in der Simulationsrechnung zu hoch angesetzte Warmwasserbedarf führt zu einer Abweichung des tatsächlichen vom prognostizierten Ertrag.

Optimierungspotenzial gäbe es bei der Reinigung der Kollektoren sowie bei der Stagnationsvermeidung. Da die Solarerträge mit knapp  $400 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  ausreichend hoch sind, Stagnation im einjährigen Monitoringzeitraum nur zehn Mal aufgetreten ist und die solare Deckung im Sommer ohnehin 100 % beträgt, hielte sich der Nutzen solcher Optimierungsmaßnahmen in Grenzen. Die solare Deckung liegt trotz des geringeren Ertrags mit 70 % geringfügig über dem Prognosewert.

## 7.7 Hackguttrocknung Mader, OÖ

### 7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Trocknungsanlage Mader, OÖ
<u>Adresse:</u>	4673 Gaspoltshofen
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Hackgut-Trocknungsanlage
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	114,52 m <sup>2</sup> Solarluftkollektoren (CONA CCS+)
<u>Aperturfläche:</u>	108,64 m <sup>2</sup>
<u>Neigung:</u>	26°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	195° (SSW)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	40 Tonnen Steinspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	keines
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	100 % (lt. Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	523,55 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode abgeschlossen mit Juli 2020
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem gegenständlichen Projekt handelt es sich um eine Trocknungsanlage von Hackgut, in späteren Ausbaustufen auch für Getreide und Heu, aus überwiegend eigener Produktion, welche 2017 errichtet wurde. Zum Einsatz kommen abgedeckte Luftkollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von rund 114 m<sup>2</sup>, welche auf dem Dach der Trocknungshalle montiert sind. Zusätzlich ist eine Photovoltaik-Anlage mit 30 kWp auf dem Dach installiert. Die thermische Solaranlage dient als einzige Wärmequelle, es ist keine Nachheizung der Trocknungsluft geplant. Der Steinspeicher, mit einer Masse von 40 Tonnen, soll rund 450 kWh Wärme aufnehmen können und auf diesem Wege überschüssige Solarenergie für die spätere Nutzung während der Nacht oder einer Schlechtwetterperiode zur Verfügung stellen.

Das zu trocknende Material wird auf einen Flachrost gelegt und von unten nach oben mit warmer Luft durchströmt.

In Abbildung 118 bis Abbildung 120 ist die Trocknungshalle dargestellt und die solare Luftführung vom Dach in Richtung Steinspeicher bzw. Flachrost erkennbar.



Abbildung 118: Luftkollektoranlage (rechts) und 30 kWp Photovoltaik-Anlage (links) auf dem Dach der Trocknungshalle (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 119: Solarleitung vom Dach zu Steinspeicher bzw. Mischkammer; Hackschnitzel auf Flachrost (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 120: Luftkanal in Richtung Steinspeicher/Mischkammer (Quelle: Bauherr)



### 7.7.2 Luftführungs- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem der Hackguttrocknung Mader ist als Blockschaltbild in Abbildung 121 dargestellt. Es sind grundsätzlich drei Betriebsmodi vorgesehen (vgl. Abbildung 122):

#### Direkte Solartrocknung:

In diesem Modus wird die solar erwärmte Luft direkt von den Kollektoren über die Mischkammer dem Flachrost zugeführt. Hierbei ist Klappe K2 geöffnet, die Klappen K1 und K3 sind geschlossen. Es sind die Ventilatoren V1 und V3 in Betrieb. In Abhängigkeit des Druckverhältnisses zwischen Ventilator V1 und V3 wird gegebenenfalls zusätzlich Luft aus der Maschinenhalle angesaugt.

#### Beladung Steinspeicher:

Dieser Modus teilt sich auf 2 Submodi auf:

- a) *Steinspeicher laden*: Wird ausschließlich der Steinspeicher beladen, ist nur Klappe K1 geöffnet und nur Ventilator V1 in Betrieb. Die solar erwärmte Luft wird von oben in den Steinspeicher eingebracht und verlässt das System in Richtung Maschinenhalle.
- b) *Steinspeicher laden und Solartrocknung*: Ist ausreichend Solarwärme zur Verfügung wird der aus dem Steinspeicher austretende Luftstrom nicht an die Umgebung (Maschinenhalle) abgegeben, sondern über die Mischkammer dem Flachrost zugeführt. In diesem Fall ist zusätzlich zu Ventilator V1 auch Ventilator V3 in Betrieb

#### Entladung Steinspeicher:

Beim Entladevorgang wird mit Hilfe von Ventilator V2 und Öffnen der Klappe K3 Luft aus der Maschinenhalle durch den heißen Speicher gesaugt, dadurch erwärmt und über die Mischkammer zum Flachrost geführt.

Drei Differenzdruckmesser, 3 Stromzähler, 7 Temperatursensoren, 6 relative Feuchtemesspunkte und ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

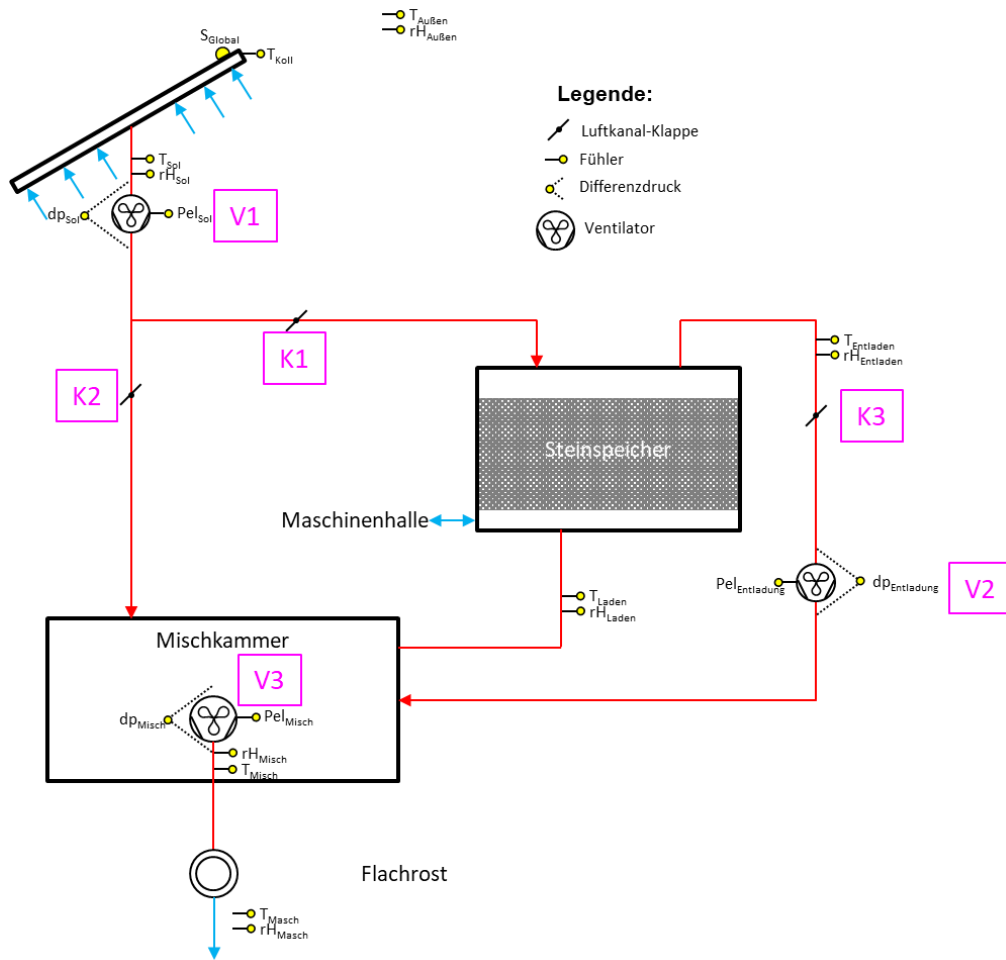


Abbildung 121: Luftführungs- und Messkonzept zum Bauvorhaben Hackgutttrocknung Mader (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)



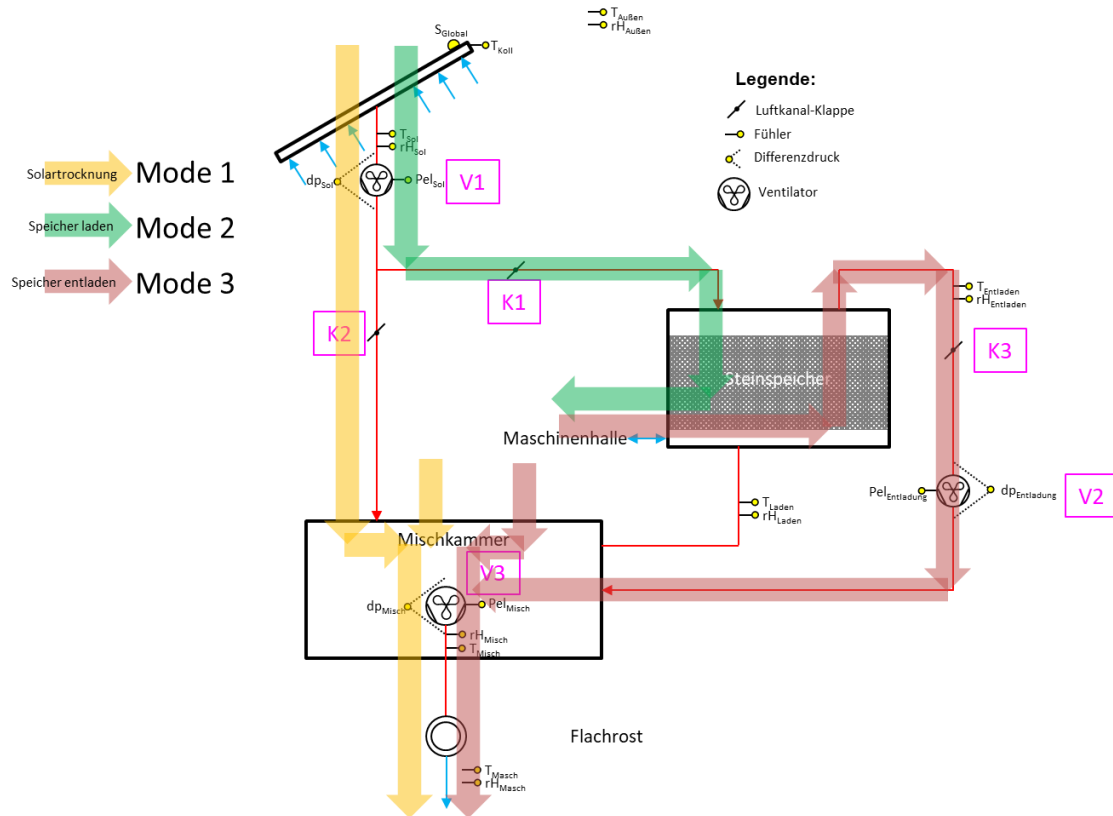


Abbildung 122: Darstellung der drei vorgesehenen Betriebsmodi

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

**Solaranlage**

$S_{Global}$	Globalstrahlung in Kollektorebene
$T_{Koll}$	Kollektorfühler
$T_{Sol}$	Solare Lufttemperatur
$rH_{Sol}$	relative Feuchte Solar
$dp_{Sol}$	Differenzdruck Ventilator Solar
$Q_{elSol}$	Ventilator Solar - Energie
$Pe_{lSol}$	Ventilator Solar - Leistung
$T_{Außen}$	Lufttemperatur Außen
$rH_{Außen}$	relative Feuchte Außen

**Speicher**

$dp_{Entladung}$	Differenzdruck Ventilator Entladung
$Q_{elEntladung}$	Ventilator Entladung - Energie
$Pe_{lEntladung}$	Ventilator Entladung - Leistung
$T_{Masch}$	Lufttemperatur Maschinenhalle nach Trocknungsgut
$rH_{Masch}$	relative Feuchte Maschinenhalle nach Trocknungsgut
$T_{Entladen}$	Lufttemperatur Speicherentladen
$rH_{Entladen}$	relative Feuchte Speicherentladen
$T_{Laden}$	Lufttemperatur Speicherladen
$rH_{Laden}$	relative Feuchte Speicherladen

### Mischkammer

$dp_{\text{Misch}}$	Differenzdruck Ventilator Mischkammer
$Q_{\text{el Misch}}$	Ventilator Mischkammer - Energie
$P_{\text{el Misch}}$	Ventilator Mischkammer - Leistung
$T_{\text{Misch}}$	Lufttemperatur Mischkammer
$rH_{\text{Misch}}$	relative Feuchte Mischkammer

In Abbildung 123 sind alle theoretisch möglichen Modi der Anlage schematisch dargestellt (mit Ausnahme des Modus „Anlage nicht in Betrieb“). Sofern der Trocknungsventilator in Betrieb ist, wird immer zusätzlich zu der erwärmten Luft aus Solaranlage oder Steinspeicher, kühle Außenluft in die Mischkammer eingesaugt.

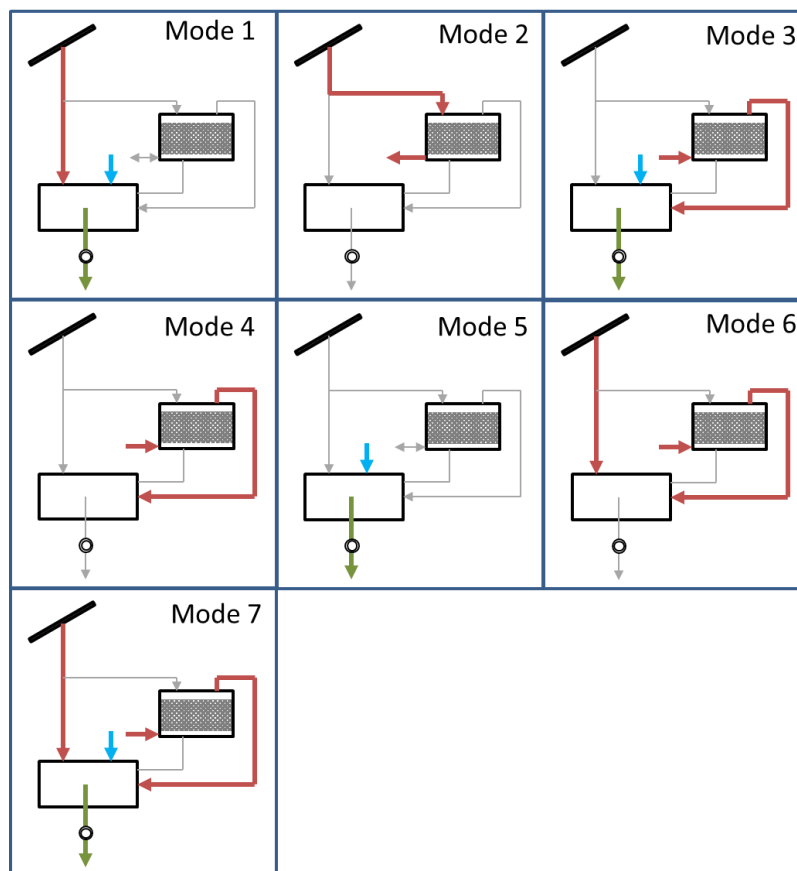


Abbildung 123: Schematische Darstellung aller theoretisch möglichen Modi der Anlage

### 7.7.3 Energiebilanz

In Abbildung 124 ist die Input-Output-Bilanz der Trocknungsanlage Mader dargestellt. Auf der Inputseite ist ausschließlich Solarenergie, welche entweder direkt für den Trocknungsprozess genutzt wird (gelb) oder in den Steinspeicher eingebracht wird (dunkelblau). Die solar erzeugte Wärme wird zu einem wesentlichen Teil (89 %) direkt für die Trocknung verwendet, 6 % des Wärmebedarfs für Trocknung kommt aus dem Steinspeicher und weitere 5 % gehen durch Modus 4 (Entladung Steinspeicher ohne Trocknungsprozess) direkt an die Umgebung. Die Wärmeverluste des Gesamtsystems liegen bei 26 % (Wärmeverluste inkl. Modus 4). Da es sich hier um ein offenes System handelt, ist das als sehr gutes Ergebnis zu werten.

Im Sinne einer Bewertung der Systemeffizienz ist primär die Menge des entzogenen Wassers interessant. Daher wurde auch eine Massenbilanz erstellt (Abbildung 125). Entsprechend der Modi-Darstellung (Abbildung 123) waren ausschließlich die Modi 1

(direkte Solartrocknung) und 3 (Trocknungsbetrieb aus dem Steinspeicher) aktiv. In jedem Betriebsmodus wird Luft mit einem bestimmten Wassergehalt abhängig von den Außenbedingungen auf das Trocknungsgut geleitet (Input). Durch den Trocknungsprozess nimmt die Luft zusätzliches Wasser auf und verlässt das System (Output). Der jeweilige Wassergehalt der Luft vor und nach dem Trocknungsprozess ist als Säulen im Diagramm dargestellt (linke y-Achse). Die Differenz der Balken ergibt das tatsächlich entzogene Wasser, welches als rote Punkte auf der rechten y-Achse dargestellt ist. Wie der Darstellung zu entnehmen ist, wurden in den Monaten August 2019 und Juli 2020 erhebliche Mengen Wasser ausgetrieben (ca. 10 bzw. ca. 7,2 Tonnen). In den Monaten April bis Juni 2020 wurde leider die Feuchte in der aus dem Trocknungsgut austretenden Luft nicht korrekt erfasst. Daher sind die Messwerte in diesen Monaten nicht belastbar. Grundsätzlich zeigt die Anlage jedoch ein gutes Trocknungsverhalten.

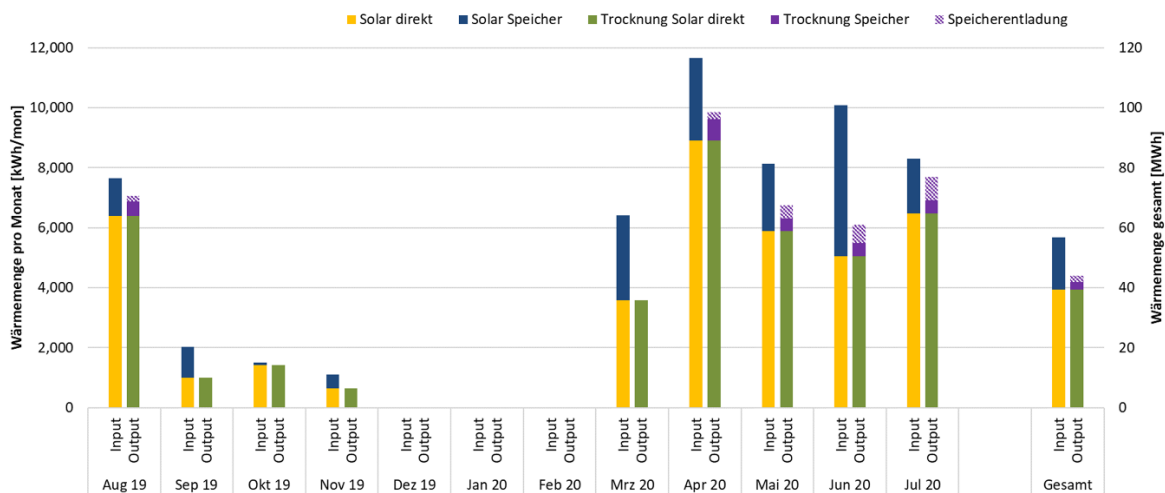


Abbildung 124: Energiebilanz der Trocknungsanlage Mader

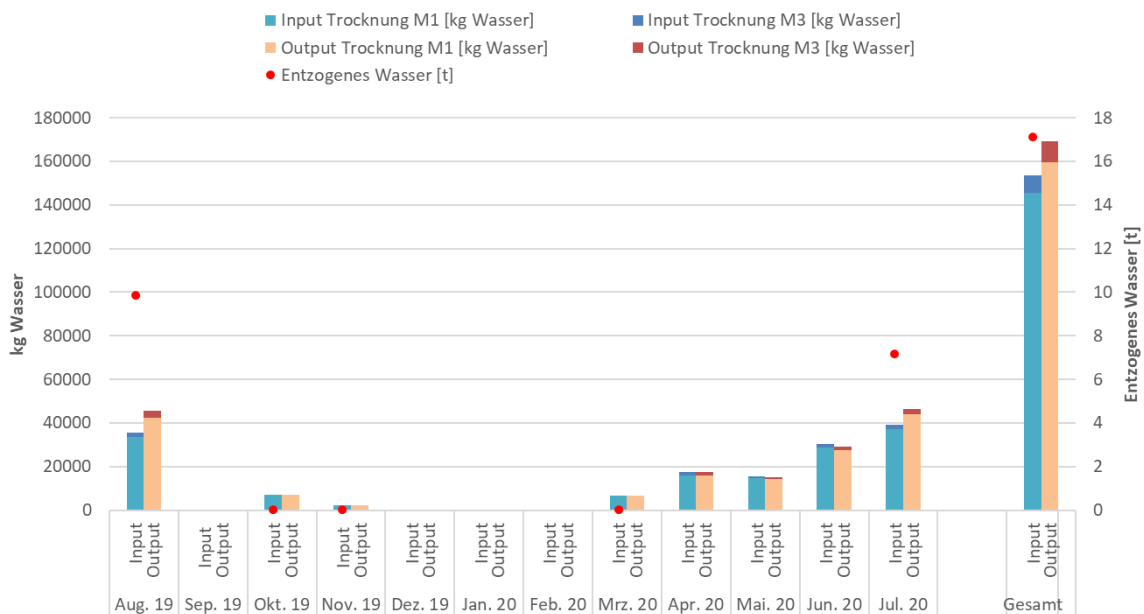


Abbildung 125: Massenbilanz für die Trocknungsanlage Mader

### 7.7.4 Vergleich Simulation – Messung

Folgende Abbildungen (Abbildung 126 und Abbildung 127) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag und der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Trocknungsanlage Mader“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von rund 761 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1099 kWh/m<sup>2</sup> erwartet. Trotz des vollständigen Anlagenstillstands in den Monaten Dezember 2019 bis Februar 2020 und der geringen Auslastung insbesondere in den Monaten September bis November 2019, konnte insgesamt ein solarer Ertrag von 523,55 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche) gemessen werden. Insbesondere ab Februar 2020 entsprach der gemessene Ertrag weitgehend der Prognose (paralleler Verlauf der blauen und roten Kurve). Die gemessene Einstrahlung lag mit 1023 kWh/m<sup>2</sup> nur geringfügig unter der Prognose.

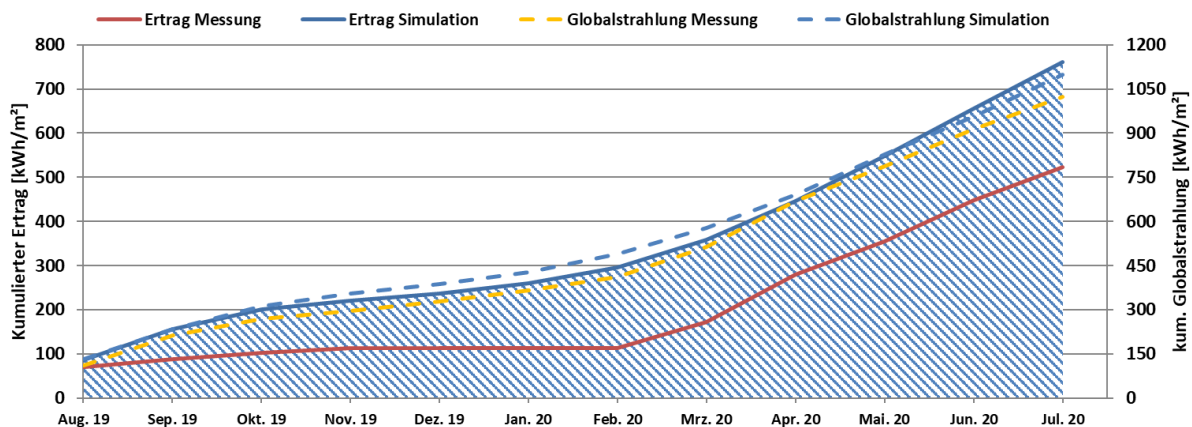


Abbildung 126: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Hackgutrocknung Mader“

Da es bei dem vorliegenden System keine Nachheizung gibt, ist der solare Jahresdeckungsgrad in jedem Fall 100 % und auf eine grafische Darstellung kann verzichtet werden.

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 82,7 MWh abgeschätzt. Der tatsächlich gemessene Verbrauch lag mit 41,8 MWh bei ca. 52 % der Prognose. Als wesentlicher Unterschied zwischen Prognose und Messung sind wesentlich die Monate Dezember bis Februar zu nennen, in welchen die Anlage vollkommen stillstand. Aber auch in den Monaten September bis November bzw. Mai bis Juli lag der tatsächliche Verbrauch deutlicher unterhalb der Prognose. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und der gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 127 zu entnehmen.

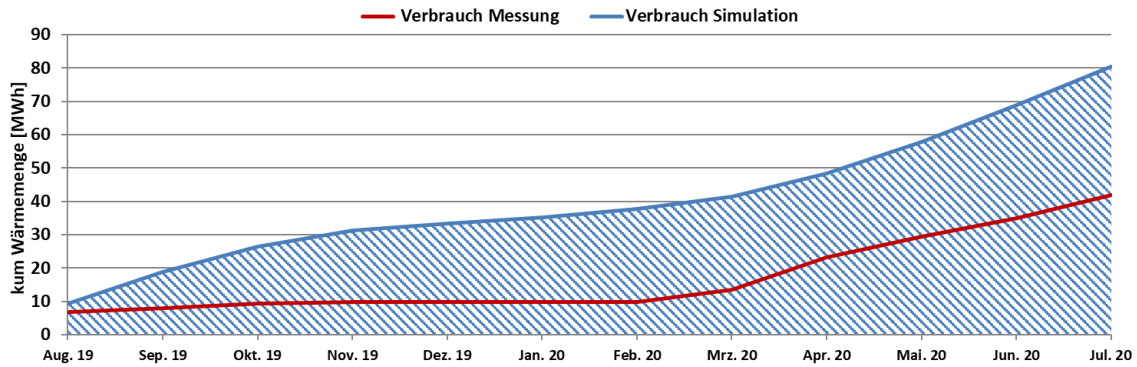


Abbildung 127: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „Hackgutttrocknung Mader“

### 7.7.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen Anlagenkomponenten sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt.

In Abbildung 128 sind die monatlichen Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi in Stunden pro Monat bzw. in Anteil an der Gesamtlaufzeit (ohne Stillstandszeiten) dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass im Wesentlichen nur die drei geplanten Betriebsmodi 1 (Solare Trocknung), 2 (Beladung Steinspeicher) und 3 (Trocknung aus Steinspeicher) auftraten. Jedoch trat zusätzlich Betriebsmodus 4 (Speicherentladung *ohne* Trocknungsbetrieb; gelb) auf – über das Jahr gesehen in der gleichen Häufigkeit, wie Trocknung aus dem Steinspeicher. Im Folgenden werden die Vorgänge in der Anlage während dieser vier Modi genauer analysiert.

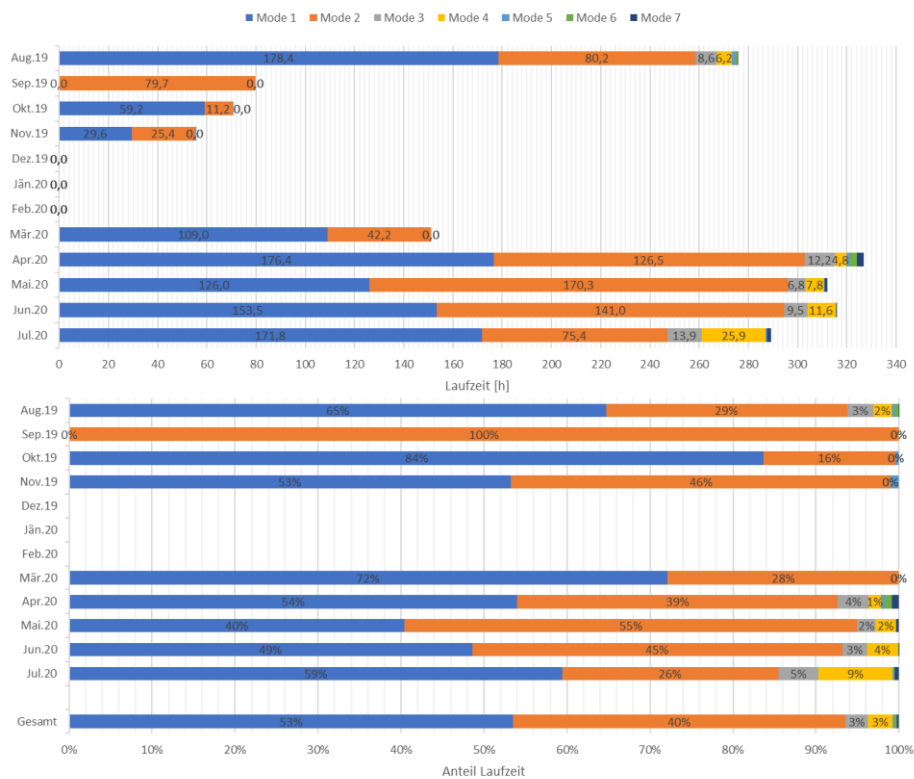
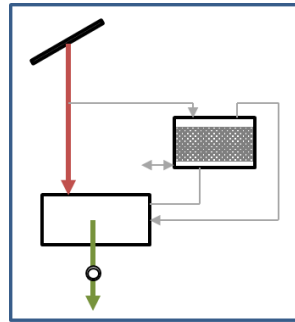


Abbildung 128: Monatliche Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi in Stunden (oben) bzw. in Anteil an der gesamten Laufzeit (unten) in der Monitoringperiode

## Modus 1



Die direkte solare Trocknung (Modus 1) ist mit einem gesamten Laufzeit-Anteil von 53% als der Hauptmodus zu betrachten.

Ein repräsentativer Tag mit Betriebsmodus 1 ist in Abbildung 129 dargestellt. Die Anlage ist den ganzen Tag über von 7:30 bis ca. 18:00 Uhr in Betrieb. Mit Ausnahme von kurzen Schwankungen zu Betriebsbeginn (Springen zwischen Modus 1 und 2) und gegen Betriebsende, ist den ganzen Tag nur Modus 1 aktiv (vgl. unteres Diagramm, Modus, grün). Mit Hilfe der Solaranlage ( $T_{\text{Solar}}$ , rot strichliert) kann die Außentemperatur ( $T_{\text{Aussen}}$ , türkis strichliert) um bis zu 30 K angehoben werden. In der offenen Mischkammer wird Außenluft zugemischt, wodurch eine Mischtemperatur ( $T_{\text{Misch}}$ , violett strichliert) entsteht, welche rund 10 K über Außentemperatur ist. Die absolute Luftfeuchtigkeit der Außenluft (hell-olive) ist auf der rechten y-Achse im oberen Diagramm dargestellt. Nachdem der Luftstrom aus der Mischkammer das Hackgut passiert hat, ist seine Temperatur auf knapp unter Außentemperatur abgesunken ( $T_{\text{Maschinenhalle}}$ , blau strichliert), während die absolute Luftfeuchtigkeit  $aH_{\text{Maschinenhalle}}$  (orange) deutlich angestiegen ist. Die Differenz der unterschiedlichen absoluten Luftfeuchten in Verbindung mit dem auftretenden Luftstrom ergibt das aus dem Hackgut entzogene Wasser (entzogenes Wasser, grau). Über den Tag betrachtet, wurden dem Hackgut 802 kg Wasser entzogen. Der Betrieb von Modus 1 ist stabil und bedarf keiner weiteren Optimierungen.

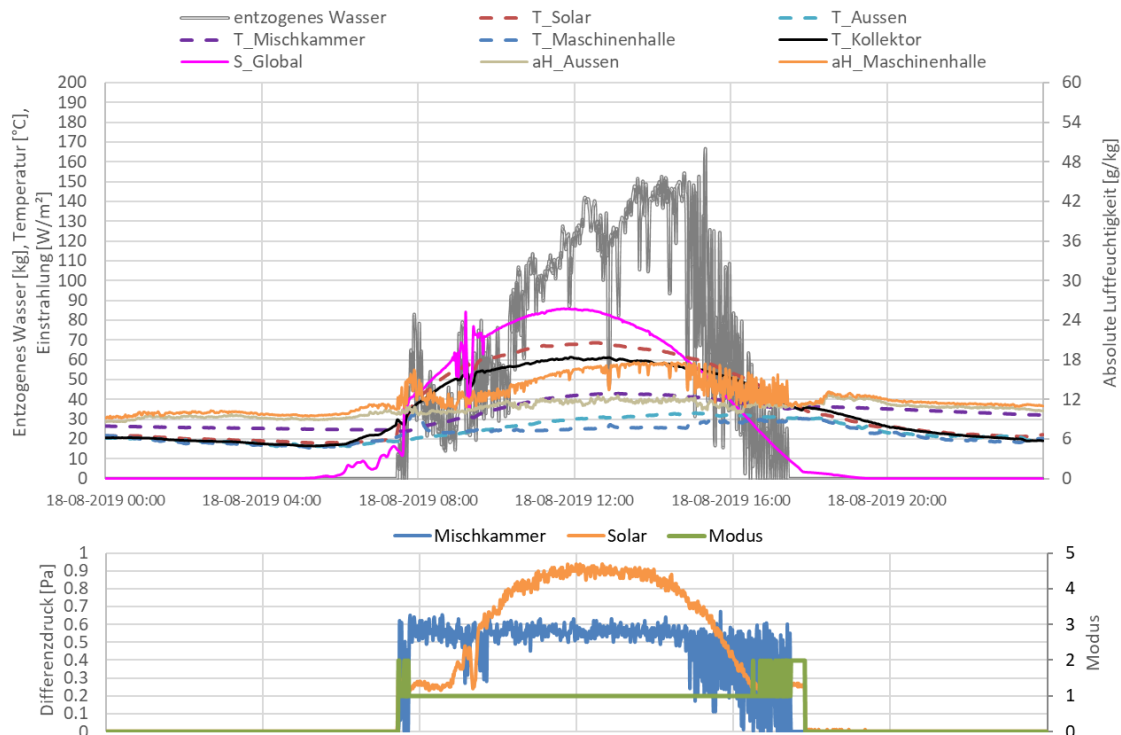
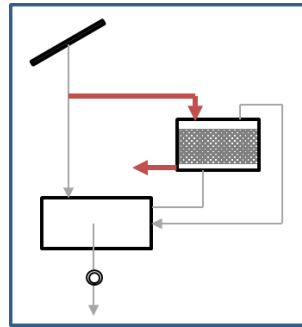


Abbildung 129: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit, Globalstrahlung und Massentransport (oben), Differenzdrücke sowie Modi (unten) für Modus 1 (18.08.2019)



Modus 2



Modus 2 stellt die Beladung des Steinspeichers ohne nachgeschaltete Trocknung dar. Dieser Modus tritt einerseits sehr häufig an den Randzeiten auf, wie bereits in der Beschreibung von Modus 1 oben erwähnt. Andererseits ist es entsprechend Abbildung 128 mit 40% Laufzeit-Anteil der zweithäufigste Modus. In Abbildung 130 ist ein repräsentativer Tag für Modus 2 dargestellt. Die Anlage ist den ganzen Tag über von ca. 6:40 bis ca. 18:30 Uhr in Betrieb. Zu Betriebsbeginn kommt es wieder zu den bereits bekannten Schwankungen zwischen Modus 1 und 2 und in den ersten 2,5 Stunden wird die Anlage in Modus 1 betrieben. Ab ca. 9 Uhr schaltet die Anlage auf Modus 2, dadurch fällt der Differenzdruck in der Mischkammer auf 0 und sämtlicher Solarertrag bei Temperaturen bis ca. 90 °C ( $T_{Solar}$ , rot strichliert) wird in den Steinspeicher eingebracht. Leider war es nicht möglich, im Nachhinein Temperatursensoren in den Steinspeicher einzubringen. Daher kann hier keine Aussage über die generelle Speichereffizienz getroffen werden.

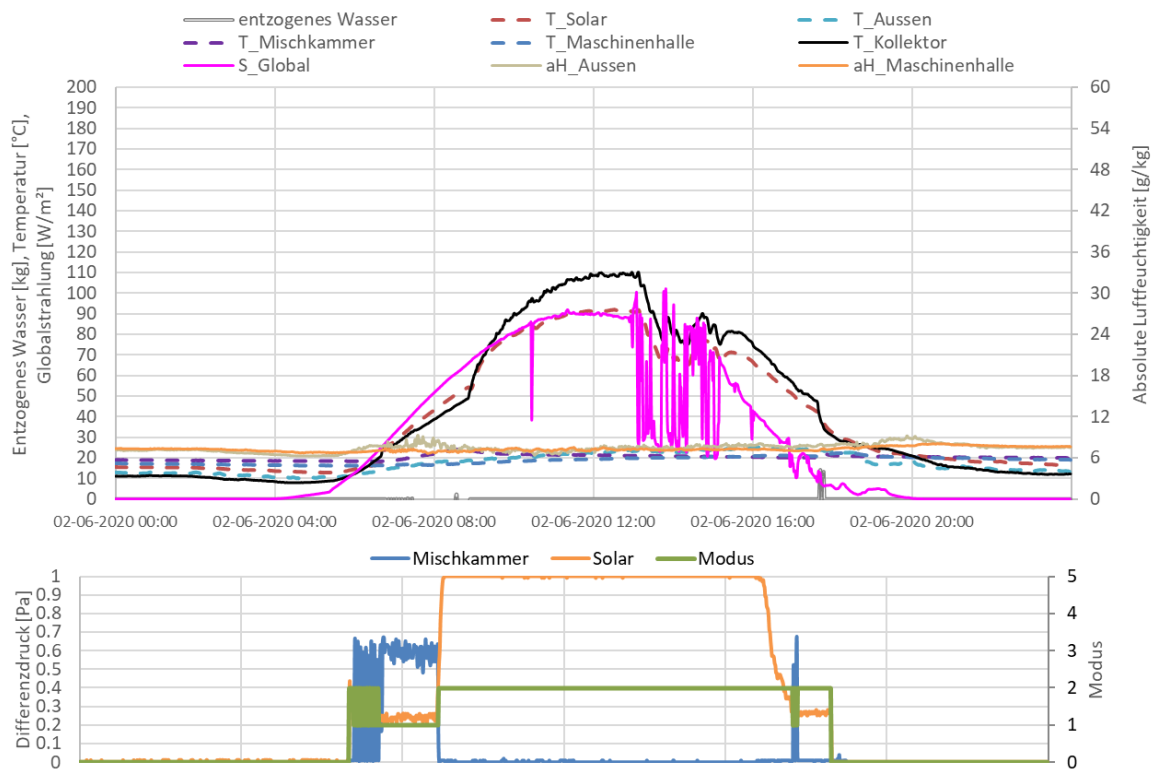
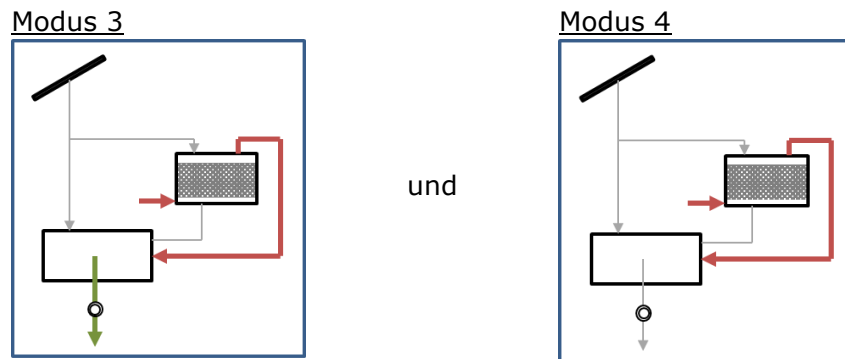


Abbildung 130: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit, Globalstrahlung und Massentransport (oben), Differenzdrücke sowie Modi (unten) für Modus 2 (02.06.2020)



In Modus 3 wird Außenluft mit Hilfe der im Steinspeicher eingelagerten Energie erwärmt und für den Trocknungsprozess verwendet. Der Zweck des Steinspeicher ist es, den Trocknungsprozess über den Tag hinaus aufrecht erhalten zu können. Dies ist insbesondere für die Trocknung von Lebensmitteln, wie bspw. Heu notwendig, da ansonsten die Gefahr von Schimmel oder Gärung besteht. Wie Abbildung 128 zu entnehmen ist, trat dieser Modus mit 3% Laufzeitanteil praktisch nicht auf. Der Grund hierfür ist, dass innerhalb der Monitoringperiode die Trocknung von Hackgut bevorzugt wurde und nie Heu getrocknet wurde. Trotzdem konnte eine Periode mit stabilem Modus 3 gefunden werden, welche in Abbildung 131 dargestellt ist. Am 24.6.2020 wurde den ganzen Tag über der Steinspeicher beladen (Modus 2). Es war ein wolkgiger Tag mit guter, aber wechselhafter Einstrahlung, wo Solartemperaturen bis knapp 90 °C erreicht wurden. Am Abend gegen 19 Uhr wechselte das System für rund 3 Stunden in Modus 3. Abgesehen von der grünen Linie im unteren Diagramm ist der Modus am vorhandenen Differenzdruck in der Mischkammer, jedoch dem fehlende Differenzdruck in der Solarleitung zu erkennen. Es ist auch ein geringer Massenstrom (grau) zu erkennen, der zu Beginn von Modus 3 (beim kurzen Sprung auf Modus 6 = Solar- und Entladeventilator in Betrieb jedoch kein Trocknungsbetrieb) sogar negativ ist. Im gezeigten Zeitraum wurden scheinbar rund 9,5 kg Wasser entzogen und 3,33 kg Wasser eingebracht (befeuchtet). Aufgrund des relativ geringen Differenzdrucks in der Mischkammer und der Modiwahl ist jedoch davon auszugehen, dass im betrachteten Zeitraum kein Trocknungsgut auf dem Rost lag.

Im gleichen Betrachtungszeitraum trat auch Modus 4 auf. In diesem Modus wird der Steinspeicher gegen die Umgebung abgekühlt. Nach Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber handelt es sich um einen nicht gewollten Modus, der durch manuelles Eingreifen in die automatisierte Regelung auftrat.

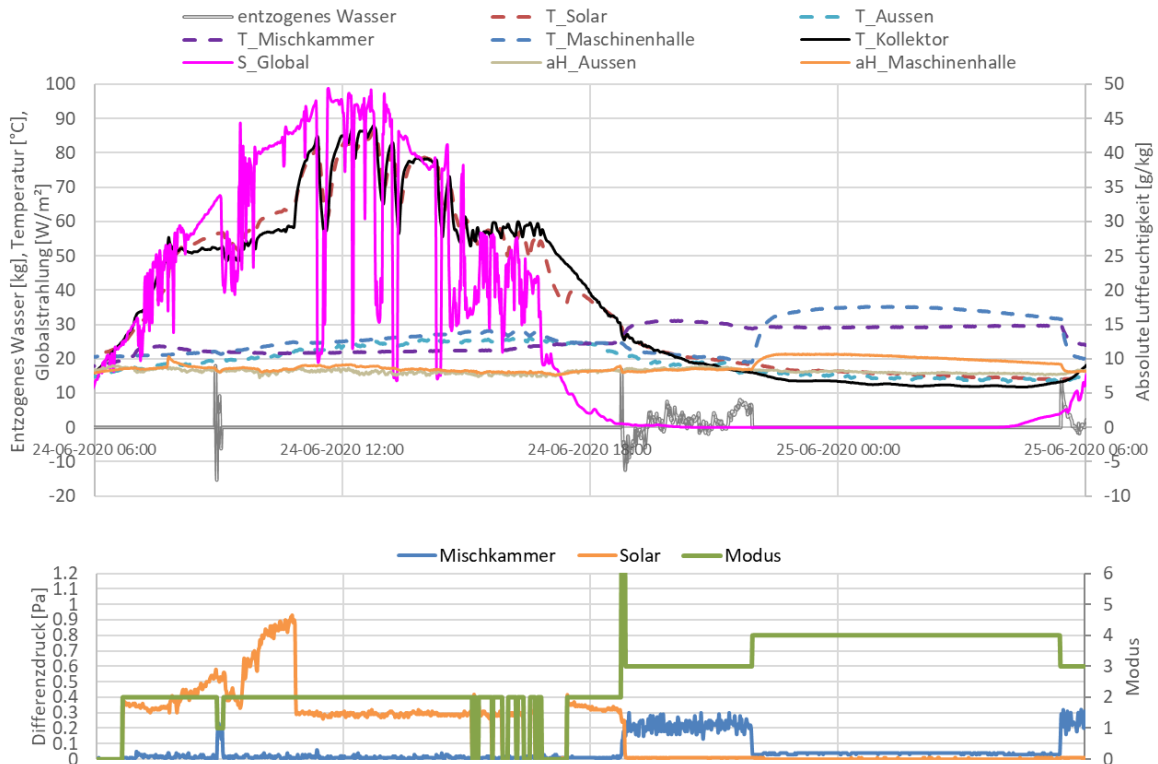


Abbildung 131: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit, Globalstrahlung und Massentransport (oben), Differenzdrücke sowie Modi (unten) für Modus 3 und 4 (24.06. – 25.6.2020)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 132 eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die folgende Abbildung zeigt, dass die Solaranlage unabhängig vom Betriebsmodus im gewichteten Mittelwert Temperaturen zwischen 54 und 60 °C zur Verfügung stellt. Im Modus 1 (direkte Solartrocknung) wird in der Mischkammer durch Beimischung von Außenluft auf ein gewichtetes Temperaturniveau von ca. 28 °C reduziert. Im Zuge der Trocknung sinkt die Lufttemperatur weiter auf rund 18 °C. Durch die Beladung des Steinspeichers (Modus 2) wird die Solarluft von rund 60 °C auf ca. 21 °C abgekühlt. Die Differenz bleibt als Energie im Steinspeicher eingelagert.

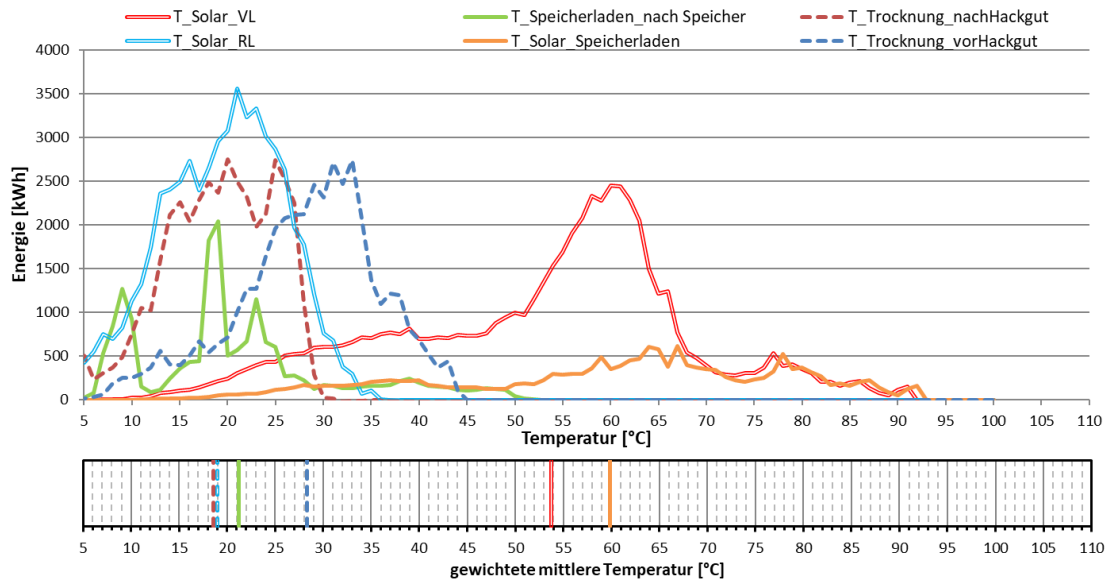


Abbildung 132: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für das Kollektorfeld, den Trocknungsprozess und die Beladung des Steinspeichers in der Monitoringperiode

### 7.7.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage wurde 2017 errichtet und der Betrieb kann als sehr stabil bezeichnet werden. Der solare Ertrag liegt im Betrachtungszeitraum rund 31 % unter der Prognose, was im Wesentlichen an der Betriebspause von Dezember 2019 bis Februar 2020 und an der geringen Auslastung von September bis November 2019 liegt. Außerhalb dieser Perioden entspricht der Solarertrag weitgehend der Prognose.

Speziell an dieser Anlage ist der Steinspeicher, welcher die Trocknungsperiode über die Nacht verlängern könnte. Dieser wurde zwar im Laufe der Monitoringperiode regelmäßig beladen (40% Laufzeitsanteil), jedoch wurde die im Steinspeicher eingelagert Energie praktisch nicht genutzt. Der entsprechende Modus hat nur rund 3% Anteil an der Gesamtlaufzeit der Anlage. In gleicher Häufigkeit, wie Trocknungsmodus aus dem Steinspeicher trat die Entleerung des Steinspeichers (Modus 4) ohne Trocknungsprozess durch manuelle Regelung auf. Dieser Modus sollte nach Möglichkeit vermieden werden. Alle anderen möglichen Modi traten nie längerfristig, sondern nur an den Rändern der Betriebszeiten bzw. bei Umschaltung zwischen den vorherrschenden Modi auf.

Leider konnte der Steinspeicher nicht umgehender analysiert werden, da nach Errichtung keine Sensorik mehr eingebracht werden konnte.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass das System in den Betriebszeiten die Prognosen erfüllt hat und stabil funktioniert.

## 7.8 Weizer Schafbauern, Stmk.

### 7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Weizer Schafbauern
<u>Adresse:</u>	8160 Obergreith bei Weiz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Prozesswärme für die Produktion von Milchprodukten, Warmwasserbereitung, Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	114,4 m <sup>2</sup> Hochtemperaturkollektoren (ökoTech HT)
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süden)
<u>Neigung:</u>	40°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	10 m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<u>Nachheizung</u>	Fernwärme
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	12 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	396 kWh/(m <sup>2</sup> a) (Messung, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit Mai 2019
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Weizer Schafbauern“ handelt es sich um eine Produktion von Milchprodukten aus Schafmilch und einer Erlebnis- und Schaukäserei (Abbildung 133). Die Wärme für die Produktionsprozesse, die Warmwasserbereitung und für die Beheizung der Produktionsstätte bzw. der Verkaufs- und Büroflächen wird mit Fernwärme aus einem Biomasseheizwerk, mit der Abwärme aus der Konditionierung der Kühlräume (Wärmerückgewinnung) und mit Solarwärme bereitgestellt.

Die wesentlichen Prozesswärmeverbraucher der Produktion sind der Pasteurisateur (160 kWh/Produktionstag), der Milchanwärmer (140 kWh/Produktionstag), mehrere Joghurt- bzw. Rahmtanks (70 kWh/Produktionstag), eine Joghurtkammer (85 kWh/Produktionstag) und der Käsefertiger (25 kWh/Produktionstag).

Warmwasser wird in erster Linie zur Reinigung der Säure- und Laugentanks (260 kWh/Produktionstag) benötigt.

Die Gesamtnutzfläche des Gebäudes beträgt etwa 1.500 m<sup>2</sup>. In der Produktionshalle befindet sich ein Pufferspeicher mit einem Fassungsvermögen von 10 m<sup>3</sup>, der einerseits zur Abdeckung des Wärmebedarfs der Verbraucher herangezogen wird und andererseits als Senke für zwei Kälteanlagen(Wärmerückgewinnungseinrichtungen), für Solarwärme und für Fernwärme dient.

Das Kollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von 114,4 m<sup>2</sup> ist am Dach des Produktionsgebäudes, nach Süden orientiert, in zwei Reihen installiert. Abbildung 134 zeigt die vordere, Abbildung 135 die linke Hälfte der hinteren Kollektorreihe der Anlage. Die Kollektoren sind in einem Winkel von 40° zur Horizontalen montiert. Der Pufferspeicher (10 m<sup>3</sup>) befindet sich nahe der Solaranlage, was eine kurze Leitungsführung ermöglicht. Die Solarwärme wird vom Kollektorfeld über eine Schichtladelanze in den Pufferspeicher eingespeist. Aus diesem Pufferspeicher werden die Beheizung des Gebäudes, die Wärmebereitstellung für die Produktionsprozesse und die Warmwasserbereitung geleistet. Um für die produktionsbedingten hohen Temperaturen Solarwärme gewinnen zu können, werden Kollektoren mit einer zusätzlichen transparenten Abdeckung eingesetzt.

Die Solaranlage soll etwa 58 MWh/a an Wärme liefern. Damit werden rund 11 % (Simulationswert) des Wärmebedarfs bereitgestellt.





Abbildung 133: Südostansicht des Gebäudes „Weizer Schafbauern“ (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 134: Vordere Kollektorreihe der Anlage „Weizer Schafbauern“ (Quelle: AIT).





Abbildung 135: Linke Hälfte der hinteren Kollektorreihe der Anlage „Weizer Schafbauern“ (Quelle: AIT).

### 7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept bindet die Solaranlage, die Fernwärme und die Kälteanlagen (Wärmerückgewinnung 1 und 2) an den Pufferspeicher an. Vom Pufferspeicher werden die Wärmeverbraucher mit Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus versorgt.

Solarwärme wird mittels einer Schichtladelanze in den Pufferspeicher eingebracht. Die Solaranlage ein, sobald die höchste der drei gemessenen Kollektortemperaturen die unterste Pufferspeichertemperatur übersteigt. Zuerst wird die Primärkreispumpe aktiviert (Spülbetrieb). Überschreitet dann die Primärkreisvorlauftemperatur die unterste Pufferspeichertemperatur, wird auch die Sekundärkreispumpe aktiviert. Der Betrieb wird beibehalten, sofern auch die Vorlauftemperatur im Sekundärkreislauf die unterste Pufferspeichertemperatur übersteigt. Ansonsten schaltet zuerst die Sekundärkreispumpe aus, während die Primärkreispumpe auf der niedrigsten Drehzahl nachläuft, solange die höchste Kollektortemperatur oberhalb der untersten Pufferspeichertemperatur liegt. Kommt ein regulärer Solarbetrieb zustande, werden die beiden Umwälzpumpen im Primär- und -sekundärkreis beide auf eine Spreizung zwischen der jeweiligen Vor- und Rücklauftemperatur von 24 K drehzahl geregelt (Matched-Flow). Das Ausschalten der Solaranlage erfolgt dann, wenn die Primärkreisvorlauftemperatur unter die unterste Pufferspeichertemperatur fällt. Die Kälteanlagen werden über kurze Schichtladelanzen im unteren Bereich des Pufferspeichers angebunden. Die Fernwärmeversorgung speist nur im obersten Speicherbereich ein, der Rücklaufanschluss befindet sich ganz unten.

Die Wärmeabnehmer sind über drei Wärmeverteilkreise an den Pufferspeicher angeschlossen. Der Wärmeverteilkreis „Verbraucher“ zur Versorgung der Raumheizung und einer Gruppe von Wärmeverbrauchern kleinerer Leistungen (ca. 10 kW) wird mit etwa 75 °C/55 °C, der Wärmeverteilkreis für die Versorgung der Produktionsprozesse wird mit Maximaltemperaturen bis 98 °C/56 °C und jener zur Versorgung der Warmwasserbereitung im üblichen Temperaturbereich von etwa 65 °C/30 °C betrieben. Abbildung 136 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Sieben Wärmemengenzähler, 25 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor sowie ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

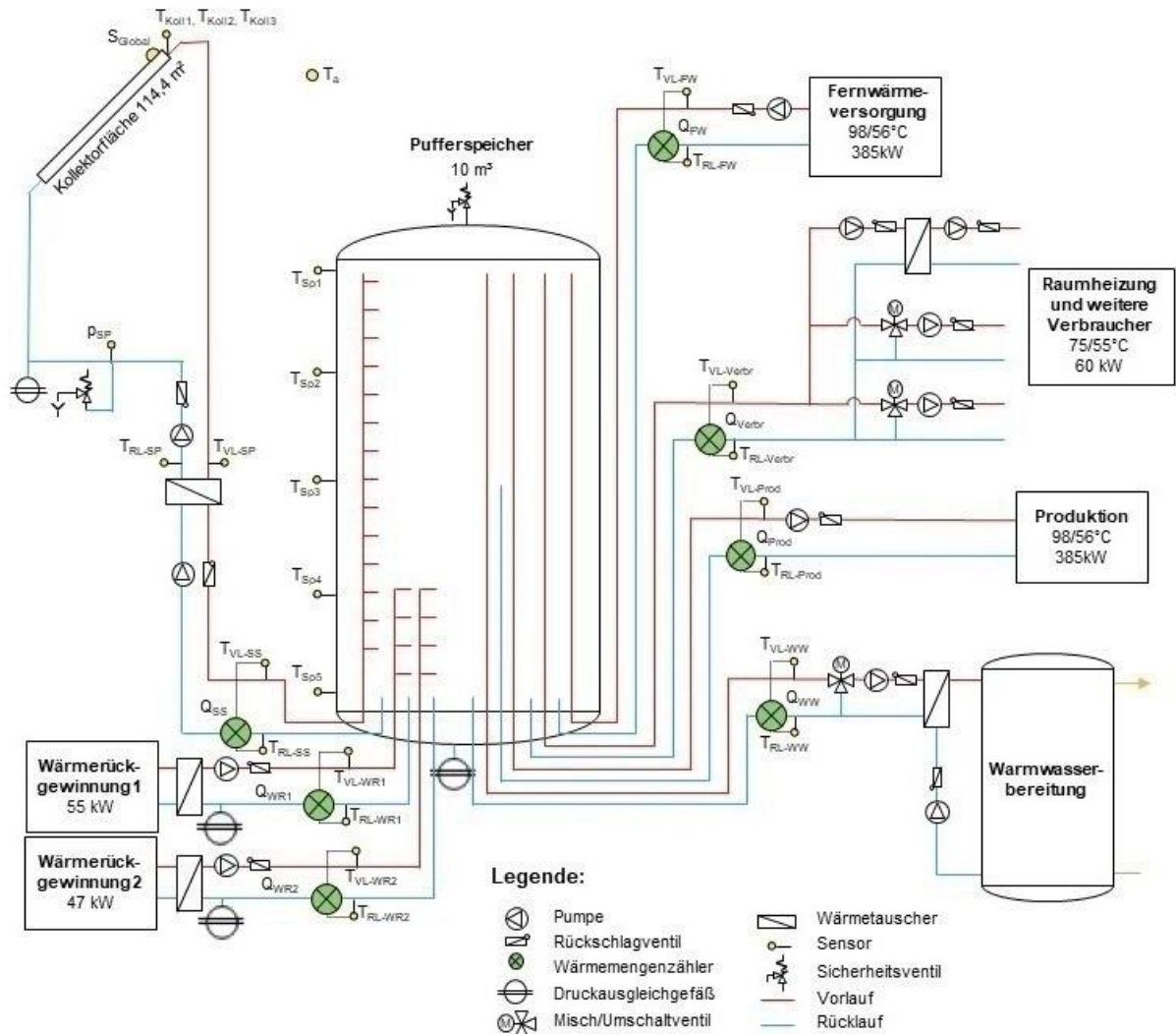


Abbildung 136: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Weizer Schafbauern“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solaranlage mit Pufferspeicher

$S_{Global}$	Eingestrahlte Globalstrahlungsleistung in Kollektorebene
$T_a$	Temperatur der Außenluft
$T_{Koll1...T_{Koll3}}$	Kollektortemperaturen 1 bis 3
$p_{SP}$	Druck im Solar-Primärkreis
$T_{VL-SP}$	Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis
$T_{RL-SP}$	Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis
$Q_{SS}$	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis
$T_{VL-SS}$	Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis
$T_{RL-SS}$	Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis
$T_{Sp1}$	Temperatur im obersten Bereich des Pufferspeichers
$T_{Sp2}$	Temperatur im oberen Bereich des Pufferspeichers
$T_{Sp3}$	Temperatur im mittleren Bereich des Pufferspeichers
$T_{Sp4}$	Temperatur im unteren Bereich des Pufferspeichers
$T_{Sp5}$	Temperatur im untersten Bereich des Pufferspeichers

**Wärmerückgewinnungskreise der Kälteanlagen**

Q <sub>WRG1</sub>	Wärmemengenzähler Wärmerückgewinnungskreis 1
T <sub>VL-WRG1</sub>	Vorlauftemperatur im Wärmerückgewinnungskreis 1
T <sub>RL-WRG1</sub>	Rücklauftemperatur im Wärmerückgewinnungskreis 1
Q <sub>WRG2</sub>	Wärmemengenzähler Wärmerückgewinnungskreis 2
T <sub>VL-WRG2</sub>	Vorlauftemperatur im Wärmerückgewinnungskreis 2
T <sub>RL-WRG2</sub>	Rücklauftemperatur der Wärmerückgewinnungskreis 2

**Fernwärmeversorgung**

Q <sub>FW</sub>	Wärmemengenzähler Fernwärmeversorgung
T <sub>VL-FW</sub>	Vorlauftemperatur der Fernwärmeversorgung
T <sub>RL-FW</sub>	Rücklauftemperatur der Fernwärmeversorgung

**Wärmeabgabesystem**

Q <sub>Verbr</sub>	Wärmemengenzähler Wärmeversorgungskreis „Verbraucher“
T <sub>VL-Verbr</sub>	Vorlauftemperatur des Wärmeversorgungskreises „Verbraucher“
T <sub>RL-Verbr</sub>	Rücklauftemperatur des Wärmeversorgungskreises „Verbraucher“
Q <sub>Prod</sub>	Wärmemengenzähler Wärmeversorgung der Produktionsprozesse
T <sub>VL-Prod</sub>	Vorlauftemperatur der Wärmeversorgung der Produktionsprozesse
T <sub>RL-Prod</sub>	Rücklauftemperatur der Wärmeversorgung der Produktionsprozesse
Q <sub>WW</sub>	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
T <sub>VL-WW</sub>	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T <sub>RL-WW</sub>	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung

**7.8.3 Energiebilanz**

Die in Abbildung 137 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Weizer Schafbauern“ zeigt einerseits die vier Wärmeinputs in das Gesamtsystem (blau: Solarwärme in den Pufferspeicher; braun: Wärme aus Wärmerückgewinnungsanlage 1 in den Pufferspeicher; orange: Wärme aus Wärmerückgewinnungsanlage 2 in den Pufferspeicher; rot: Fernwärmeeinspeisung in den Pufferspeicher) und andererseits die Wärmeoutputs (grün: Wärme für Produktionsprozesse; dunkelgrün: Wärme für Raumheizung und weitere Wärmeverbraucher; hellgrün: Wärme für Warmwasserbereitung). Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Wärmeoutput lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste zu rund 5 % abschätzen. Dieser Wert kann durchaus als positiv angesehen werden. Die Anlagenteile sind zum Großteil korrekt verbaut und isoliert.

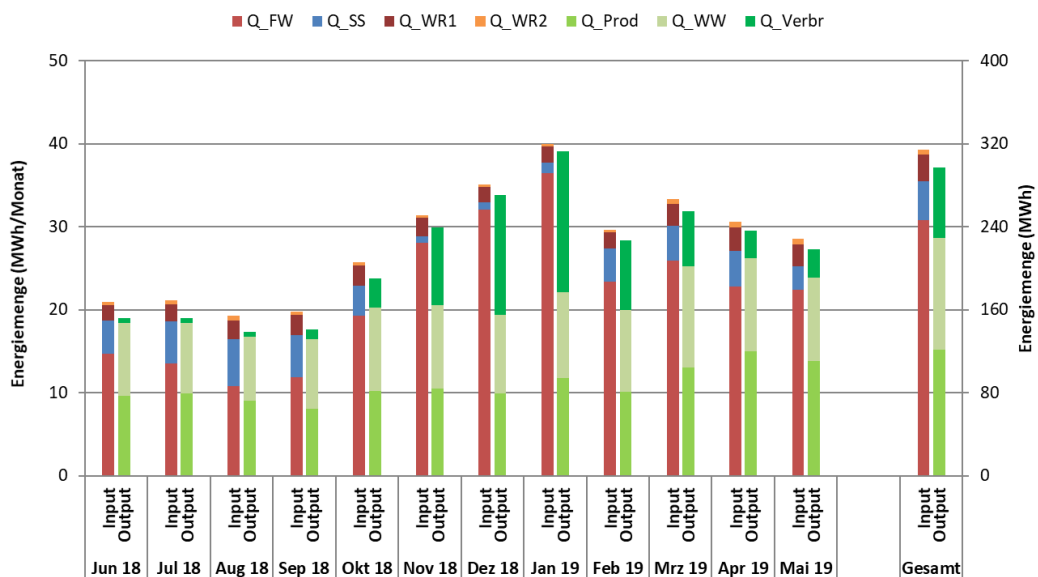


Abbildung 137: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „Weizer Schafbauern“



In Abbildung 138 sind die Wärmeinputs und -outputs aus Abbildung 137 zusammengefasst und gemeinsam mit der mittleren Pufferspeichertemperatur und den maximalen sowie minimalen im Pufferspeicher gemessenen Temperaturen dargestellt. Die mittlere Pufferspeichertemperatur ist jeweils zum Monatswechsel dargestellt, die maximalen und minimalen Pufferspeichertemperaturen beziehen sich jeweils auf den gesamten Monat. Die Pufferspeichertemperaturen sind in etwa konstant, die Bandbreite der maximalen und minimalen Temperaturen ist relativ schmal. Dies kommt daher, dass die Wärmebelastung und die Entnahme in regelmäßigen Abständen erfolgt bzw. eine Entnahme immer sofort über eine erneute Beladung durch die Fernwärmeversorgung ausgeglichen wird. Die Fernwärmeinspeisung bestimmt die Temperaturverteilung im Speicher, da diese den größten Anteil am Wärmeinput ausmacht. Eine saisonale Solarwärmespeicherung konnte nicht beobachtet werden.

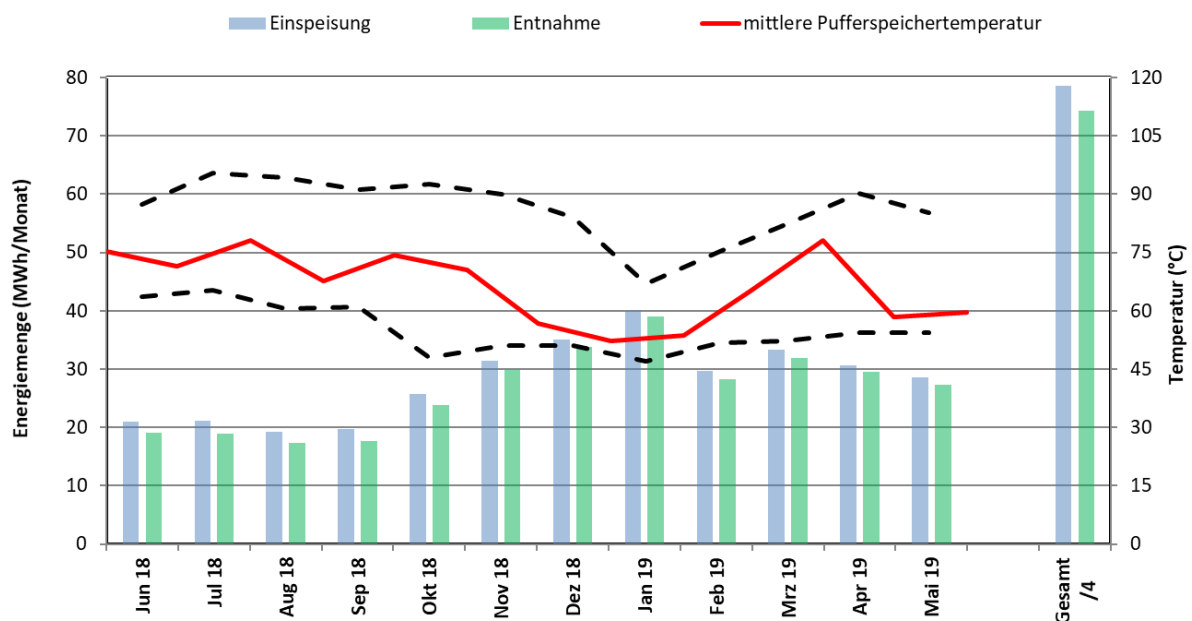


Abbildung 138: Energiebilanz Gesamtsystem der Anlage „Weizer Schafbauern“ (vereinfacht) sowie mittlere, maximale und minimale Pufferspeichertemperaturen

#### 7.8.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 139 bis Abbildung 141) stellen die Messergebnisse den bei der Einreichung der Förderung angegebenen Simulationsergebnissen gegenüber. Im Rahmen des einjährigen Monitorings werden die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen anhand von relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, Wärmeverbraucher sowie solarer Deckungsgrad) verglichen. Die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase wurde mit dem Programm T\*SOL durchgeführt und basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Laut der Anlagensimulation wurde ein spezifischer Jahressolarertrag von etwa 553 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1.325 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) vorausgesagt. Der gemessene Jahressolarertrag liegt mit 396 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) deutlich unter dem Prognosewert, kann aber dennoch als sehr guter Wert angesehen werden, sodass kein akuter Optimierungsbedarf besteht. Die Einstrahlung wurde mit 1.172 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) gemessen. In Abbildung 139 sind die gemessenen Werte den Simulationsergebnissen des spezifischen Solarertrags (blau: lt. Einreichung; rot: lt. Messung) und der spezifischen Einstrahlung (gelb: lt. Einreichung; gelb gestrichelt: lt. Messung) gegenübergestellt.

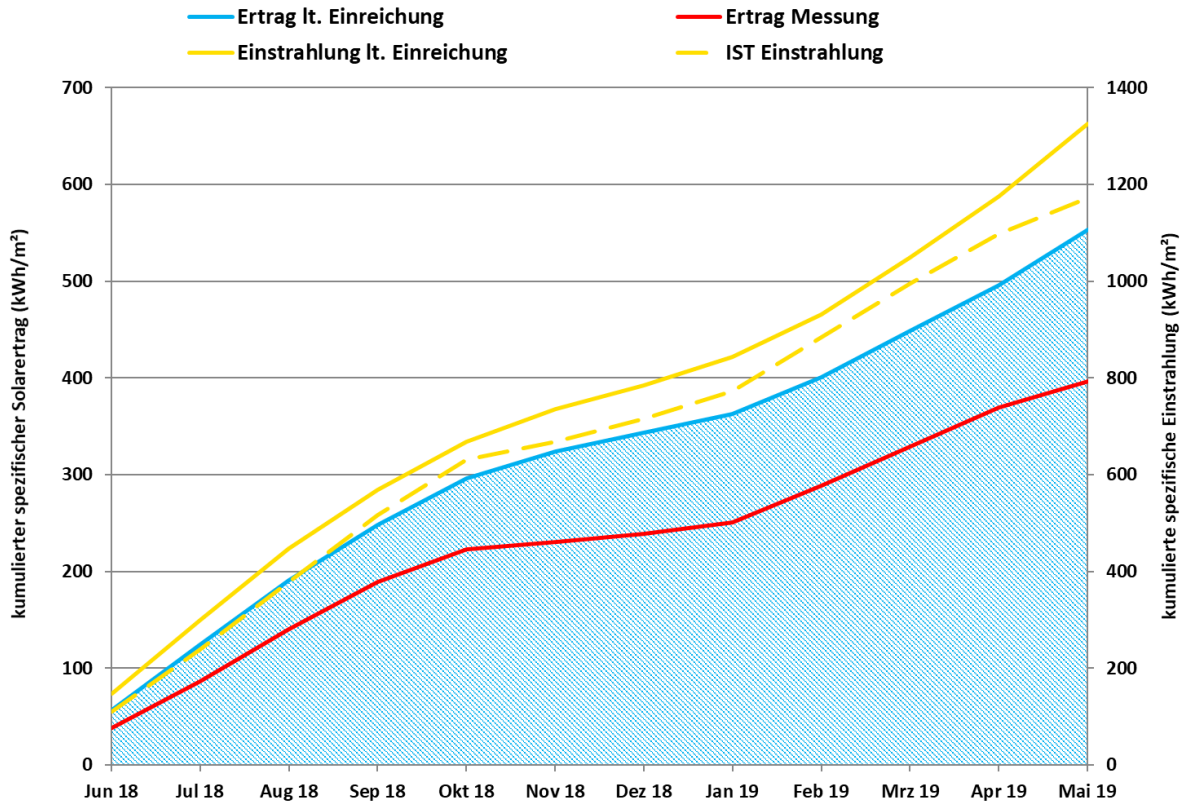


Abbildung 139: Prognostizierte und gemessene Werte für die Einstrahlung und den spezifischen Solarertrag der Anlage „Weizer Schafbauern“

In Abbildung 140 ist der kumulierte Verlauf der gemessenen Werte jenem der Simulationsergebnisse des Wärmeverbrauchs (blau: lt. Einreichung; rot: lt. Messung) gegenübergestellt. Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Einreichung der Förderung mit etwa 500 MWh/a abgeschätzt. Die prognostizierten Verbrauchswerte liegen deutlich über den Messwerten (316 MWh/a). Dies liegt daran, dass in der Simulationsrechnung ein unrealistisch hoher täglicher Warmwasserverbrauch von 30 m<sup>3</sup> (bei 75 °C) angesetzt wurde, was zu einem jährlichen Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung von 444 MWh/a resultiert. Der tatsächliche jährliche Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung liegt bei 108 MWh/a.

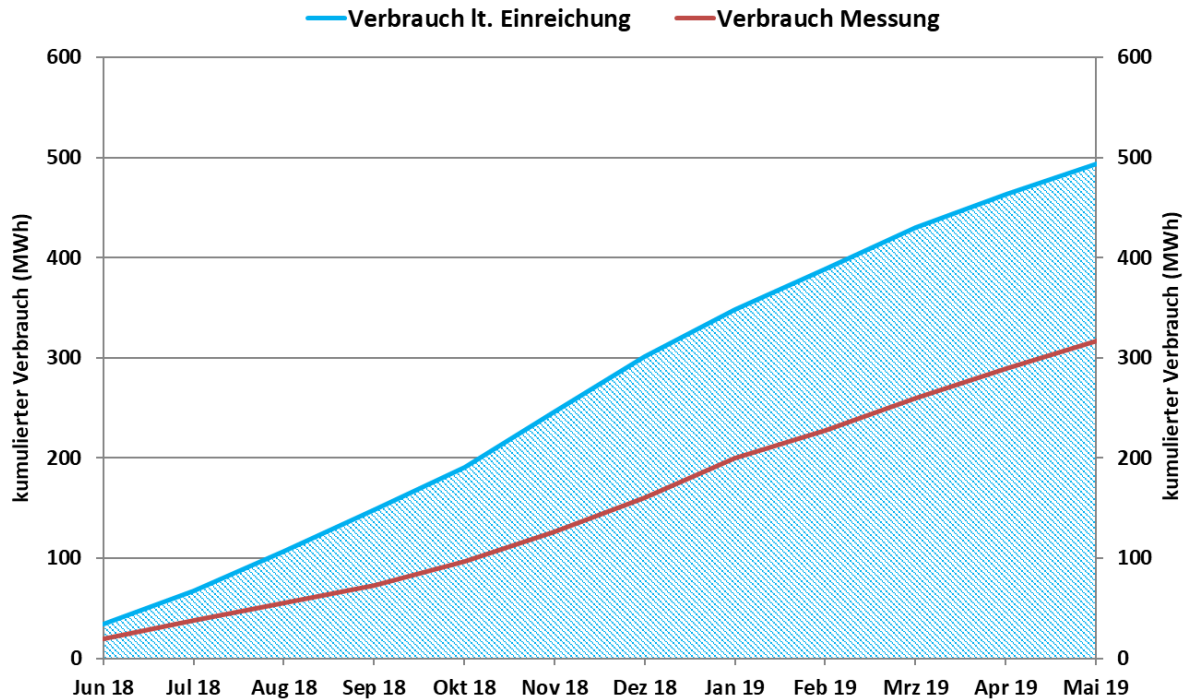


Abbildung 140: Prognostizierte und gemessene Werte für den Wärmeverbrauch der Anlage „Weizer Schafbauern“

In Abbildung 141 sind die solaren Deckungsgrade lt. Einreichung (blau) und lt. Messung (rot) gegenübergestellt. Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch den gesamten Wärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 10,4 % angegeben und mit 12 % gemessen. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass der tatsächliche Verbrauch niedriger ist, als lt. Simulation angegeben (siehe Abbildung 140). In den Monaten Juni bis Oktober liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei 10 bis 18 %, während die gemessenen Werte deutlich höher liegen, nämlich bei 13 bis 29 %. In den Monaten November 2018 bis Jänner 2019 liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade zwischen 3 % und 5 % und damit etwas über den Messwerten, die bei 3 % liegen. Hier kommt der geringe Ertrag zu tragen, der deutlich unter dem Prognosewert liegt (siehe Abbildung 139). Von Februar bis April liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade zwischen 9 % und 14 % und damit tendenziell etwas unter den Messwerten, die bei 13 % bis 14 % liegen. Der Mai stellt, eine Ausnahme dar, da der Prognosewert mit 17 % deutlich über dem Messwert von 10 % liegt. Dies ist eindeutig auf die schlechte Wetterlage und die damit verbundene geringe Einstrahlung im Mai 2019 zurückzuführen.



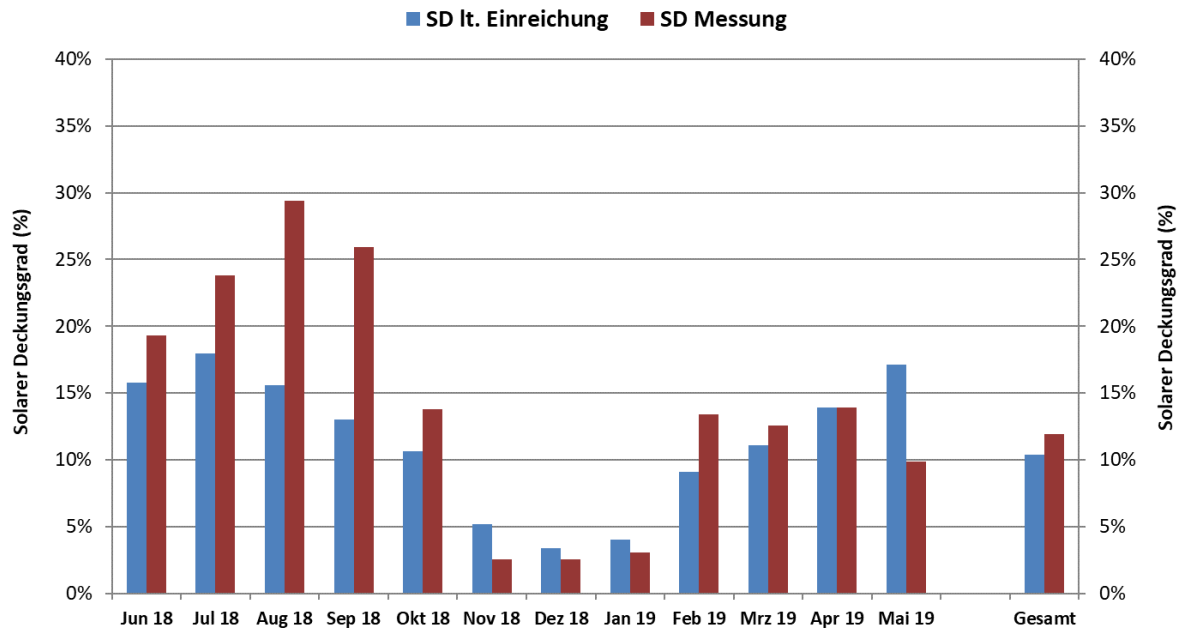


Abbildung 141: Prognostizierte und gemessene Werte für den Solaren Deckungsgrad der Anlage „Weizer Schafbauern“

### 7.8.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

In den folgenden Abbildungen (Abbildung 142 bis Abbildung 145) ist das Betriebsverhalten der Solaranlage bei sonniger Wetterlage exemplarisch für den 29.07.2018 und den 28.09.2018 dargestellt. Abbildung 142 und Abbildung 144 enthalten die Messwerte der Kollektortemperaturen 1 und 3 (Kollektortemperaturen 1 und 2 sind annähernd deckungsgleich), der Vorlauftemperaturen im Primär- sowie im Sekundärkreis der Solaranlage, von drei Pufferspeichertemperaturen, der Außentemperatur, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager und der Globalstrahlung. Des Weiteren ist der Betrieb der Solaranlage grün markiert. Um das Diagramm nicht zu überladen, ist Kollektortemperaturen 2 nicht dargestellt, da die Kollektortemperaturen 1 und 2 annähernd deckungsgleich sind. Die Messwerte der Globalstrahlung weisen einen unüblich groben Verlauf auf, da bislang eine Direktdämpfung des Eingangssignals zur Glättung fluktuierender Messwerte eingesetzt wurde. Derzeit werden auf Anraten der Begleitforschung verschiedene Dämpfungsparameter getestet, um bessere Verläufe zu erreichen (siehe unten).

In Abbildung 143 und Abbildung 145 sind die Messwerte der Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld, der Leistung des Solarsekundärkreises und des Solarwirkungsgrades dargestellt.

Kurz vor Einschalten der Sekundärkreispumpe kommt es zu einer Fluktuation der Kollektortemperaturen, was vermutlich auf den Spülbetrieb der Primärkreispumpe zurückzuführen ist. Des Weiteren ist erkennbar, dass an den dargestellten Tagen während des Betriebs der Solaranlage die Vorlauftemperatur des Solarprimärkreises über den Kollektortemperaturen liegt. Die Ursache konnte bis Abschluss dieses Berichts noch nicht festgestellt werden. Der Anlagenbetreiber wurde informiert, die Ursache konnte von Seiten des Betreibers noch nicht festgestellt und behoben werden. Außerdem fällt auf, dass die Kollektortemperaturen 1 und 2 annähernd deckungsgleich sind, Kollektortemperatur 3 während des Betriebs jedoch signifikant darüber und außerhalb des Betriebs signifikant darunter liegt. Die Ähnlichkeit der ersten beiden Werte und das Abweichen des dritten Wertes ist plausibel, da Kollektorfühler 1 und 2 in unmittelbarer Nähe zueinander (Distanz von etwa 0,5 m) im jeweiligen Kollektor (hintere Reihe) und Kollektorfühler 3 in der

kürzeren, vorderen Kollektorreihe eingebaut sind. Kollektorfühler 3 liegt dabei in der Nähe des kühleren Primärkreisrücklaufs, während sich Kollektorfühler 1 und 2 in der Nähe vom Primärkreisvorlauf befinden. Der Betrieb der Solaranlage ist jedoch dadurch nicht beeinträchtigt, da die Regelung immer den Maximalwert der drei Messwerte für die Prüfung der Erreichung der Einschaltbedingung heranzieht.

Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeüberträger liegt konstant unter 10 K, was auf eine gute Auslegung des Solarwärmeübertragers hindeutet. Die annähernd gleichen Temperaturdifferenzen zwischen den Vor- und den Rückläufen von Solarprimär- und -sekundärkreis weisen auf eine gute Abstimmung der Durchflüsse hin.

Am 29.07.2018 ist die Solaranlage von 9:30 bis 14:30 Uhr durchgehend in Betrieb (siehe Abbildung 142). Von 14:30 bis 16:00 Uhr kommt es zur Stagnation der Solaranlage, die Kollektortemperaturen erreichen bis zu 140 °C. Die Umwälzpumpe ist in dieser Zeit nicht in Betrieb. Grund ist der hohe Ladezustand des Pufferspeichers aufgrund fehlender Entnahme (Sonntag; an Wochenenden kein Produktionsbetrieb). Seit dem Beginn des Monitorings kam es erst zwei Mal (am 29.07.2018 und am 19.08.2018) zur Stagnation, was auf den gleichförmigen Wärmebedarf der Anlage zurückzuführen ist. Zwischen 16:00 und 17:00 Uhr ist die Solaranlage wieder in Betrieb. Die Leistung der Solaranlage erreicht bis zu 50 kW (Abbildung 143). Die Leistung der Solaranlage und der Solarwirkungsgrad sind merklich von den unteren Pufferspeichertemperaturen abhängig: sinken diese aufgrund der Wärmenahme von Verbrauchern, steigen Leistung und Wirkungsgrad, während bei steigenden Pufferspeichertemperaturen (durch Wärmeeinspeisung) der Wirkungsgrad sinkt. Zwischen 9:30 und 10:30 Uhr liegt der Wirkungsgrad im Mittel bei 24 %, zwischen 10:30 und 14:30 Uhr bei 50 %. Der letztere Wert ist als unrealistisch hoch anzusehen, was vermutlich auf die oben beschriebene Dämpfung des Messwerts der Globalstrahlung zurückzuführen ist. Nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme wird der Anlagenwirkungsgrad näher untersucht werden.

Am 28.09.2018 ist die Solaranlage, bis auf eine kurze Unterbrechung fünf Minuten nach dem ersten Einschalten, durchgehend in Betrieb (siehe Abbildung 144). Wie am 29.07.2018 kommt es kurz vor Einschalten der sekundärseitigen Umwälzpumpe zur oben beschriebenen Fluktuation der Kollektortemperaturen. Diese Problematik der Globalstrahlungsmessung wird am 28.09.2018 besonders deutlich sichtbar. Die Leistung der Solaranlage erreicht bis zu 70 kW (siehe Abbildung 145). Die am 29.07.2018 gemachte Beobachtung zu Leistung und Solarwirkungsgrad bestätigt sich auch an diesem Tag.

An den betrachteten Tagen wird die Solaranlage bei Temperaturen betrieben, die den Temperaturen im oberen Bereich des Pufferspeichers entsprechen, wobei die unteren Pufferspeichertemperaturen während des Solarbetriebs sich an die oberen Temperaturen deutlich annähern. Für einen Sommerbetrieb wie am 29.07.2018 ist der Bereich der gemessenen Betriebstemperaturen nachvollziehbar, in Übergangszeiten und Wintermonaten wären, falls dies die Parameter der Produktionsprozesse zulassen, niedrigere Betriebstemperaturen des Kollektorfeldes von Vorteil. Dadurch wären höhere solare Erträge möglich.

An den untersuchten Tagen ist das Betriebsverhalten der Solaranlage plausibel, es konnte kein Optimierungspotenzial festgestellt werden.

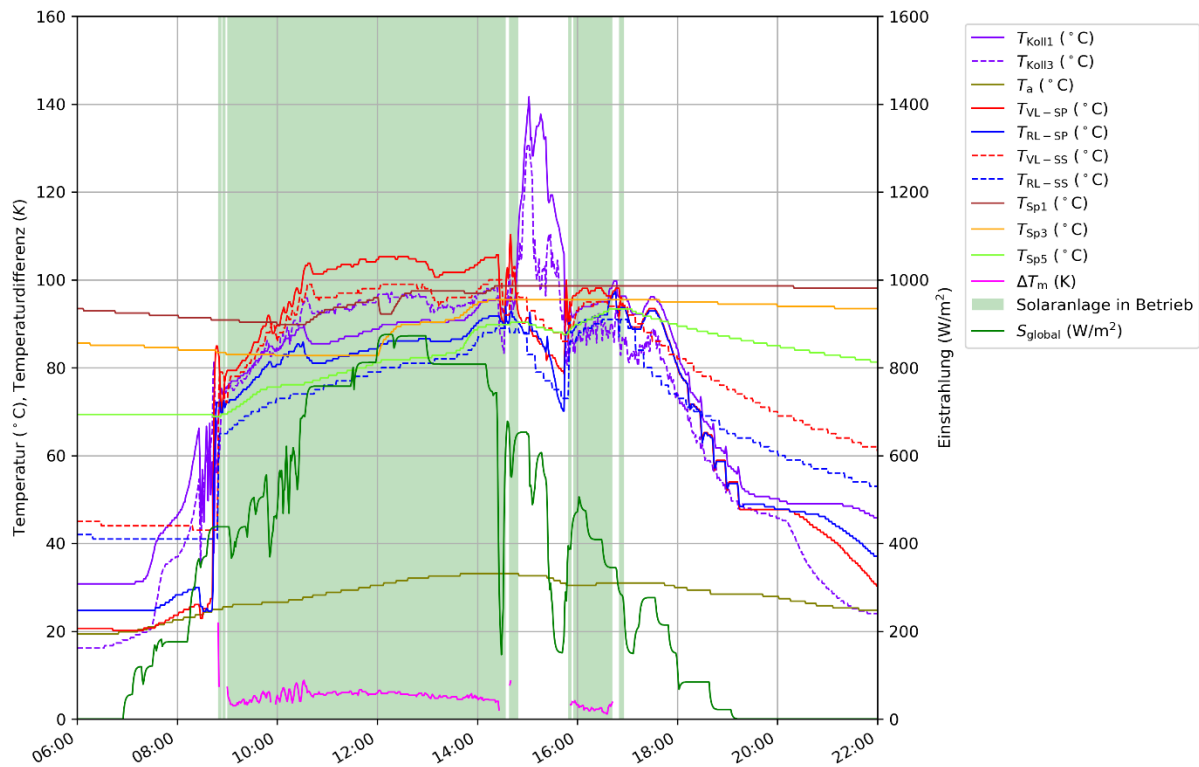


Abbildung 142: Kollektortemperaturen 1 und 3, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, drei Pufferspeichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Markierung des Betriebs der Solaranlage, Globalstrahlung (Zeitraum: 29.07.2018; 6:00 bis 22:00)

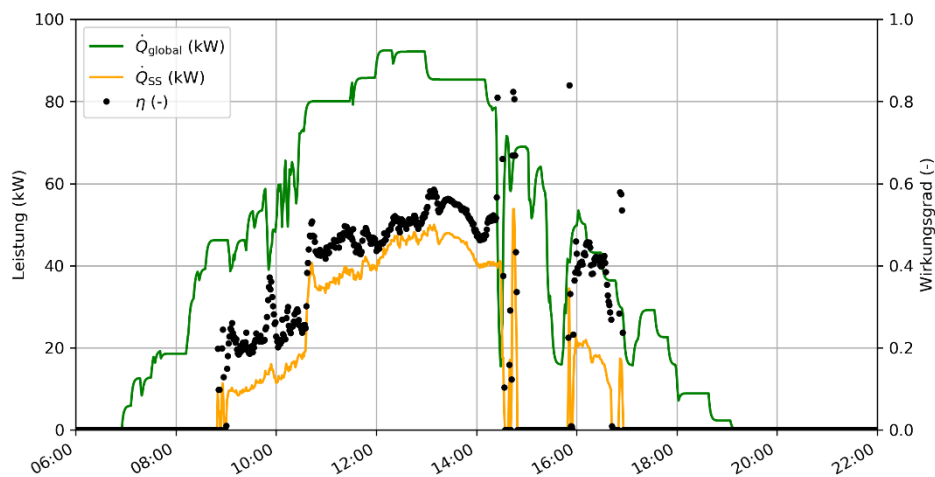


Abbildung 143: Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld, Leistung des Solarsekundärkreises und Solarwirkungsgrad (Zeitraum: 29.07.2018; 6:00 bis 22:00)

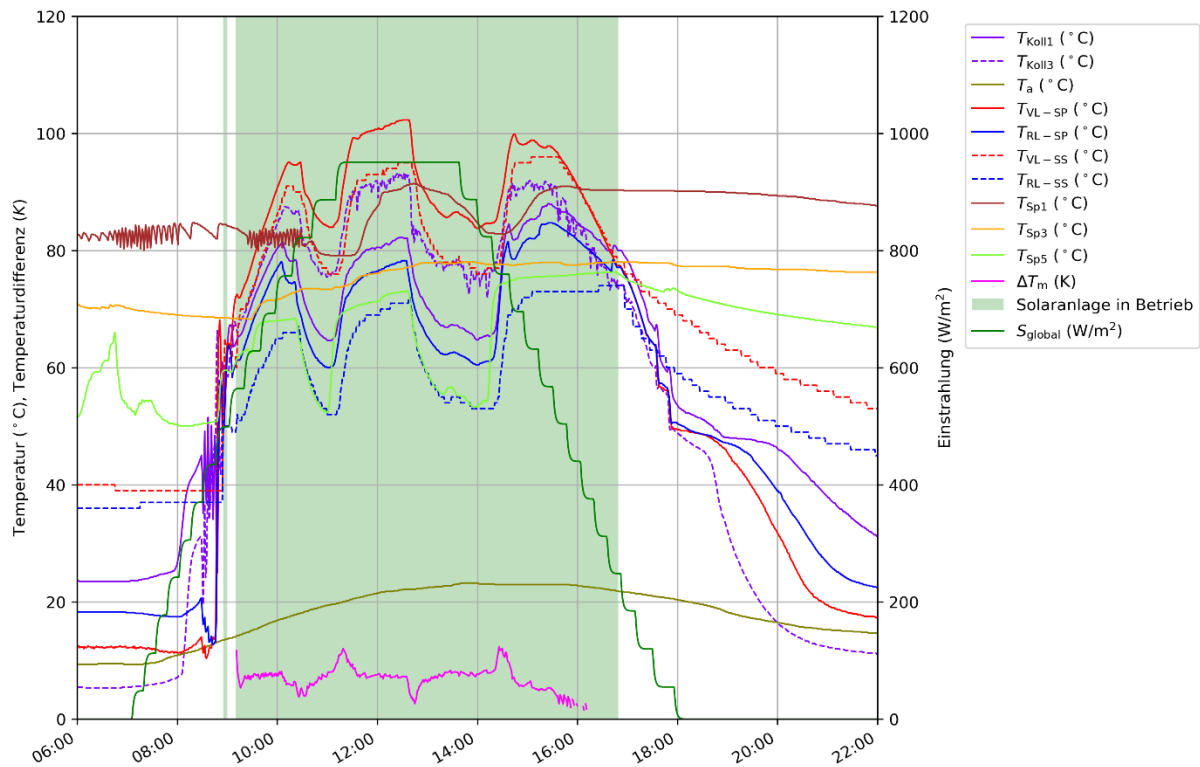


Abbildung 144: Kollektortemperaturen 1 und 3, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, drei Pufferspeichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Markierung des Betriebs der Solaranlage, Globalstrahlung (Zeitraum: 28.09.2018; 6:00 bis 22:00)

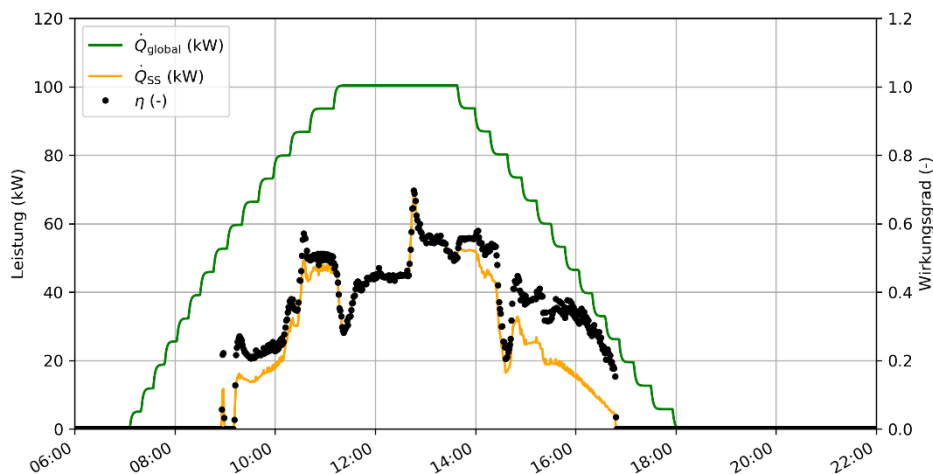


Abbildung 145: Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld, Leistung des Solarsekundärkreises und Solarwirkungsgrad (Zeitraum: 28.09.2018; 6:00 bis 22:00)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage an wechselhaften Tagen wie dem 11.07.2018 und dem 03.09.2018 sind in den folgenden Abbildungen (Abbildung 146 bis Abbildung 149) dargestellt. Abbildung 146 und Abbildung 148 enthalten die Messwerte der Kollektortemperaturen 1 und 3, der Vorlauftemperaturen im Primär- sowie im Sekundärkreis der Solaranlage, von drei Pufferspeichertemperaturen, der Außentemperatur, der mittleren logarithmischen Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager und der Globalstrahlung. Des Weiteren ist der Betrieb der Solaranlage grün markiert. In Abbildung 147 und Abbildung 149 sind die Messwerte der Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld und der Leistung des Solarsekundärkreises

dargestellt. Am 11.07.2018 ist die Solaranlage zwischen 10:00 und 11:00 Uhr vier Mal jeweils für wenige Minuten in Betrieb (siehe Abbildung 146). Nach einem Einbruch der Strahlungsleistung folgt von 12:10 bis 15:20 Uhr ein unterbrechungsfreier Betrieb. Danach ist die Solaranlage nicht mehr in Betrieb. Die eingespeiste Leistung erreicht zur Mittagszeit bis zu 70 kW (siehe Abbildung 147). Am 03.09.2018 ist die Solaranlage zwischen 09:15 und 16:50 Uhr mit zwei kürzeren und zwei längeren Unterbrechungen trotz geringer Einstrahlung (max. 650 W/m<sup>2</sup>) relativ durchgehend in Betrieb (siehe Abbildung 148). Die eingespeiste Leistung überschreitet jedoch nie 20 kW (siehe Abbildung 149). Auch an diesen beiden wechselhaften Tagen liegt die Vorlauftemperatur des Solarprimärkreises zeitweise über den Kollektortemperaturen, was sich nicht negativ auf das Betriebsverhalten der Solaranlage auswirkt. Ansonsten konnte kein Optimierungspotenzial festgestellt werden.

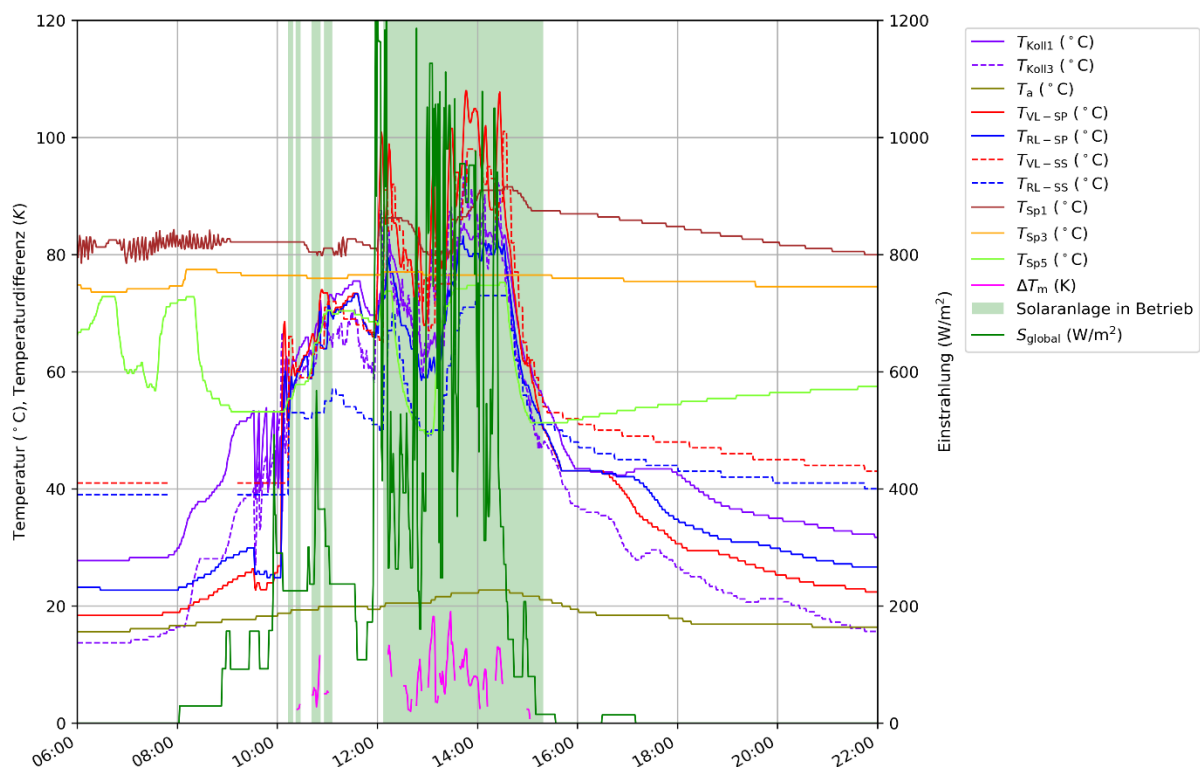


Abbildung 146: Kollektortemperaturen 1 und 3, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, drei Pufferspeichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Markierung des Betriebs der Solaranlage, Globalstrahlung (Zeitraum: 11.07.2018; 6:00 bis 22:00)

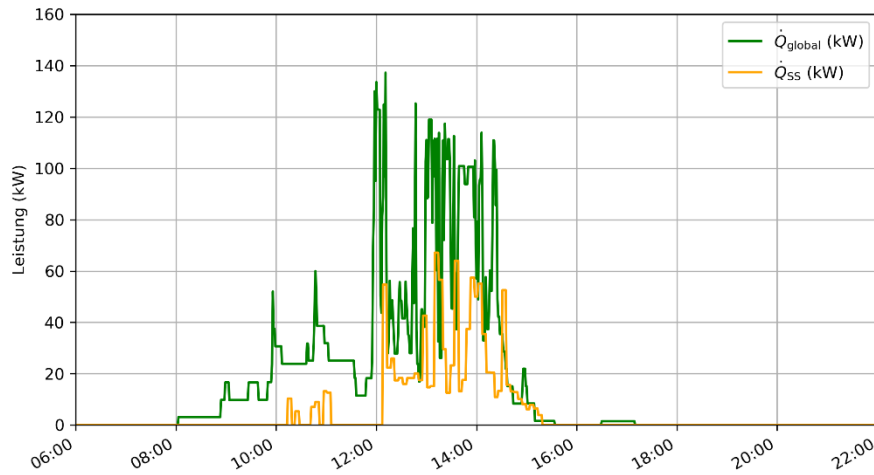


Abbildung 147: Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld und Leistung des Solarsekundärkreises (Zeitraum: 11.07.2018; 6:00 bis 22:00)

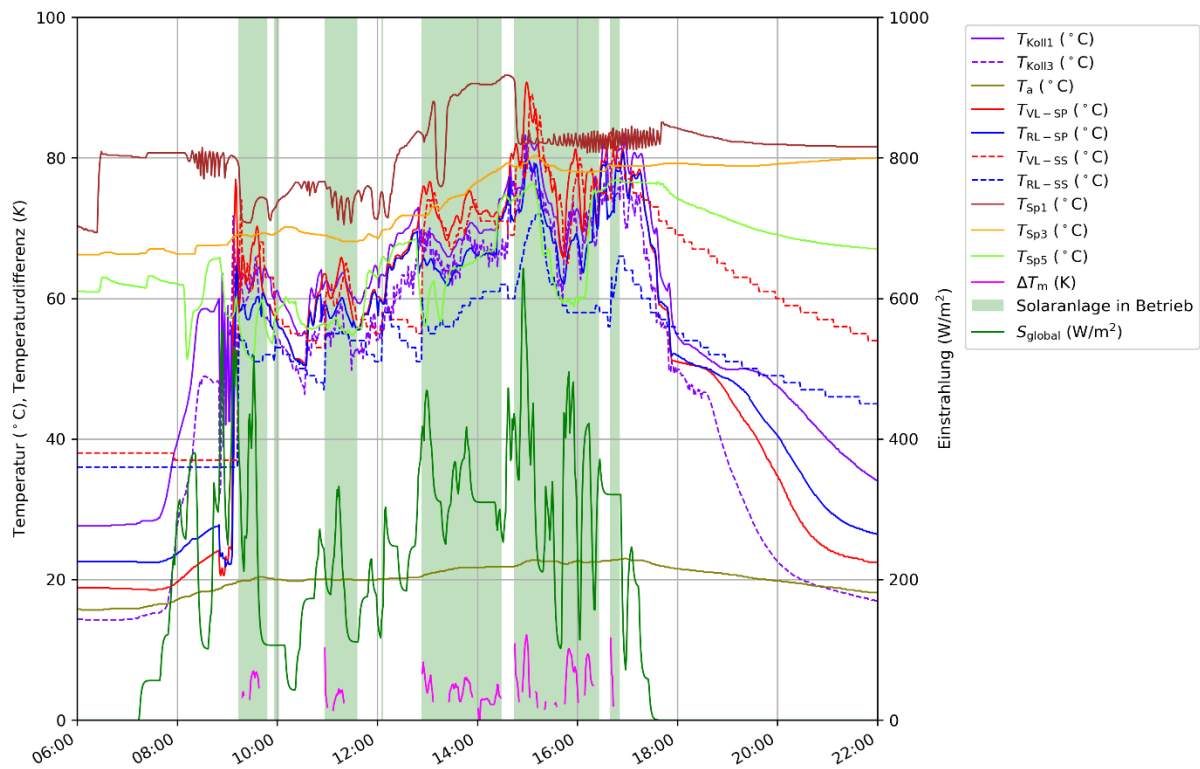


Abbildung 148: Kollektortemperaturen 1 und 3, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperaturen im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems, drei Pufferspeichertemperaturen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz am Solarwärmeübertrager, Markierung des Betriebs der Solaranlage, Globalstrahlung (Zeitraum: 03.09.2018; 6:00 bis 22:00)



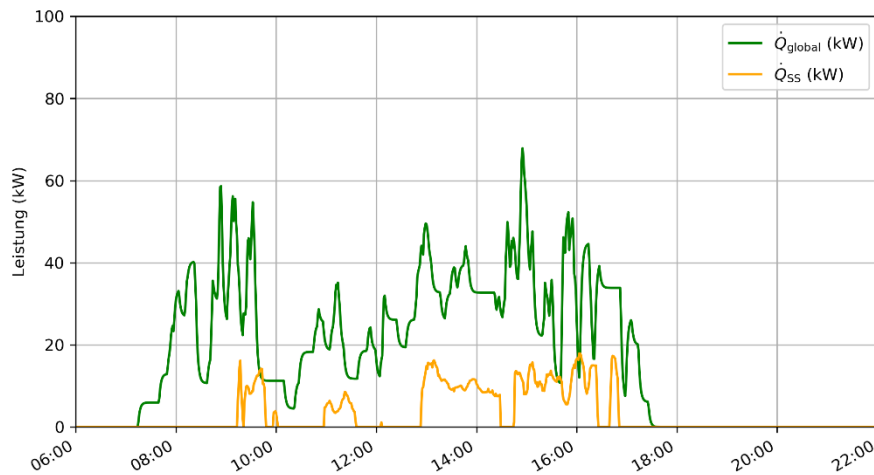


Abbildung 149: Einstrahlungsleistung auf das Kollektorfeld und Leistung des Solarsekundärkreises (Zeitraum: 03.09.2018; 6:00 bis 22:00)

Abbildung 150 und Abbildung 151 zeigen für den Monitoringzeitraum die Energiemengen des Wärmemengenzählers im Sekundärkreis bei der jeweils auftretenden Primär- bzw. Sekundärvorlauf-, -rücklauftemperatur, mittleren Temperatur des Primär- bzw. Sekundärkreises und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Temperatur des Primär- bzw. Sekundärkreises und der Außentemperatur. Es ist ersichtlich, dass die Kollektoren auf einem hohen Temperaturniveau betrieben werden. Dies ist aufgrund der verwendeten Prozesstemperaturen erforderlich und aufgrund der doppelten Kollektorabdeckung gut möglich.

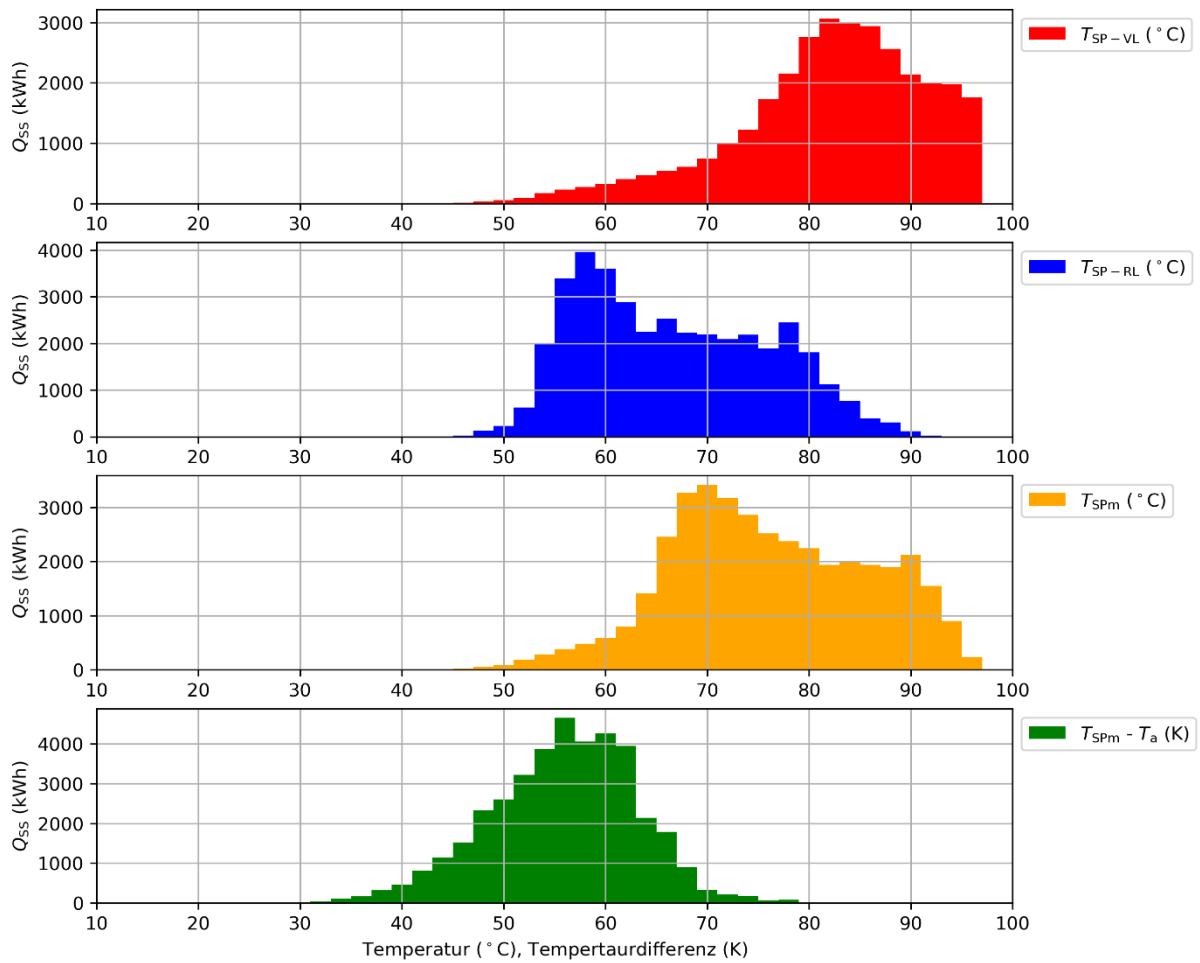


Abbildung 150: Energiemengen des Solarsekundärkreises je Primärvorlauf-, Primärrücklauf-mittlerer Primärkreistemperatur und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Primärtemperatur und Außentemperatur (Zeitraum: 01.06.2018 bis 31.05.2019)

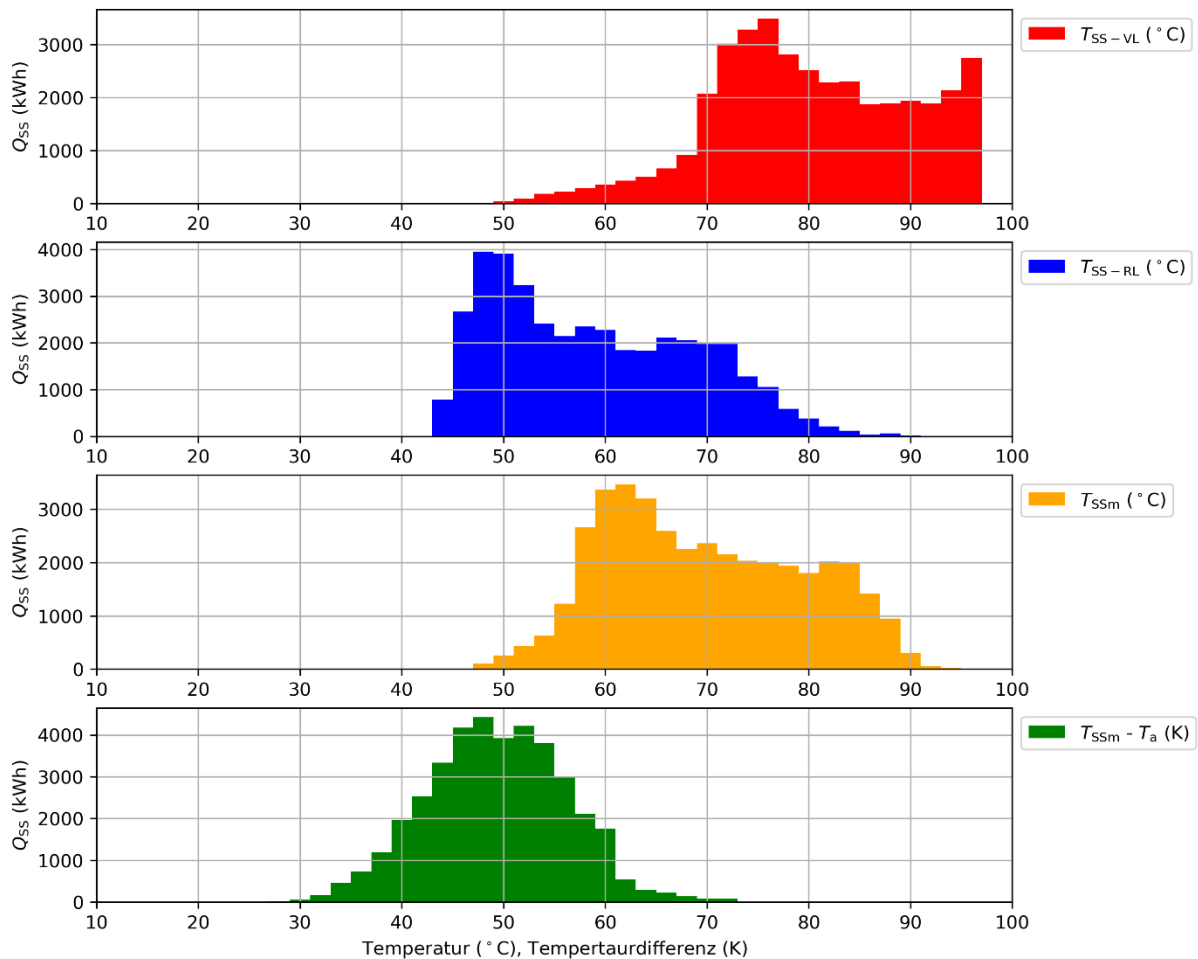


Abbildung 151: Energiemengen des Solarsekundärkreises je Sekundärvorlauf-, Sekundärrücklauf-, mittlerer Sekundärkreistemperatur und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Sekundärkreistemperatur und Außentemperatur (Zeitraum: 01.06.2018 bis 31.05.2019)

In den folgenden Abbildungen (Abbildung 152 bis Abbildung 156) wird das Verhalten der Wärmeeinspeiser in den Pufferspeicher und der Wärmeverbraucher näher behandelt. Abbildung 152 zeigt die Einspeisung in den Pufferspeicher durch die beiden Haupteinspeiser Fernwärme und Solaranlage exemplarisch für den 28.09.2018. Zwischen 5:30 und 10:40 Uhr wird Fernwärme in den Pufferspeicher eingespeist. Dies erfolgt diskontinuierlich, was auf eine hohe Einspeiseleistung von etwa 330 kW und eine annähernd exakte Regelung (kleine Hysterese) der obersten Speichertemperatur ( $T_{Sp1}$ , gelbe Linie) auf 85 °C zurückzuführen ist. Diese „leistungsstarke“ Beladung gewährleistet, dass nur der obere Speicherbereich rasch auf die geforderten hohen Temperaturen gebracht wird und dabei im unteren Pufferspeicherbereich Kapazitäten für die Beladung durch die Solaranlage frei bleiben (keine Durchladung). Die Solaranlage speist zwischen 9:15 und 16:50 Uhr mit maximal 67 kW ein, der Durchfluss ist leistungsgeregelt. Durch die Einspeisung erfolgt ein Temperaturanstieg in allen Bereichen des Pufferspeichers. Während der Solarwärmeeinspeisung steigt die oberste Speichertemperatur auf bis zu 91 °C.

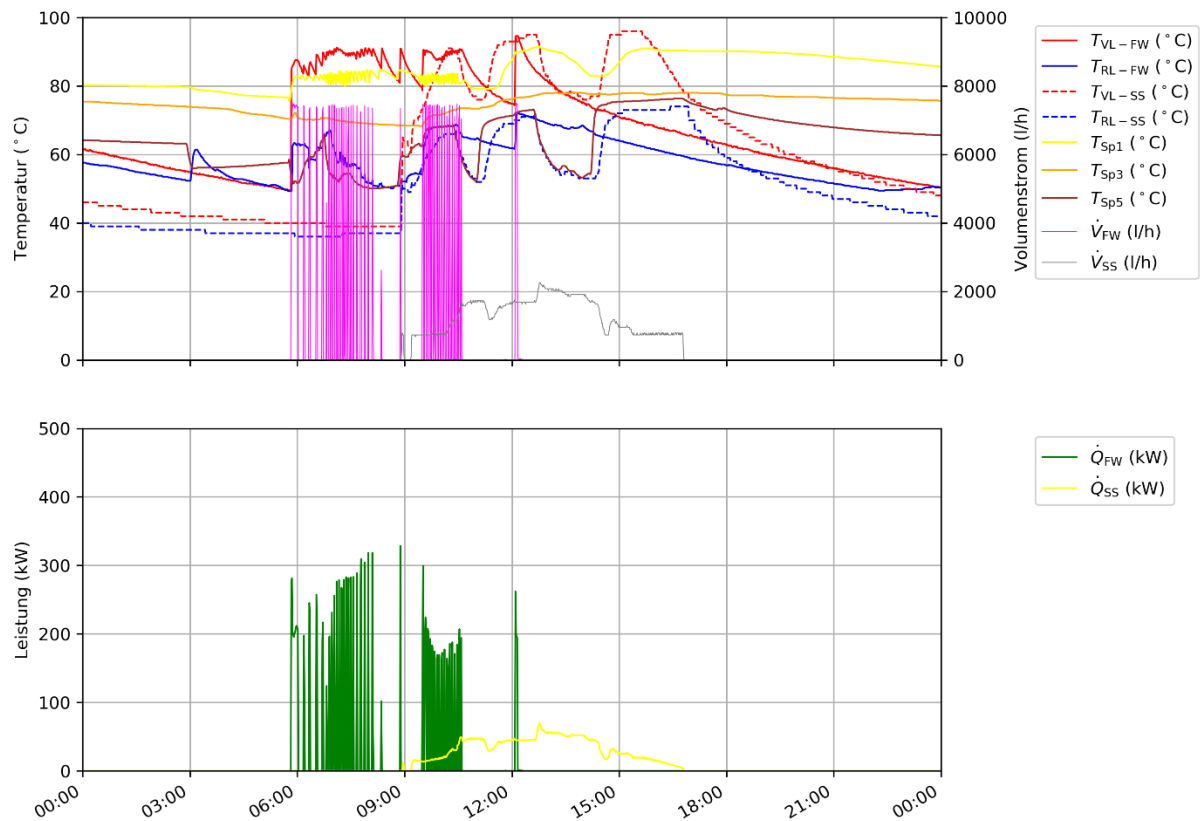


Abbildung 152: Vor- und Rücklauftemperatur der Fernwärmeversorgung und des Solarsekundärkreises, drei Pufferspeichertemperaturen, Leistungen der Fernwärmeversorgung und des Solarsekundärkreises (Zeitraum 28.09.2018)

Den Betrieb der Einspeiser kleinerer Leistungen (Kälteanlagen) zeigt Abbildung 153 exemplarisch für den 28.09.2018. Die Einspeisung erfolgt homogen während nahezu des ganzen Tags. Die Einspeiseleistung von Kälteanlage 1 erreicht maximal 10 kW Einspeiseleistung, Kälteanlage 2 speist mit maximal 5 kW ein. Es ist kein merklicher Einfluss auf die Pufferspeichertemperaturen durch die Einspeisung der Kälteanlagen feststellbar. Die Rücklauftemperaturen der Wärmerückgewinnungskreise ergeben sich aus der Speichertemperatur im unteren Bereich. Wie im Diagramm ersichtlich, wirken sich die Änderungen der Rücklauftemperaturen direkt auf die Vorlauftemperaturen der Wärmerückgewinnungskreise aus. Die Vorlauftemperaturen „folgen“, wie bei Kälteanlagen zu erwarten ist, den Rücklauftemperaturen, wobei in den Kondensatoren der Kälteanlagen ein Temperaturhub von etwa 5 bis 10 K erfolgt

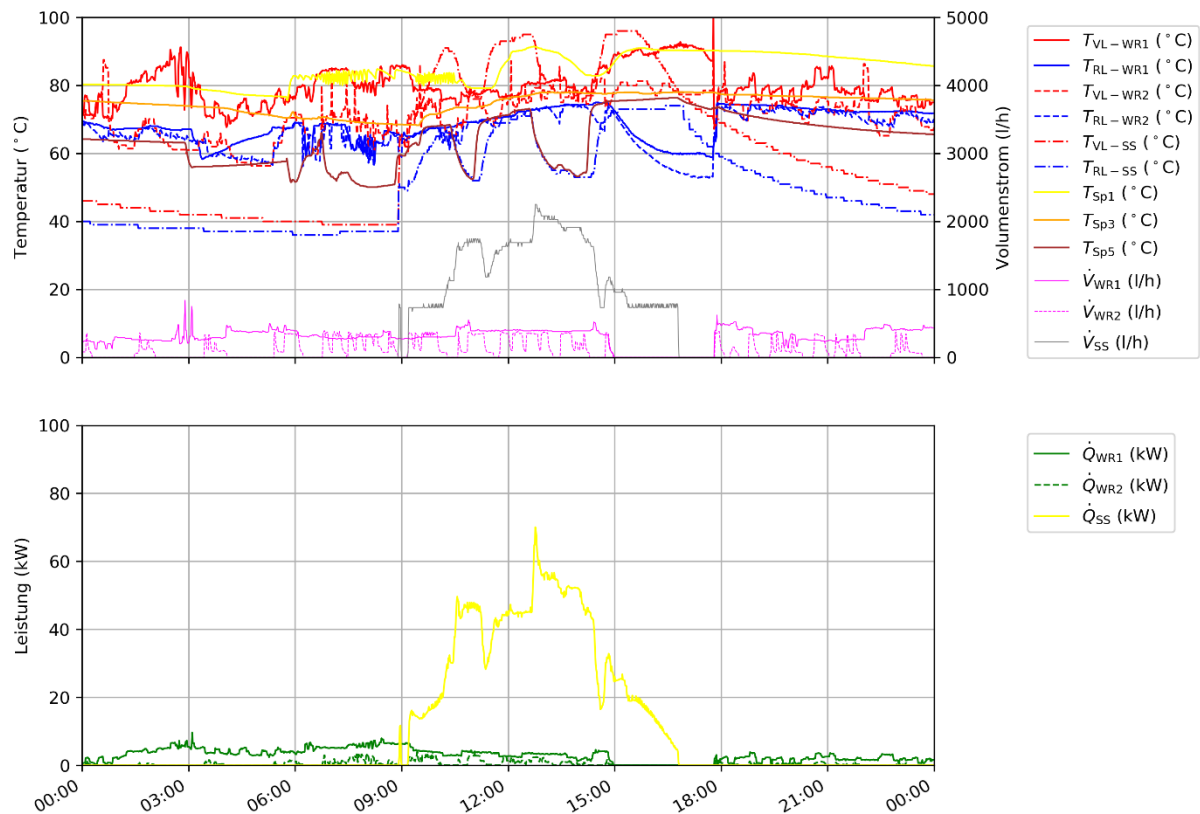


Abbildung 153: Vor- und Rücklauftemperaturen der beiden Wärmerückgewinnungskreise, drei Pufferspeichertemperaturen, Leistungen der beiden Wärmerückgewinnungskreise und des Solarsekundärkreises (28.09.2018)

Die Entnahme für die Versorgung der Produktionsprozesse ist exemplarisch für den 28.09.2018 in Abbildung 154 dargestellt.

Die für die Produktionsprozesse benötigte Wärme wird im obersten Speicherbereich entnommen. Der Rücklauf erfolgt im mittleren Pufferspeicherbereich. Der Produktionsversorgungskreis ist von 5:50 bis 7:35 Uhr und 9:30 bis 10:40 Uhr in Betrieb. Dabei treten zu Betriebsbeginn kurzfristige Leistungsspitzen von 100 kW auf, da das Wasservolumen in den Leitungen und Armaturen vor dem ersten Durchlauf noch kalt ist. Nennbetriebsbedingungen sind an diesem Tag nicht feststellbar. Auch an anderen Tagen ist die Wärmeentnahme durch den Versorgungskreis der Produktionsprozesse stark fluktuierend. Die Leistungsanpassung des Durchflusses erfolgt stufenförmig. Die signifikante Leistungsentnahme zwischen 20 kW und 100 kW hat merkliche Auswirkungen auf die Pufferspeichertemperaturen. Durch die exakte Regelung der Fernwärmeeinspeisung sind die Temperaturschwankungen jedoch gering.

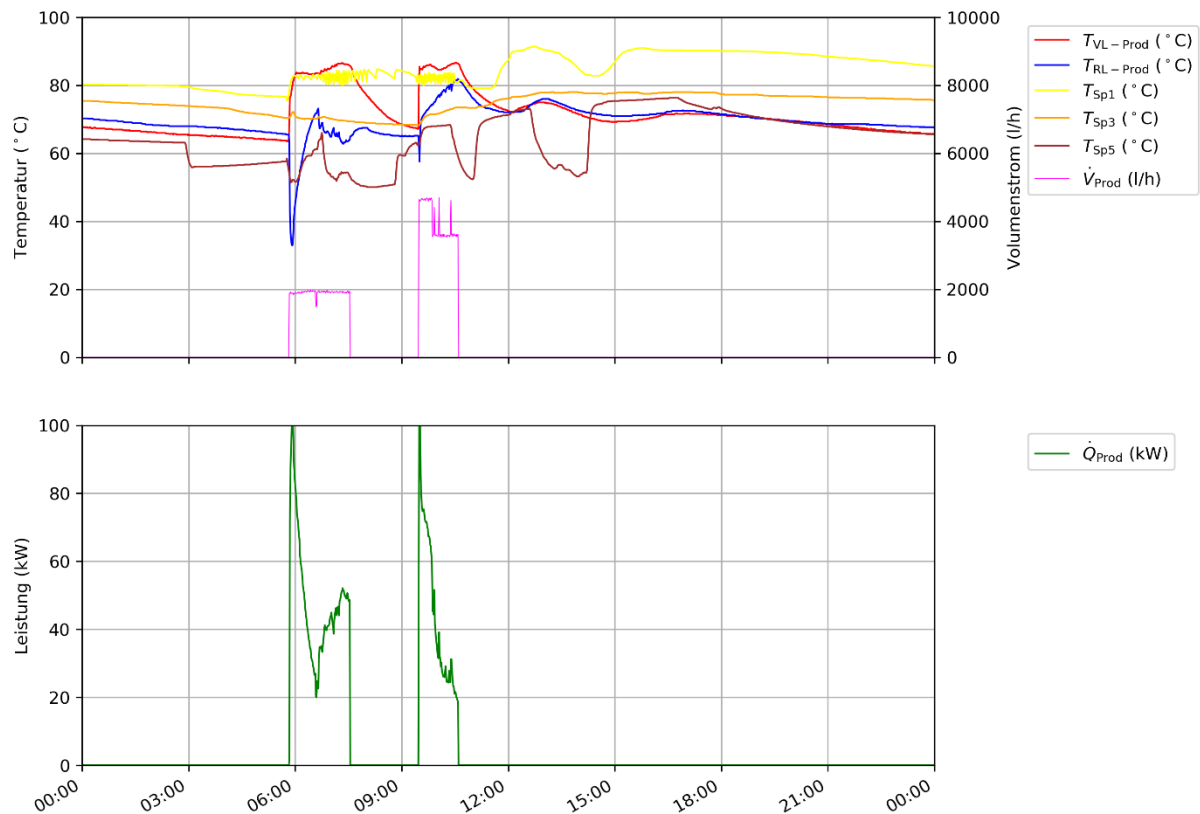


Abbildung 154: Oben: Vor- und Rücklauf­temperatur der Wärmeversorgung der Produktionsprozesse, drei Pufferspeichertemperaturen, Durchfluss in der Wärmeversorgung der Produktionsprozesse; Unten: Wärmeversorgungsleistung der Produktionsprozesse (28.09.2018)

Die Entnahme für die Versorgung der Warmwasserbereitung (Beladung des Warmwasserboilers) ist exemplarisch für den 28.09.2018 in Abbildung 155 dargestellt. Die Warmwasserbereitung findet an diesem Tag zwischen 3:00 und 15 Uhr vier Mal statt und dauert zwischen 20 und 90 Minuten. Aufgrund des Warmwasserspeichers erfolgt die Warmwasserbereitung ( $\dot{Q}_{\text{ww}}$ , grün) mit einer relativ kontinuierlichen Leistung von etwa 80 kW. Der Warmwasserbereitungskreis weist eine Standby-Leistung zum Ausgleich von Speicherverlusten von 4 kW auf. Die Vorlauf­temperatur der Warmwasserbereitung entspricht weitgehend der oberen Speichertemperatur, die an diesem Tag meist zwischen 80 °C und 90 °C liegt. Die Rücklauf­temperatur weist während der Warmwasserbereitung erwartungsgemäß einen Wert um 45 °C auf.

Die signifikante Leistungs­entnahme von etwa 80 kW hat merkliche Auswirkungen auf die Pufferspeichertemperaturen. Durch die exakte Regelung der Fernwärmeeinspeisung sind die Temperaturschwankungen jedoch gering.



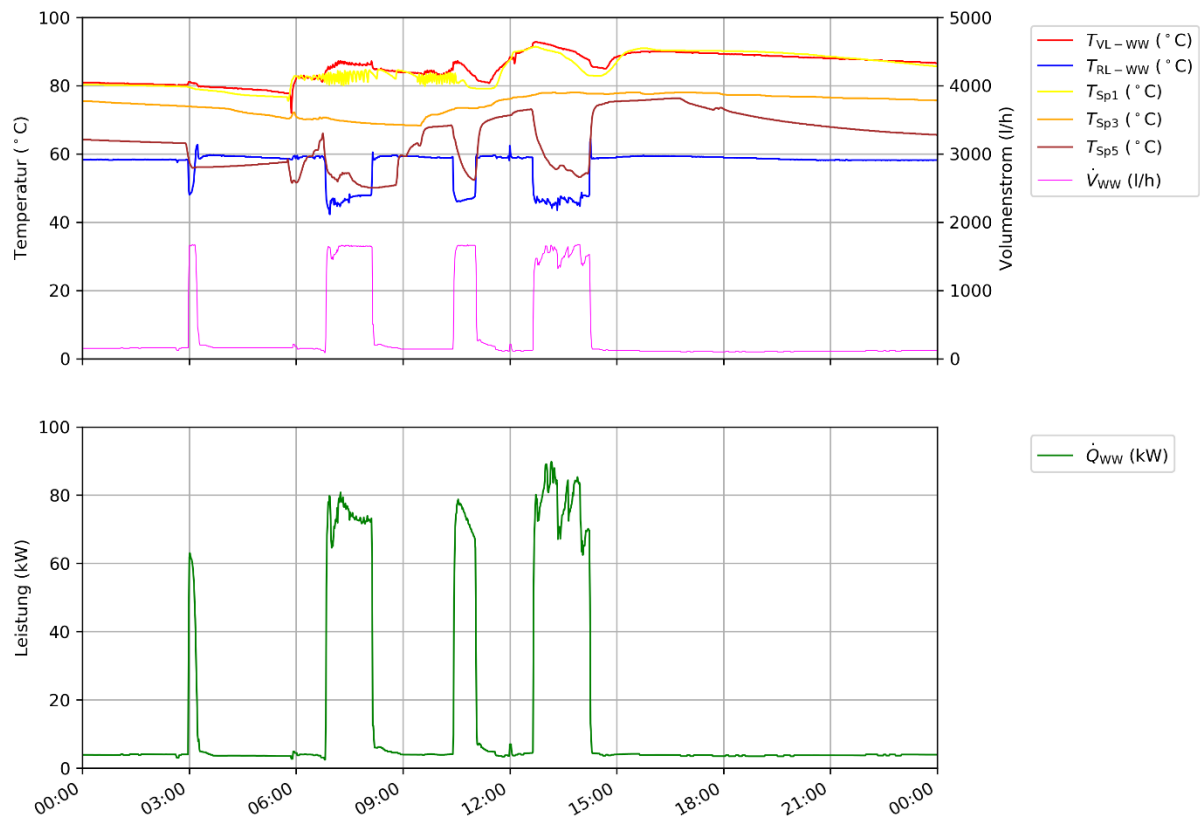


Abbildung 155: Oben: Vor- und Rücklauf­temperatur des Versorgungskreises der Warmwasserbereitung, drei Pufferspeichertemperaturen, Durchfluss im Versorgungskreis der Warmwasserbereitung; Unten: Wärmeleistung des Versorgungskreises der Warmwasserbereitung (Zeitraum 28.09.2018)

Die Entnahme für die Versorgung der Raumheizung und weiterer Wärmeverbraucher ist exemplarisch für den 28.09.2018 in Abbildung 156 dargestellt. Die Verbraucher entnehmen an diesem Tag (Raumheizung nicht in Betrieb) in Summe meist unter 10 kW Wärmeleistung und haben ähnlich wie die Einspeisungen der Kälteanlagen weniger Einfluss auf die Speichertemperaturen, als die leistungsstarken Verbraucher und Erzeuger. Bei Betrieb der Raumheizung konnten Gesamtwärmeleistungen von bis zu 50 kW festgestellt werden. An solchen Tagen ist der Einfluss auf die Speichertemperaturen signifikanter.

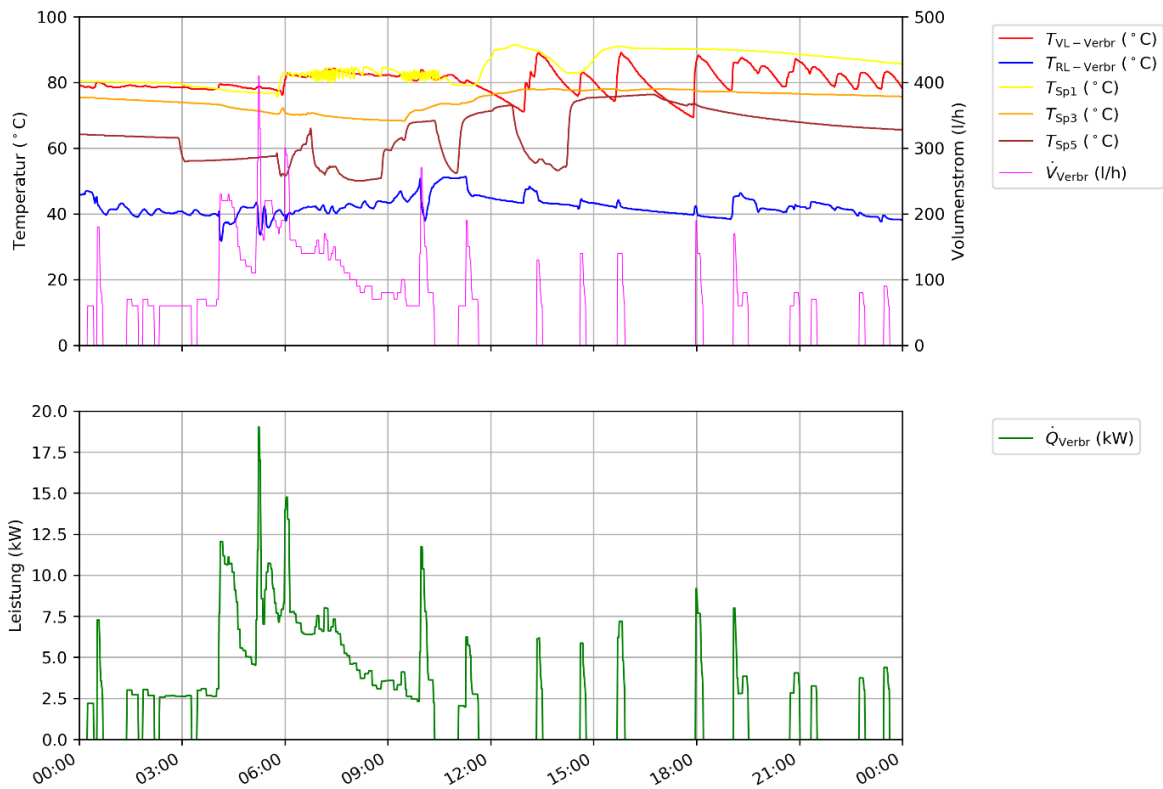


Abbildung 156: Oben: Vor- und Rücklauf­temperatur des Versorgungskreises der Raumheizung und weiterer Verbraucher, drei Pufferspeichertemperaturen, Durchfluss im Versorgungskreis; Unten: Wärmeleistung des Versorgungskreises der sonstigen Verbraucher (28.09.2018)

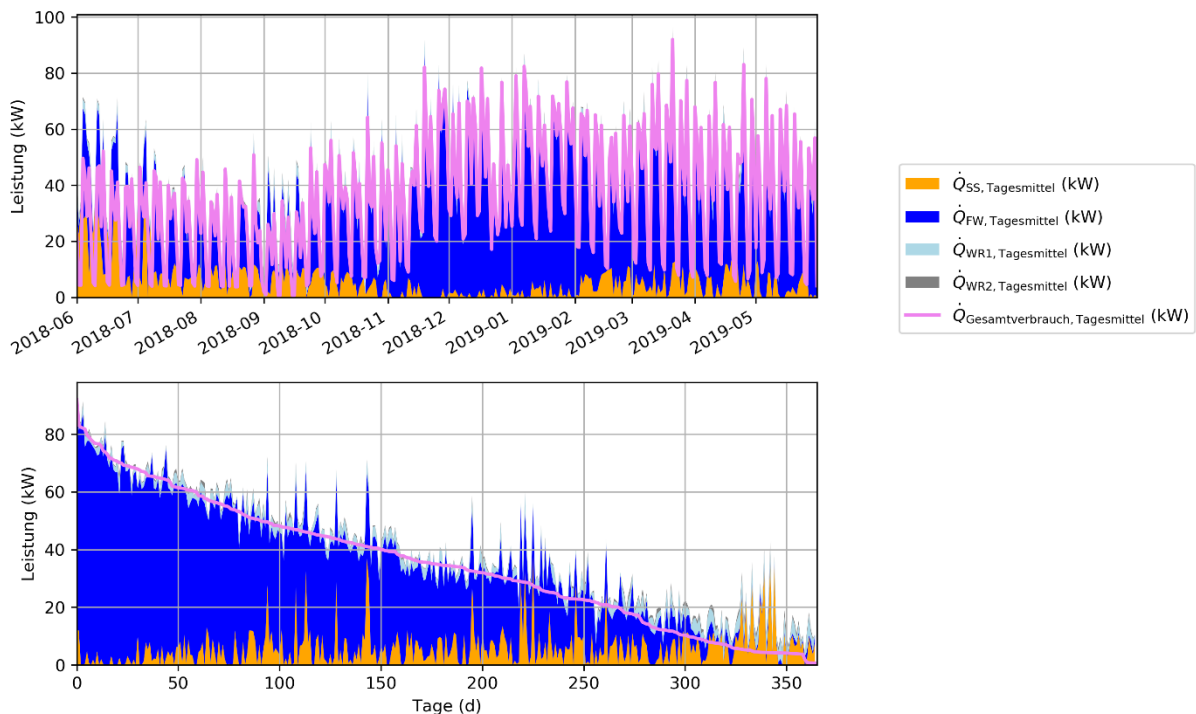


Abbildung 157 stellt die durchschnittliche Tagesleistung aller Wärmeeinspeicher und die gesamte Verbrauchsleistung über den gesamten Berichtszeitraum (oben) und als nach der Leistung sortierte Jahresdauerlinie (unten) dar. Es ist ersichtlich, dass in den Sommermonaten die Solaranlage merklich zur Deckung des Wärmebedarfs beiträgt. Dabei kommt die Wirkung des Pufferspeichers immer dann deutlich zum Tragen, wenn die

eingespeiste Wärmeleistung der Solaranlage die mittlere Gesamtleistung aller Verbraucher übersteigt und daher zwischengespeichert wird (siehe sortierte Jahresdauerlinie unten, rechter Diagrammbereich). Da im November der Solarertrag sehr gering war (vgl. Abbildung 139), wurde die Verbrauchsleistung in diesem Monat fast ausschließlich durch die Fernwärmeversorgung gedeckt (siehe rechter Bereich im oberen Diagramm).

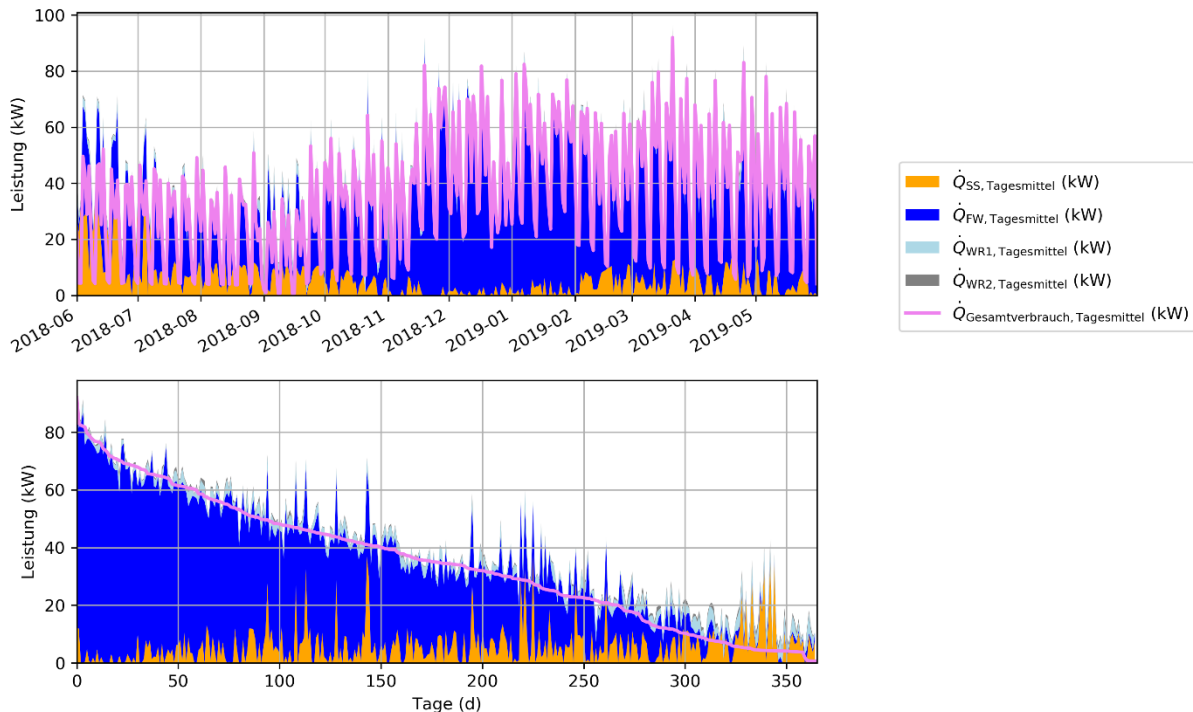


Abbildung 157: Mittlere Bereitstellung der Wärmeeinspeicher, mittlere Last der Verbraucher sowie mittlere Vor- und Rücklauftemperatur chronologisch (oben) und nach der Last absteigend sortiert (unten) im Betrachtungszeitraum

### 7.8.6 Status Quo der Anlage

Die Anlage befand sich von Juni 2018 bis Mai 2019 im Monitoring. Die monatlich gemessenen Ertragswerte liegen etwas unter den simulierten Werten. Dies ist jedoch nicht auf einen ineffizienten Anlagenbetrieb, sondern in erster Linie auf die Einstrahlung zurückzuführen, welche etwa in ähnlicher Ausprägung wie der Solarertrag unter der Prognose liegt. Da aber der Verbrauch noch weiter von der Prognose abweicht, als Einstrahlung und Solarertrag, ergibt sich ein etwas höherer solarer Jahresdeckungsgrad von 12 % gegenüber dem Prognosewert von 10,4 %

Vor Beginn und während des Monitorings wurde vom Team der Begleitforschung Optimierungspotenzial bei der Datenqualität der übermittelten Monitoringdaten festgestellt, was jedoch keinen Einfluss auf die Effizienz der Solaranlage hatte. Der Anlagenbetreiber wurde gebeten, die Datenqualität zu verbessern, was nicht in allen Fällen umgesetzt werden konnte. Die Probleme bei der Datenqualität waren in erster Linie zu große Abstufungen (0,5 K) bei Temperaturmesswerten, zu große Messintervalle (etwa alle 15 Minuten) bei den Wärmemengenzählern, unplausible Spitzen bei den Leistungen und Volumenströmen einiger Wärmemengenzähler sowie ein zu grober Verlauf der Globalstrahlungsmesswerte. Auftretende unplausibel hohen Spitzen wurden bei der Datenverarbeitung durch das Team der Begleitforschung herausgefiltert.

Beim Betriebsverhalten der Solaranlage konnte kein wesentliches Optimierungspotenzial gefunden werden. Es wurde lediglich festgestellt, dass an den dargestellten Tagen während des Betriebs der Solaranlage die Vorlauftemperatur des Solarprimärkreises höher ist als die der Kollektortemperaturen. Der Anlagenbetreiber wurde informiert, die Ursache wurde jedoch nicht behoben. Dasselbe gilt für Abweichungen zwischen den

Kollektortemperaturen. Da der Betrieb der Solaranlage nicht beeinträchtigt war, wurde eine Behebung der oben beschriebenen Diskrepanzen nicht zur Bedingung eines positiven Abschlusses der Begleitforschung gemacht.

## 8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2010:

Christian Fink, Waldemar Wagner: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2010

Fink et al., 2015:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2010“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., 2016a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., 2019a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Walter Becke, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., 2019b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Veronika Hierzer, Waldemar Wagner, Reinhard Pertschy, Bernd Windholz, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., 2022a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Jakob Binder, Veronika Hierzer, Marnoch Hamilton-Jones, Walter Becke, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022

Fink et al., 2023:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Michael Reisenbichler, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2023

Fink et al., 2020:

Christian Fink, Walter Becke, Jakob Binder, Reinhard Pertschy: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2017“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2020

Fink et al., 2021:

Christian Fink, Walter Becke, Marnoch Hamilton-Jones, Reinhard Pertschy: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2018“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2021

Fink et al., 2022b:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Lorenz Leppin, Reinhard Pertschy:  
2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum  
Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2019“; AEE INTEC, Gleisdorf,  
Österreich, 2022