

**Endbericht zum Projekt**

**WISSENSCHAFTLICHE  
BEGLEITFORSCHUNG ZUM  
FÖRDERPROGRAMM  
„SOLARTHERMIE – SOLARE  
GROßANLAGEN 2017“**

**Autoren**

Christian Fink, Projektleitung  
Walter Becke  
Peter Gruber  
Roland Kerschenbauer

**AEE – Institut für Nachhaltige Technologien**

**Gleisdorf, im Juni 2024**

## 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:

### **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>17</b>
	<b>7.1 Regionalenergie Natters eGen, T .....</b>	<b>17</b>
	<b>7.2 Sportanlage Bürgerau, Sbg. ....</b>	<b>31</b>
	<b>7.3 Wien Energie - KW Simmering, W .....</b>	<b>52</b>
	<b>7.4 AVL III - Solare Kühlung, Stmk. ....</b>	<b>63</b>
<b>8</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>80</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 13 erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an knapp 380 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.

Das Begleitforschungsteam war im gegenständlichen Berichtszeitraum (Dezember 2017 bis Juni 2024) mit den 7 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. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass vier Anlagen umgesetzt und deren Monitoringperioden abgeschlossen werden konnten.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit den 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 für 4 Projekte
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems bei insgesamt 4 Projekten
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse
- Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2023 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
- 25 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen, 10 Workshops und 8 Diplomarbeiten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2023) 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 knapp 380 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 25 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen und 10 Branchenworkshops geleistet werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2023).
- 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 2017 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an den Endbericht des Projektes „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016 (Fink et al., 2015; Fink et al., 2016; Fink et al., 2019a; Fink et al., 2019b; Fink et al., 2022; Fink et al., 2023a; Fink et al., 2023b) erstellt.

### 3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde mit allen noch beteiligten Förderwerbern im Monitoringprogramm Kontakt gehalten. 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 sieben zur Begleitforschung vorgeschlagenen Projekten vier solarthermische Anlagen definitiv umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Abbildung 1).

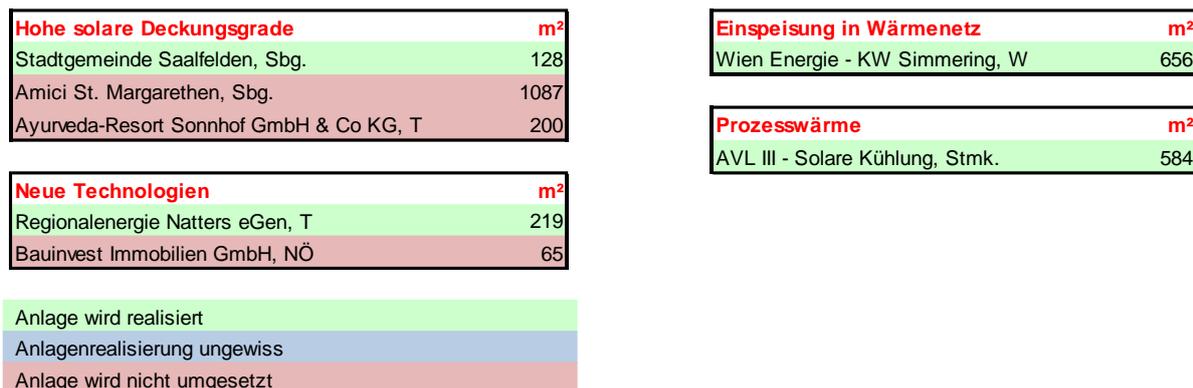


Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den vier Einreichkategorien (Förderprogramm 2017)

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 ist, konnte bei allen vier realisierten Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen werden.

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Regionalenergie Natters eGen, T			Aug. 19	Jul. 20
Stadtgemeinde Saalfelden, S			Sep. 19	Aug. 20
Wien Energie - KW Simmering, W			Apr. 19	Mrz. 20
AVL III - Solare Kühlung, Stmk			Jun. 22	Mai. 23

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den Messprojekten (Förderprogramm 2017)

## **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 dessen 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 die vier 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**

Bei Anlagen mit in Betrieb befindlicher Messdatenerfassung werden die Messdaten 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 erfolgt 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 werden Temperaturverläufe als auch Energiebilanzen erstellt und analysiert. In den ersten Betriebsmonaten (der sogenannten Optimierungsphase) erfolgen diese Analysen sehr detailliert. Danach gehen 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 6 Optimierungsmaßnahmen detektiert werden. Zwei wurden nach Abschluss der Monitoringperiode auch umgesetzt.

## 5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des bisherigen Projektzeitraums (Dezember 2017 bis Juni 2024) 35 Beiträge zu einschlägigen Veranstaltungen geleistet (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2023).

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

Tabelle 1: Übersicht zu durchgeführten Verbreitungsaktivitäten im Berichtszeitraum

Art der	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Themenveranstaltung	Holzwelt 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, 8.10.2021	Solarthermische Integration in Fernwärmesysteme	ca. 30
Workshop	Workshop für eine türkische Delegation zu den Themen: Solare Fernwärme, PVT und Großwärmespeichertechnologien, 12.10.21	Solarthermal District Heating - technologies, market, applications, examples	18

Webinar	Effizienter Heizwerkbetrieb, FAST Pichl, 3.3.2022	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, 6.5.2022	Solarthermie und netzgebundene Wärmeversorgung	16
Webinar	KONNEX BAU der IG LEBENSZYKLUS BAU, 24.5.2022	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, 10.6.2022	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, 24.1.2023	Solare Großanlagen: Praxiserfahrung, Förderung und Umsetzung	15
Workshop	Innovationslabor DigiPEQ, 9.3.2023	Innovative Warmwassersysteme für großvolumige Gebäude und Quartiere	ca. 30
Seminar	Effiziente Heizwerkführung – Nutzung alternativer Energiequellen (Forstliche Ausbildungsstätte Pichl), 23.3.2023	Solarthermische Großanlagen und Wärmepumpen als sinnvolle Erweiterungen für die Biomasse-Nahwärme	20
Symposium	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Herausforderungen und Lösungen zur vollständigen solaren Deckung des sommerlichen Wärmebedarfs eines Fernwärmenetzes - Referenz Solaranlage Friesach	ca 150
Symposium	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Ergebnisse aus 12 Jahren wissenschaftlicher Begleitung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“	ca 150
Vorlesung	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement, FH Wien (Mai 2023)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	11
Vorlesung	Universitätslehrgang "Energie Autarkie Coach", Donau-Universität Krems, 13.9.2023	Solare Energieversorgung	8
Workshop	IEA SHC Task66 - SolarEnergyBuildings: Industry Workshop No 5	Solar Concepts and monitoring results of buildings with high solar thermal fraction in Austria	100
Vorlesung	Building Innovation, MEng Modul 05 - Heizung, Klima, Lüftung - Basic Level Universität für Weiterbildung Krems	Grundlagen der Wärme- und Kälteerzeugung - Solare Energieversorgung	8
Konferenz	3rd International Sustainable Energy Conference – ISEC 2024, 10 - 11. April 2024	Big solar thermal plants - a possible game changer for heating grids and industry	350

Symposium	34. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 14. - 16. Mai 2024, Bad Staffelstein, Deutschland	Große Solarthermieanlagen als möglicher Gamechanger für Wärmenetze und Industrie	ca. 120
-----------	---	--	---------

Weiters wurden, wie in Tabelle 2 angeführt, ein Beitrag in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2023)

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Berichtszeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
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 2023 wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, innerhalb des Berichtszeitraums (Dezember 2017 bis Juni 2024) 8 akademische Arbeiten verfasst.

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

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name DiplomandIn	Universität / Fachhochschule
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 prognostizierten Ergebnisse zum Zeitpunkt der Einreichung sowie der Messergebnisse werden in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen der vier solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge ( $\text{kWh/m}^2$  Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 4 die Wärmeverbräuche. Nach Abschluss des Monitoringjahres werden die gemessenen Werte mit den Prognosewerten aus den Einreichunterlagen verglichen.

Zu beachten ist, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich des spezifischen Solarertrags der untersuchten Anlagen nicht möglich sind. 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.

Abbildung 3 zeigt die prognostizierten und gemessenen Solarerträge für die vier betrachteten Anlagen. Bei allen Anlagen lag der gemessene solare Ertrag unter dem prognostizierten Wert. Die Ursache hierfür ist in allen Fällen ein geringerer Verbrauch gegenüber der Prognose.

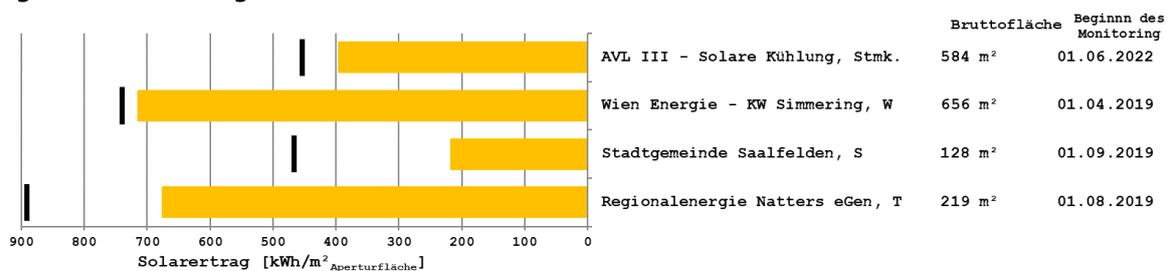


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche)

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

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv We} + Q_{Solar}} \quad \text{Gleichung 1}$$

$Q_{Solar}$  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

Bei Anlagen, wo solare Wärme einerseits als Wärmequelle für den Verdampfer der installierten Wärmepumpen dient als auch andererseits direkt zur Brauchwasserbereitung und Heizungsunterstützung verwendet wird, wird neben dem solaren Deckungsgrad (Gleichung 1) auch der direkte solare Deckungsgradanteil ermittelt. Nach dieser Definition (Gleichung 2) wird nur der Anteil der Solarwärme für die Berechnung herangezogen, welcher direkt zur Brauchwasserbereitung bzw. Heizungsunterstützung in Energiespeicher eingespeist wird:

$$SD_{\text{direkt}} = \frac{Q_{\text{Solar-direkt}}}{Q_{\text{konv We}} + Q_{\text{Solar-direkt}}}$$

Gleichung 2

$Q_{\text{Solar-direkt}}$  jährlicher Wärmeinput des Solarsystems welcher direkt zur Brauchwasserbereitung bzw. Heizungsunterstützung herangezogen wird

$Q_{\text{konv We}}$  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 5 dargestellt. Für die Anlagen „AVL III – Solare Kühlung“ und „Wien Energie – KW Simmering“ ist die Berechnung eines Deckungsgrades aufgrund der Einspeisung in ein Netz nicht sinnvoll möglich. Bei der Anlage „Regionalenergie Natters eGen“ gibt es keine Nachheizung. Daher beträgt der solare Deckungsgrad jedenfalls 100 % - unabhängig von der Performance der Anlage. Daher wurde auch hier von einer Darstellung abgesehen. Bei der Anlage „Stadtgemeinde Saalfelden“ liegt der solare Deckungsgrad (ohne Berücksichtigung der rückgekühlten Wärme) deutlich hinter der Prognose zurück. Gründe hierfür sind einerseits eine ungünstige Regelstrategie im Zusammenhang mit nächtlicher Rückkühlung des Pufferspeichers und andererseits wurde in der Simulation die elektrische Begleitheizung für die Warmwasserbereitung nicht berücksichtigt.

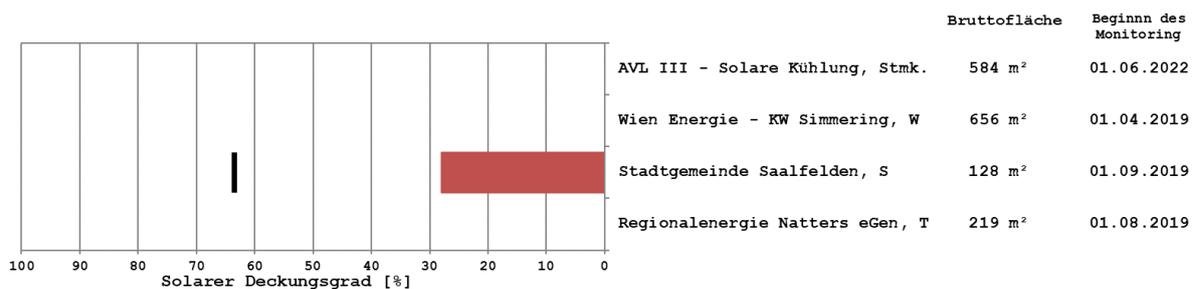


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 4 hierzu den Vergleich des gemessenen Wärmeverbrauchs mit dem Prognosewert. In Analogie zu der Beschreibung beim Vergleich der solaren Deckungsgrade ist eine Darstellung des Verbrauchs für die Anlagen „AVL III – Solare Kühlung“, „Wien Energie – KW Simmering“ und „Regionalenergie Natters eGen“ nicht sinnvoll.

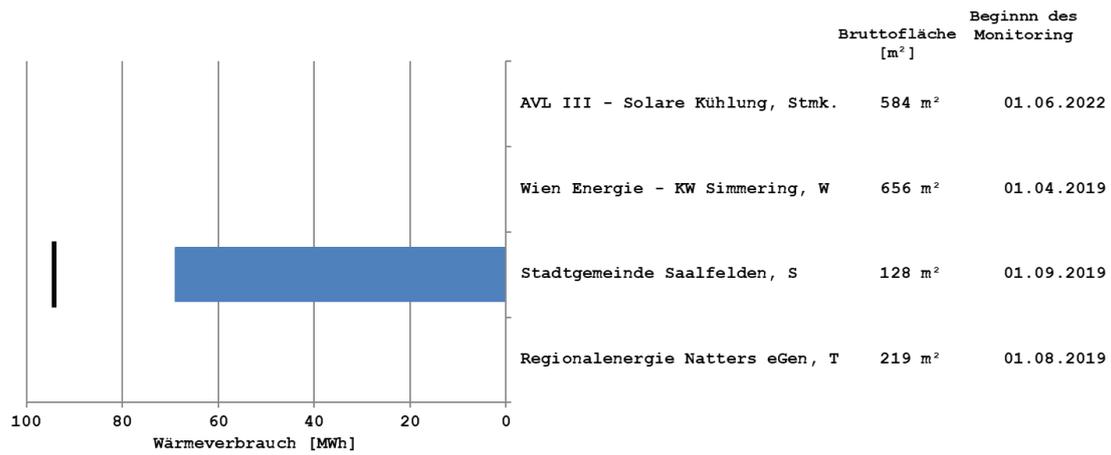


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche)

## 7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

### 7.1 Regionalenergie Natters eGen, T

#### 7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Regionalenergie Natters eGen
<u>Adresse:</u>	6161 Natters
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Hackguttrocknung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	219,24 m <sup>2</sup> Luftkollektor (CONA CCS+)
<u>Neigung:</u>	25°
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	676,22 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit Juli 2020
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Regionalenergie Natters eGen errichtete 2018 eine Trocknungshalle für Hackschnitzel. Die Trocknungsenergie soll dabei ausschließlich durch 219 m<sup>2</sup> Luftkollektoren bereitgestellt werden, welche in das Pultdach der neu errichteten Halle integriert ist (vgl. Abbildung 7). Unter dem 303 m<sup>2</sup> großen Blechdach der angrenzenden Halle ist ein Luftspalt in den Dachaufbau integriert, durch welchen vorgewärmte Außenluft in das System eingebracht werden kann.

Es gibt keinerlei Nachheizung oder Speicher, sodass die solare Energie vollständig für die Trocknung verwendet wird. Somit beträgt die solare Deckung des Bedarfs 100 %.

Die Trocknungsanlage ist auf eine Gesamtjahresleistung von bis zu 4.000 Schütt-raummetern (srm) ausgelegt. Die tatsächliche Trocknungsmenge pro Jahr wird dem sukzessiven Ausbau der Heizwerke und -anlagen in der Umgebung angepasst. Zu Beginn wird ein Bedarf von rund 2.000 srm erwartet.

Abbildung 6 zeigt die solaren Luftkanäle sowie die hölzernen Einbaukästen für die Ventilatoren.



Abbildung 6: Solar-Luftleitungen im Dach der Trocknungshalle (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 7: Südansicht der Trocknungsanlage der Regionalenergie Natters eGen (Quelle: AEE INTEC)

### 7.1.2 Luftführungs- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Regionalenergie Natters eGen“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 8 dargestellt.

Die Solarkollektoren werden mit Luft durchströmt (2 bis 3 m/s). Die Ansaugöffnungen befinden sich an den Außenrändern des Solarfelds und sind über eine Gesamtlänge von 36 m verteilt (vgl. Abbildung 9). Die erwärmte Luft wird über isolierte Luftsammelschächte (vgl. Abbildung 6) in einen Mischkanal geführt, wo im Verhältnis 60 % solar erwärmte Luft zu 40 % Umgebungsluft beigemischt wird. Alternativ kann diese Umgebungsluft durch eine Dachabsaugung des Nachbargebäudes vorgewärmt werden. Zuletzt wird die erwärmte Luft in die beiden Trocknungsboxen gebracht, wo das Trocknungsgut von unten nach oben durchströmt wird.

Laut Betreiber soll die Trocknungsanlage von ca. März bis Oktober (abhängig von den klimatischen Bedingungen) betrieben werden. Um in der Zeit mit ruhendem Betrieb eine Selbstentzündung des Hackguts zu unterbinden, kann Außenluft für die Kühlung des Trocknungsguts eingebracht werden.

Das Monitoringkonzept der Anlage ist in Abbildung 8 ersichtlich. Fünf Differenzdrucksensoren, 1 Stromzähler, 7 Temperatursensoren, 3 Fühler für relative Luftfeuchte und ein Einstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

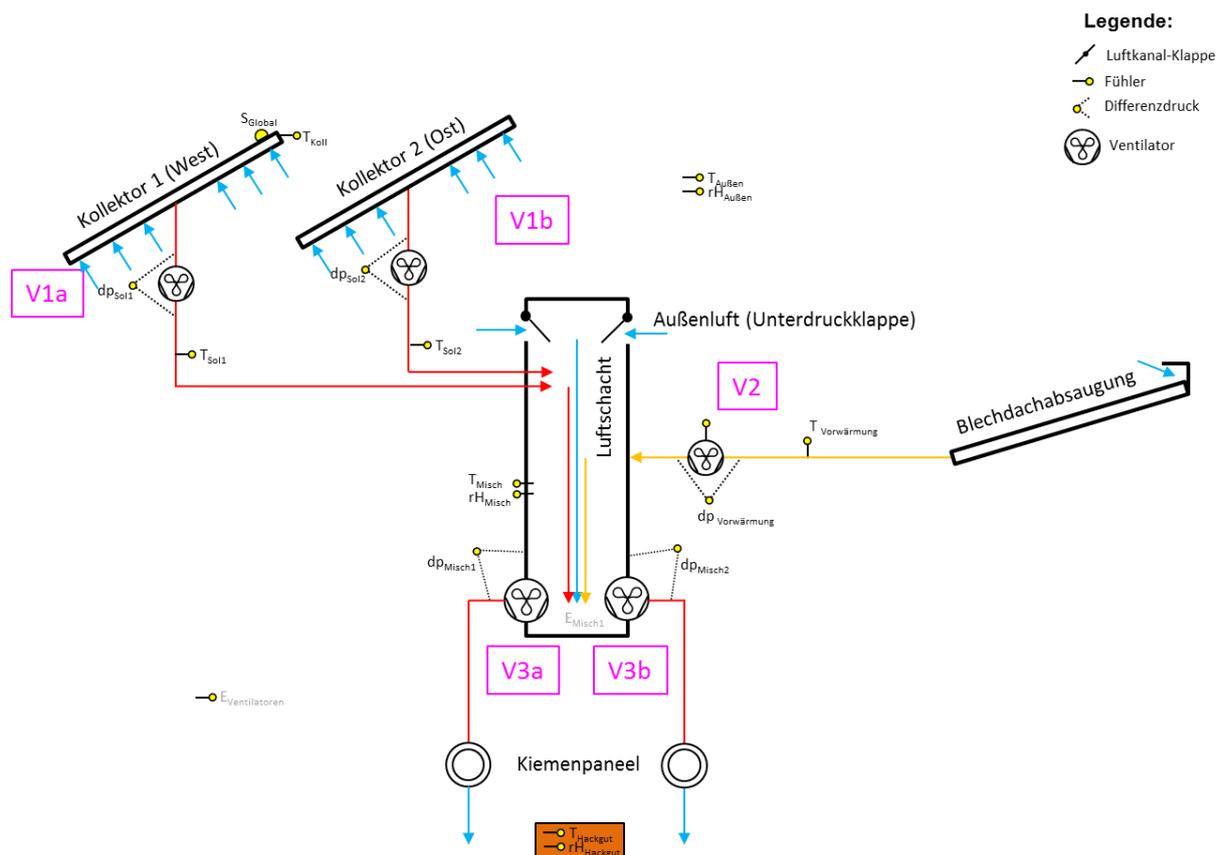


Abbildung 8: Luftführungs- und Messkonzept zum Projekt „Regionalenergie Natters eGen“ (gelb: Temperatur-, Differenzdruck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Zur Verdeutlichung der real umgesetzten Luftführung sei auf Abbildung 9 verwiesen.

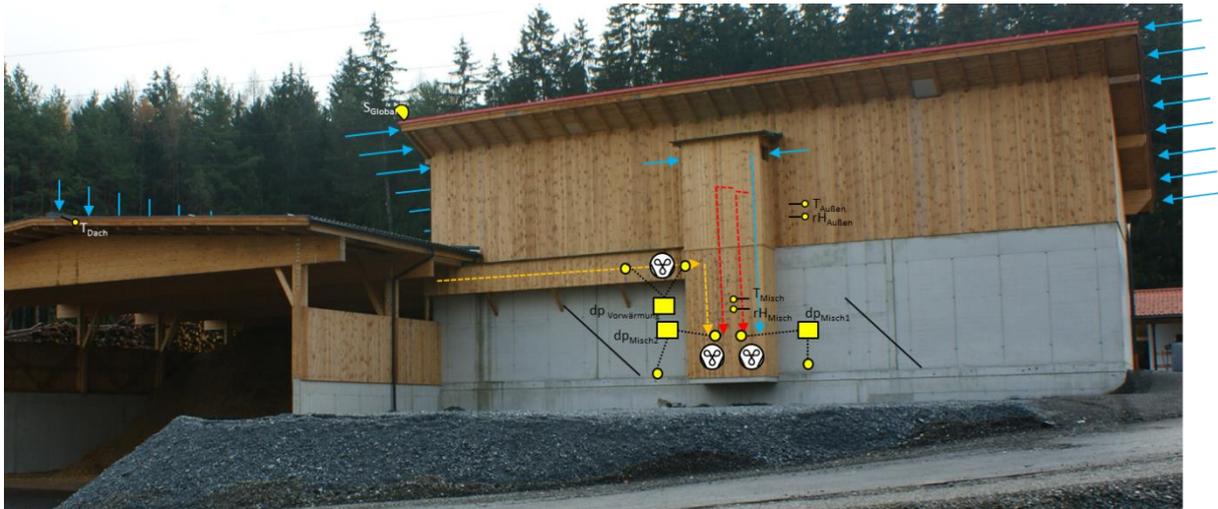


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Luftführung anhand der realen Anlage  
(Bildquelle: AEE INTEC)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solaranlage

$S_{Global}$	Einstrahlungssenor in Kollektorebene
$T_{Koll}$	Kollektortemperatur
$T_{Sol1}$	Lufttemperatur Solarfeld 1
$T_{Sol2}$	Lufttemperatur Solarfeld 2
$dp_{Sol1}$	Differenzdruck Ventilator Solarfeld 1
$dp_{Sol2}$	Differenzdruck Ventilator Solarfeld 2

### Mischkammer

$dp_{Misch\ 1}$	Differenzdruck Ventilator Mischkammer 1
$dp_{Misch\ 2}$	Differenzdruck Ventilator Mischkammer 2
$T_{misch}$	Lufttemperatur Ansaugung Mischkammer
$rH_{Misch}$	relative Feuchte Ansaugung Mischkammer
$dp_{Außen\ Vorwärmung}$	Differenzdruck Ventilator vorgewärmte Außenluft
$T_{Außen\ Vorwärmung}$	Lufttemperatur Ansaugung vorgewärmte Außenluft

### Sonstiges

$T_A$	Lufttemperatur Aussen
$rH_A$	relative Feuchte Aussen
$T_{Hackgut}$	Luftaustrittstemperatur nach Hackgut
$rH_{Hackgut}$	relative Feuchte nach Hackgut
$E_{Ventilatoren}$	Stromzähler Ventilatoren

In Abbildung 10 sind alle theoretisch möglichen Modi der Anlage schematisch dargestellt (mit Ausnahme des Modus „Anlage nicht in Betrieb“). Die beiden Kollektorfelder arbeiten immer parallel, das Blechdach kann als zusätzliche Vorwärmung separat zugeschaltet

werden. Zusätzlich können die beiden Trockenkammer M1 und M2 parallel oder jeweils allein betrieben werden.

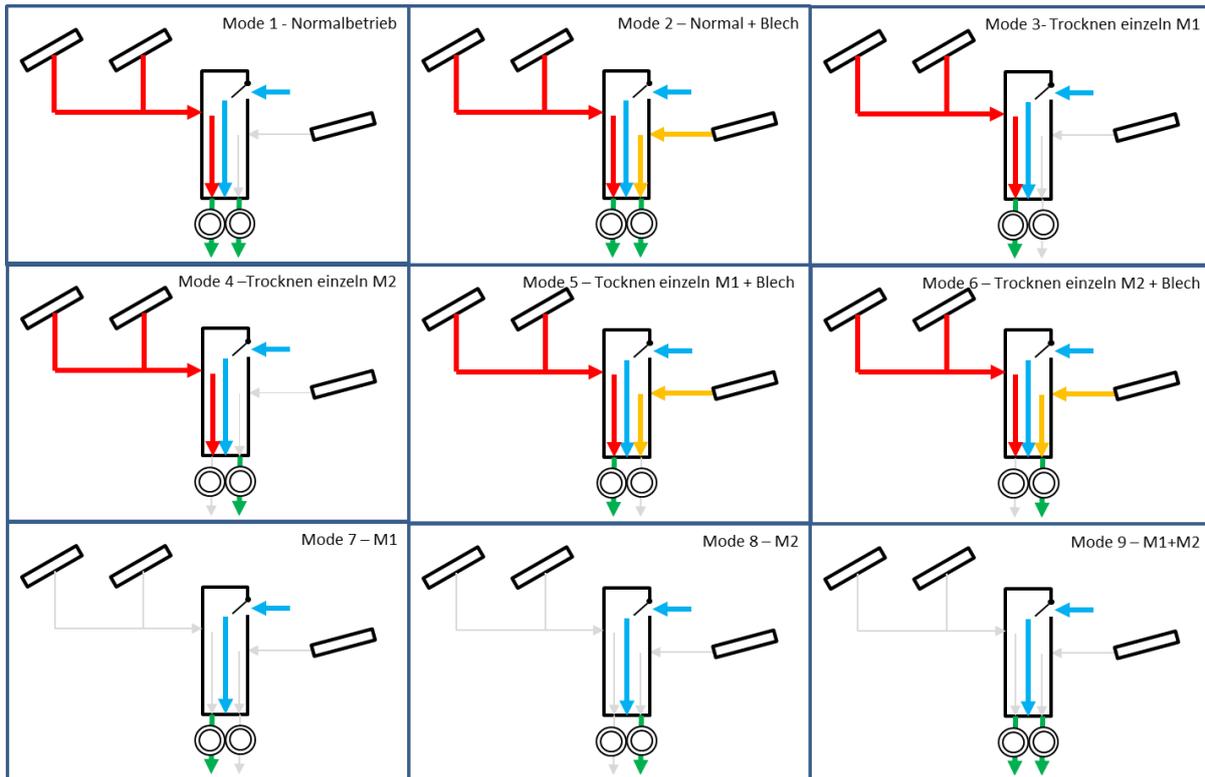


Abbildung 10: Schematische Darstellung aller theoretisch möglichen Modi der Anlage

### 7.1.3 Energie- und Massenbilanz

Abbildung 11 zeigt die Input-Output-Bilanz der Anlage „Regionalenergie Natter eGen“. Auf der Inputseite wird zwischen dem Eintrag durch die Solaranlage (gelb) und jenem durch das Blechdach (grau) unterschieden. Auf der Outputseite ist nur jene Energie dargestellt, welche in den Trocknungsprozess eingebracht wird. Die großen Systemverluste von 57 % sind darauf zurückzuführen, dass es sich um ein offenes System handelt. Aus diesem Grund sowie aufgrund der Tatsache, dass im Sinne einer Bewertung der Systemeffizienz primär die Menge des entzogenen Wassers interessant ist, wurde auch eine Massenbilanz erstellt (Abbildung 12). Entsprechend der Modidarstellung (Abbildung 10) waren ausschließlich die Modi 2 (beide Trockenkammern von Solaranlage und Blechdach beschickt), 5 und 6 (jeweils eine Trockenkammer von Solaranlage und Blechdach beschickt) 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 grüne Rauten auf der rechten y-Achse dargestellt ist. Im Betrachtungszeitraum wurden insgesamt 105 Tonnen Wasser entzogen.

Grundsätzlich traten zwar auch die anderen Modi auf – Modi 1 und 9 etwas häufiger (Abbildung 14). Massentransport fand jedoch ausschließlich in den Modi 2 und 5 sowie kaum wahrnehmbar in Modus 6 statt.

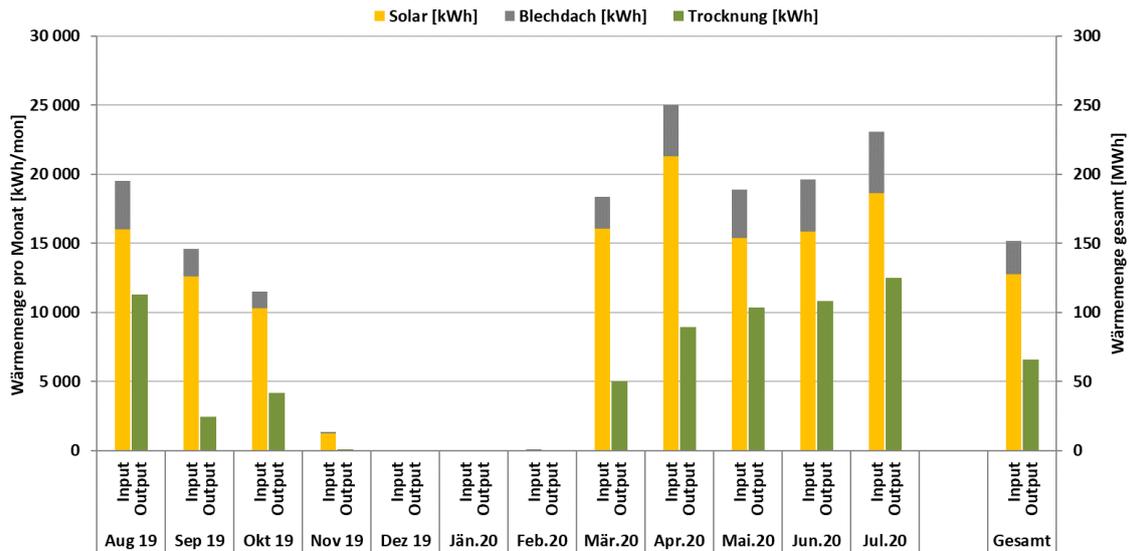


Abbildung 11: Energiebilanz der Anlage „Regionalenergie Natters eGen“

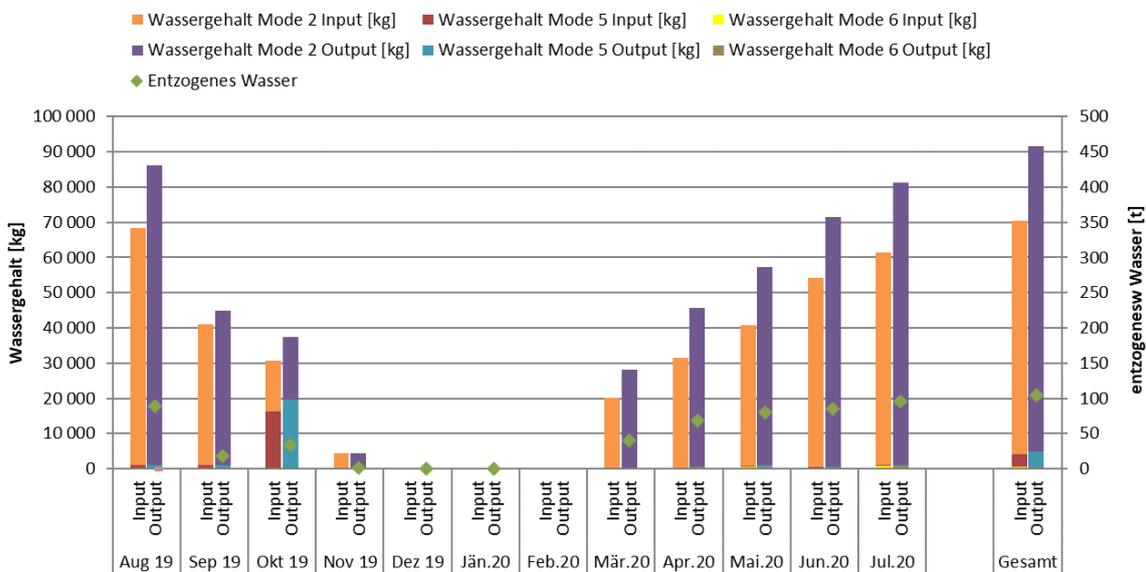


Abbildung 12: Massenbilanz der Anlage „Regionalenergie Natters eGen“

### 7.1.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 13 gibt einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen für den spezifischen Solarertrag betreffend die Anlage „Regionalenergie Natters eGen“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 887 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1.320 kWh/m<sup>2</sup> erwartet. Als durchgezogene rote Linie ist der gemessene Ertrag aus der Luftkollektoranlage dargestellt. Dieser lag in der Monitoringperiode mit 676,22 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche) etwa 18 % unter der Prognose. Die Abweichung ist auf die Betriebspause von November 2019 bis Februar 2020 zurückzuführen. In den restlichen Monaten entspricht die Messung weitgehend der Prognose. Die Einstrahlung lag im Monitoringzeitraum mit 1.337 kWh/m<sup>2</sup> geringfügig über der Prognose. Im Unterschied zur Simulation wird bei der realen Anlage auch das Blechdach für die

Lufterwärmung parallel zur Kollektoranlage genutzt. Dieser Ertrag von insgesamt 81 kWh/m<sup>2</sup>a ist rot strichliert dargestellt. Der gesamte Solarertrag (Kollektoranlage + Blechdach) wurde rot punktiert dargestellt.

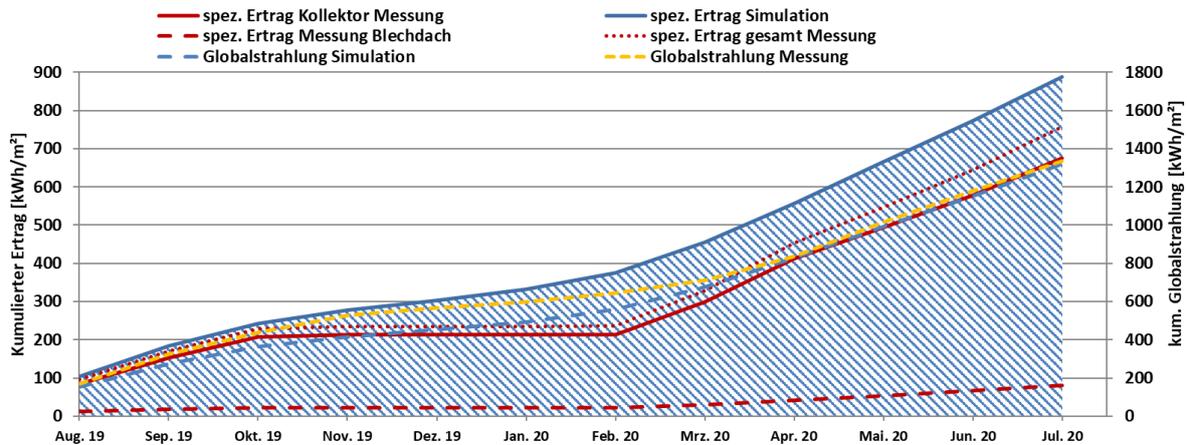


Abbildung 13: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Regionalenergie Natters eGen“

Da es keine Nachheizung gibt, entspricht der Verbrauch dem solaren Ertrag und die solare Deckung liegt immer bei 100 %. Daher werden Verbrauch und solare Deckung nicht in gesonderten Diagrammen dargestellt.

### 7.1.5 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 14 sind die monatlichen Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi in Stunden pro Monat bzw. in Anteil an der Gesamtlaufzeit (ohne Stillstandszeiten) dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass primär Modus 2 (Solaranlage + Blechdach + 2 Trocknungskammern) aktiv war. Im Oktober wurde die Anlage mehr als die Hälfte in Betriebsmodus 5 (Solaranlage + Blechdach + Trocknungskammer 1) gefahren. An dritter Stelle stehen Betriebsmodus 1 (Solaranlage + 2 Trocknungskammern) Betriebsmodus 9 (Blechdach + 2 Trocknungskammern). Im Folgenden werden die Vorgänge in der Anlage während dieser vier Modi genauer analysiert.

In den Monaten November 2019 bis Februar 2020 steht die Anlage überwiegend still.

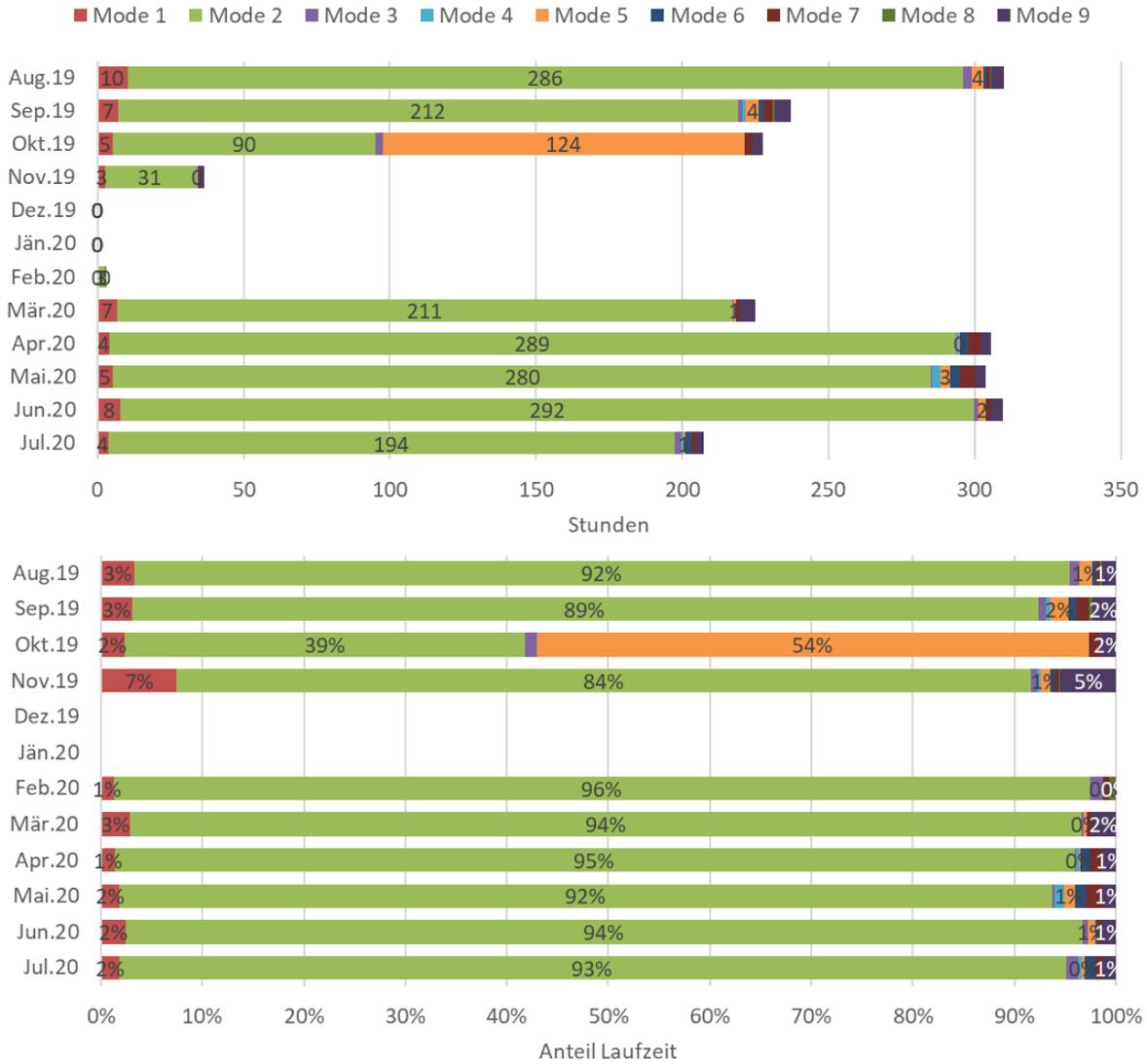
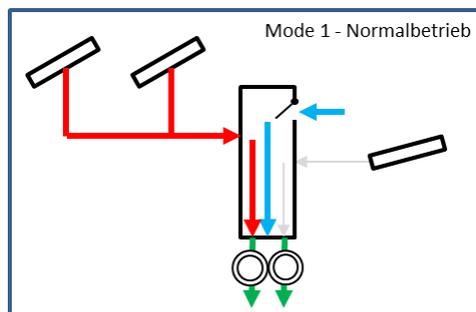


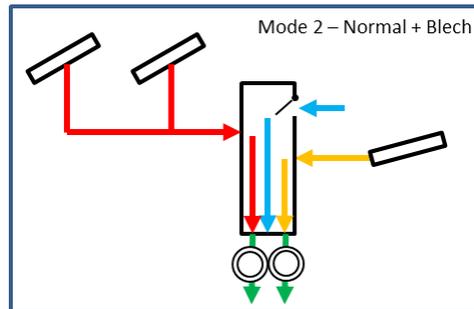
Abbildung 14: Monatliche Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi in Stunden (oben) bzw. in Anteil an der gesamten Laufzeit (unten) in der Monitoringperiode

Modus 1



Bei Modus 1 handelt es sich um einen „Übergangsmodus“, welcher immer nur bei Betriebsstart bzw. -ende kurz und nie über einen längeren Zeitraum auftritt. Wie bereits oben erwähnt, findet in diesem Modus auch kein Massentransport statt.

## Modus 2



Ein repräsentativer Tag mit Betriebsmodus 2 ist in Abbildung 15 dargestellt. Die Anlage ist den ganzen Tag über von 7:00 bis 19:00 in Betrieb. Mit Ausnahme von kurzen Schwankungen zu Betriebsbeginn und gegen Betriebsende, ist den ganzen Tag nur Modus 2 aktive (vgl. unterstes Diagramm). Mit Hilfe der Solaranlage ( $T_{Sol\_1}$ , rot strichliert) kann die Außentemperatur ( $T_{Aussen}$ , türkis strichliert) um 15 K, mit Hilfe des Blechdachs ( $T_{Blehdach}$ , grün strichliert) um 10 K angehoben werden. Durch Mischung dieser beiden Luftströme sowie Beimischung von weiterer Außenluft entsteht eine Mischtemperatur ( $T_{Misch}$ , violett strichliert), welche rund 20 K über Außentemperatur ist. Die absolute Luftfeuchtigkeit dieses Luftstromes ist auf der rechten y-Achse im obersten Diagramm dargestellt (orange). Nachdem dieser Luftstrom das Hackgut passiert hat, ist seine Temperatur auf knapp über Außentemperatur abgesunken ( $T_{Hackgut}$ , blau strichliert), während die absolute Luftfeuchtigkeit  $aH_{Hack}$  (hell olive) deutlich angestiegen ist. Die Differenz der unterschiedlichen absoluten Luftfeuchten in Verbindung mit dem auftretenden Luftstrom ergibt das aus dem Hackgut entzogene Wasser (grau). Auffallend ist, dass immer an den Rändern der Betriebszeiten negative Massenströme (von Wasser) auftreten. Effektiv heißt das, dass das Hackgut befeuchtet, statt getrocknet wird. Nur über diesen Tag betrachtet, wurden dem Hackgut 610 kg Wasser entzogen und 24 kg eingebracht, das ergibt ein Verhältnis von rund 4 %. Über den gesamten Betrachtungszeitraum liegt das Verhältnis zwischen eingebrachter und entzogener Feuchtigkeit bei 2 %. Daher kann dieser Effekt als vernachlässigbar bezeichnet werden.

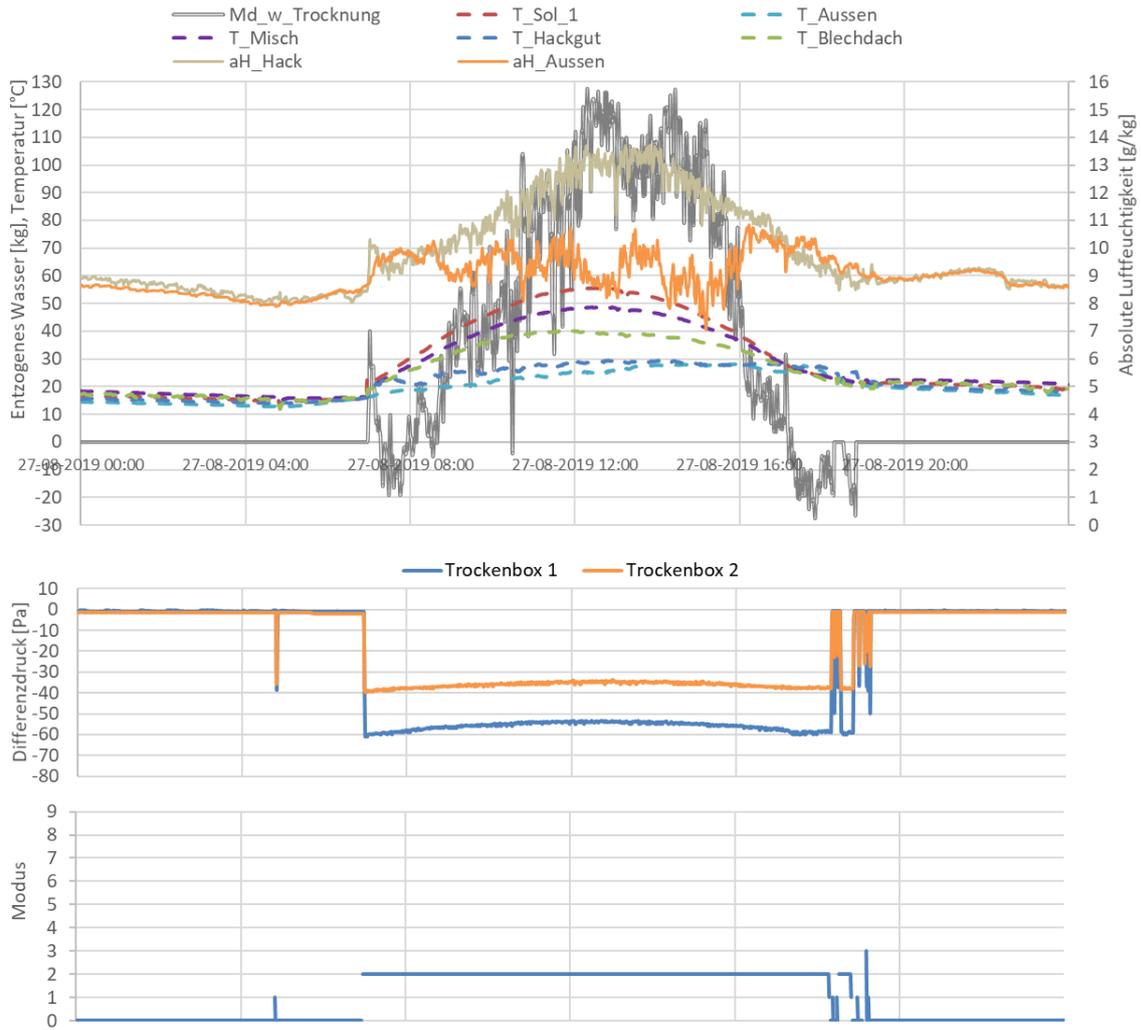
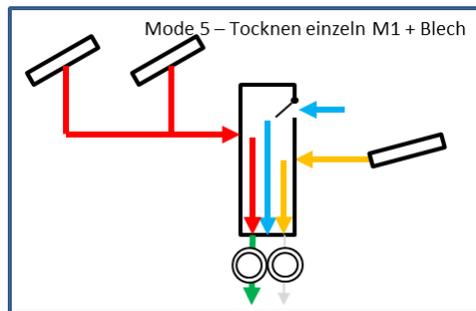


Abbildung 15: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport (oben), Differenzdrücke über die Trockenboxen (mitte) sowie Laufzeiten von Modus 2 (unten) (27.08.2019)

Modus 5



Im Oktober gab es techn. Probleme mit dem Schaufellader, mit welchem die Hackschnitzel in die Trockenboxen eingebracht bzw. entnommen werden. Daher kam es zu ungleichen Beladungen der beiden Trockenkammern. In Abbildung 16 ist der 17.10.2019 als repräsentativer Tag mit aktivem Modus 5 (Diagramm unten, blau) dargestellt. Die Differenzdruckmessung über Trockenbox 1 und 2 zeigt deutlich, dass nur Trockenbox 1 in Betrieb ist (Diagramm Mitte, blau). Die Außenluft (türkis punktiert) wird mit Hilfe von Solaranlage (rot strichliert) und Blechdach (grün strichliert) auf bis zu 40 °C aufgeheizt. Es entsteht eine Mischtemperatur (violett strichliert) rund 5 K unter der solarerwärmten Luft mit einer absoluten Luftfeuchtigkeit von 5 bis 7 g Wasser pro

Kilogramm Luft (orange). Nachdem die Luft das Hackgut durchströmt hat, ist die Temperatur aufgrund des Trocknungsprozesses auf rund 20 °C abgesunken und die absolute Feuchtigkeit auf 6,5 bis 10 g Wasser pro Kilogramm Luft (olive) angestiegen. Das über diesen Tag entzogene Wasser ist als graue Linie dargestellt. Dieser Betriebsmodus funktioniert wie geplant.

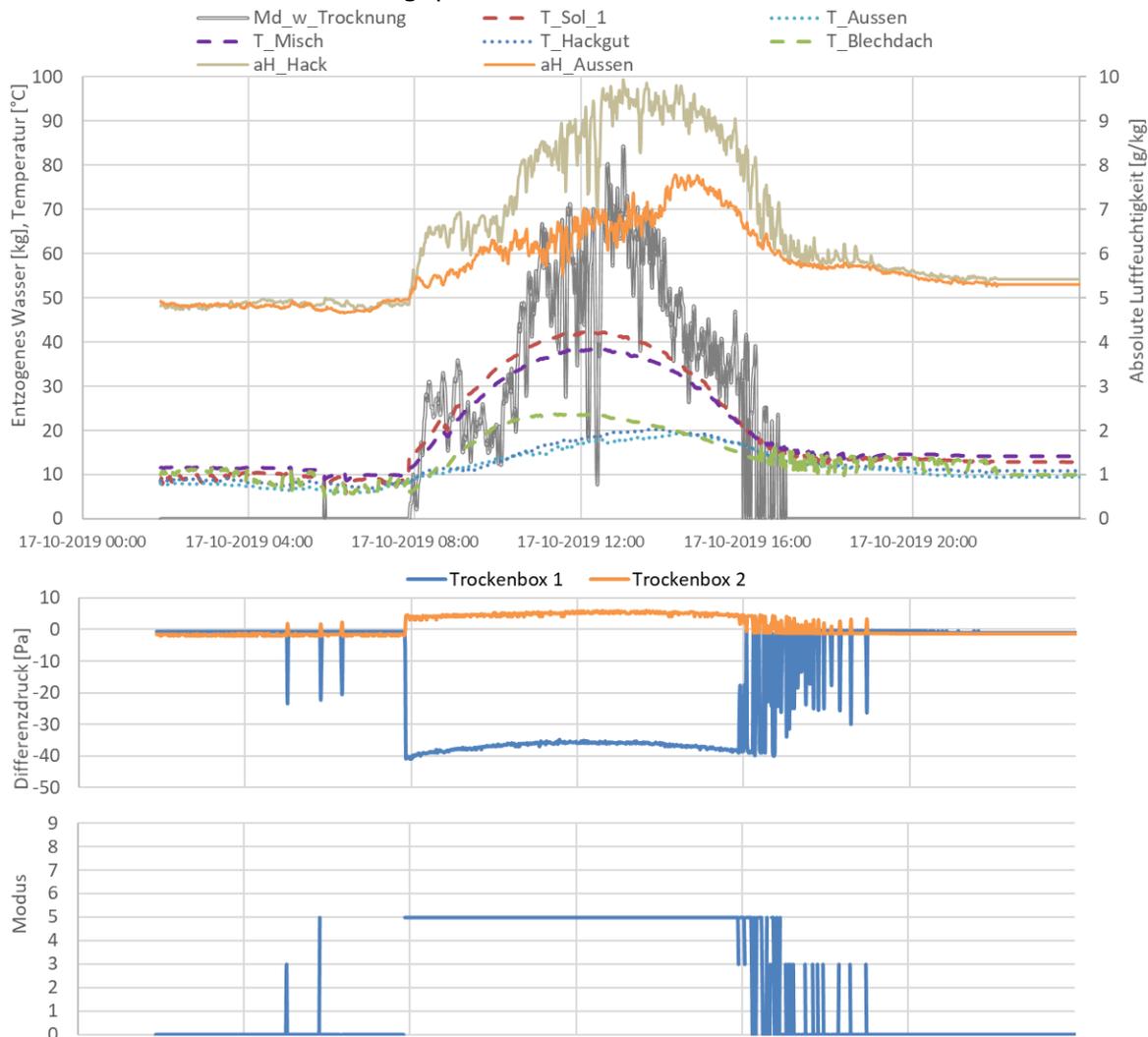
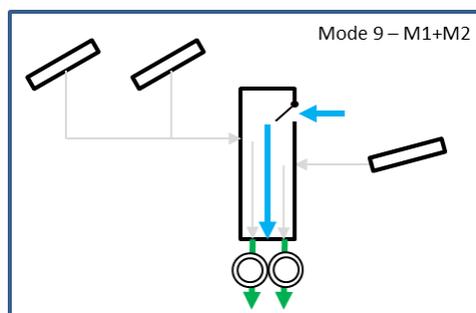


Abbildung 16: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport (oben), Differenzdrücke über die Trockenboxen (mitte) sowie Laufzeiten von Modus 5 (unten) (17.10.2019)

Modus 9



In der Betrachtungsperiode trat Modus 9 insgesamt sechsmal für jeweils rund 20 Minuten jeweils bei Betriebsstart bzw. -ende auf. In Abbildung 17 ist beispielhaft für diesen Betriebsmodus der 4. November 2019 dargestellt. Jeweils außerhalb der Betriebszeiten der Solaranlage zu Tagesbeginn und -ende tritt Modus 9 in Erscheinung. Zu diesen Zeiten findet kein Trocknungsprozess (Massentransport) statt. Nach Rücksprache mit dem

Betreiber handelt sich hierbei um einen wiederkehrenden Betriebsmodus, welcher für eine Durchlüftung des Trockenguts sorgt, um beispielsweise Selbstentzündung zu verhindern.

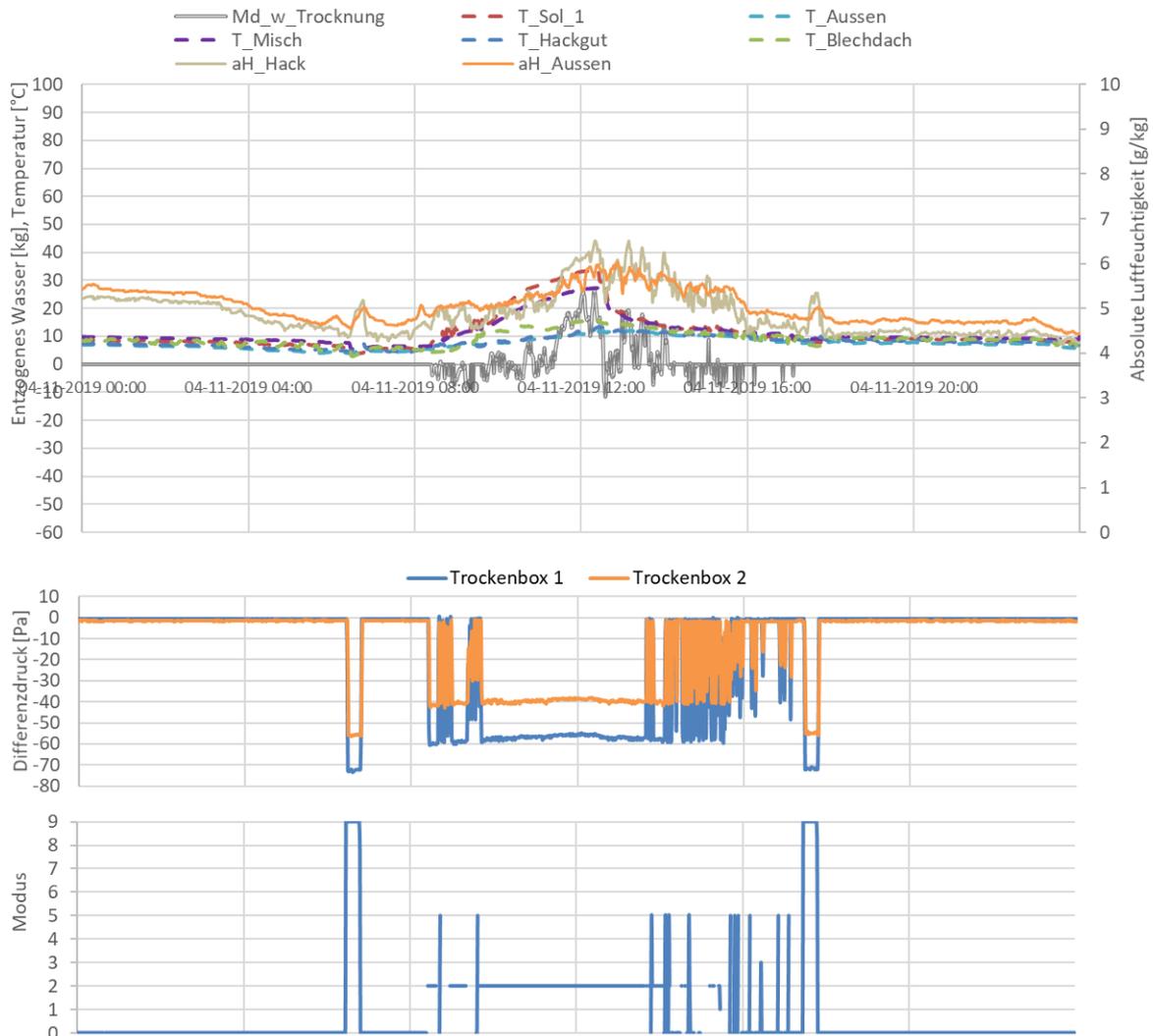


Abbildung 17: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport mit Laufzeiten von Modus 9 (4.11.2019)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 18 ein monatlicher Ertragsvergleich von Solaranlage und Blechdach bezogen auf dem Gesamtertrag dargestellt. Der Anteil des Blechdachs wird im Winter deutlich geringer, was auf Grund von fehlender Abdeckung und fehlender selektiver Absorberbeschichtung zu erwarten ist. Werden die spezifischen Erträge verglichen, sinkt der Anteil des Blechdachs auf rund 11 % ab (Abbildung 19).

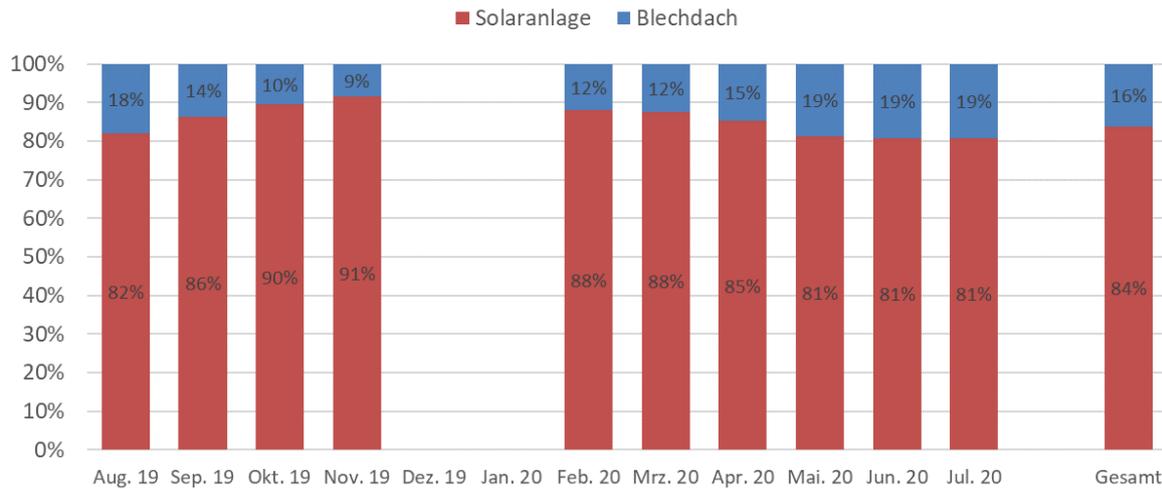


Abbildung 18: Leistungsvergleich von Solaranlage und Blechdach bezogen auf den Gesamtertrag im Monitoringzeitraum

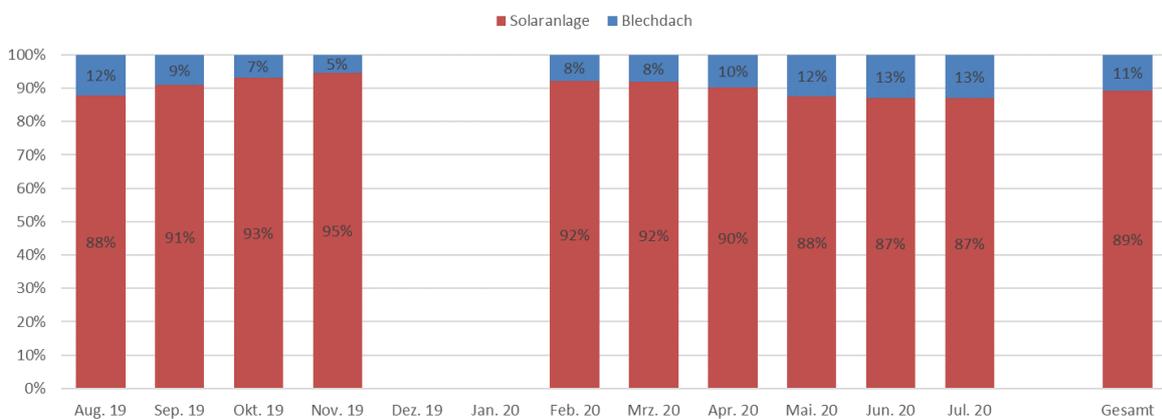


Abbildung 19: Leistungsvergleich von Solaranlage und Blechdach bezogen auf den spezifischen Ertrag im Monitoringzeitraum

In Abbildung 20 ist eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau angeführt. Obwohl es bei den offenen Luftsystemen keinen Rücklauf im klassischen Sinne gibt, wird für eine einfachere Interpretation des Diagramms jeweils die Außentemperatur als Rücklauf angenommen. Zunächst ist auch in dieser Darstellung der deutliche Unterschied zwischen der Solaranlage (rot) und dem Blechdach (rot strichliert) erkennbar. Dies betrifft sowohl die Energieausbeute, als auch das erreichbare Temperaturniveau. Wie sich auch aus den anderen Analysen ergeben hat, stellt das Blechdach eine günstige Vorerwärmung der Prozessluft dar, kann jedoch eine Solaranlage nicht ersetzen.

Ebenso dem Diagramm zu entnehmen ist die gute Übereinstimmung hinsichtlich Energie und Temperatur von Solaranlage und Prozesstemperatur (orange). Das System ist hinsichtlich der Betrachtungsgrößen gut abgestimmt.

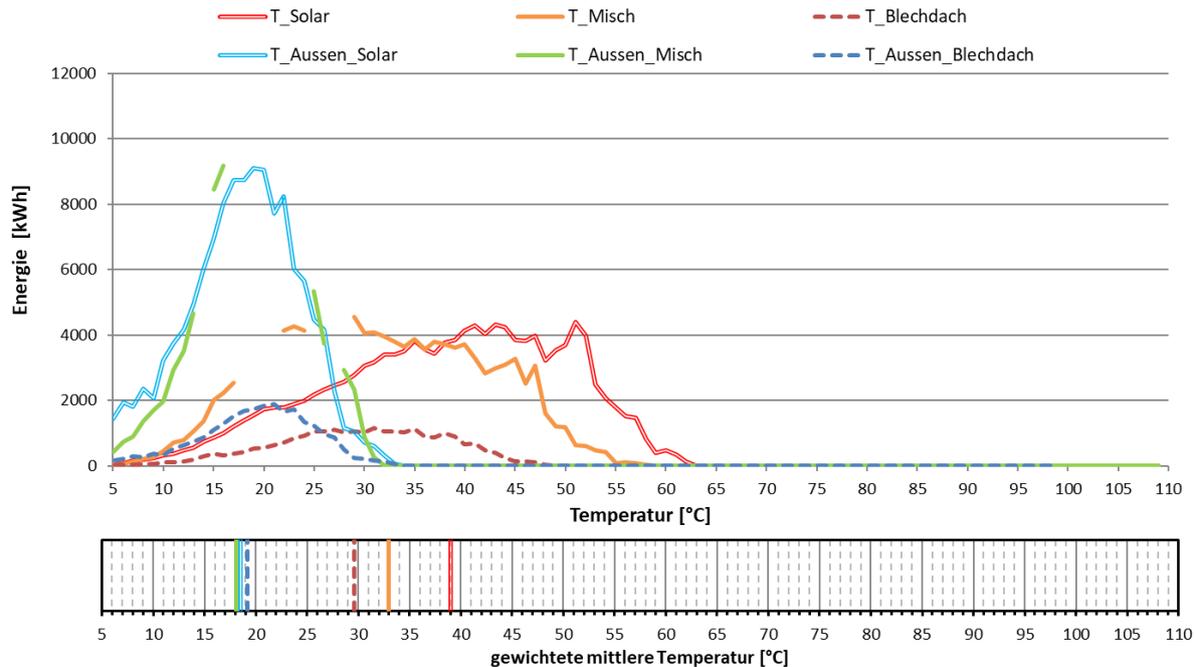


Abbildung 20: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) im Monitoringzeitraum

### 7.1.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage kann als sehr stabil bezeichnet werden. Der solare Ertrag liegt im Betrachtungszeitraum rund 18 % unter der Prognose, was im Wesentlichen an der Betriebspause von November 2019 bis Februar 2020 liegt. Außerhalb dieser Periode entspricht der Solarertrag weitgehend der Prognose.

Speziell an dieser Anlage ist, dass neben der Solaranlage auch ein Blechdach für die Lufterwärmung in das System eingebunden ist. Werden die Wärmeerträge absolut verglichen, lieferte das Blechdach in der Betrachtungsperiode rund 16 % des Gesamtertrages, werden hingegen die spezifischen Erträge bezüglich der Aperturfläche verglichen, konnten vom Blechdach nur 11 % des Gesamtertrags bereitgestellt werden. Somit liefert das Blechdach zwar einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag zum Gesamtertrag, es kann jedoch nicht eine Solaranlage ersetzen.

Von den neun theoretisch möglichen Betriebsmodi traten de facto nur Modus 2 (alle Erzeuger und Trocknungsboxen in Betrieb) auf. Über einen kurzen Zeitraum im Oktober war auch Modus 5 (nur eine Trocknungsbox voll beladen) aktiv, wobei das primär auf Probleme mit dem Beladungsgerät (Schauffellader) der Trocknungsboxen in Verbindung stand.

Die speziell an den Betriebsrandzeiten auftretende Befeuchtung des Hackguts ist aufgrund der geringen Mengen im Vergleich zu den bei der Trocknung entzogenen Wassermengen kein Problem.

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

## 7.2 Sportanlage Bürgerau, Sbg.

### 7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Sportanlage Bürgerau – Stadtgemeinde Saalfelden
<u>Adresse:</u>	5760 Saalfelden am Steinernen Meer
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	8. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2017
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Heizung und Warmwasser für Sportzentrum und Kindergarten
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	127,5 m <sup>2</sup> Flachkollektoren (Bösch KS7,5/AD45)
<u>Ausrichtung:</u>	189° Süd
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2x5.000 L Pufferspeicher, 2x1.360 L Pufferspeicher (Warmwasser) Gesamt 12.720 L
<u>Nachheizung</u>	Gas-Brennwertgerät (84 kW), Elektro-Heizpatrone für PV-Überschussstrom (9 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	28 % (Messung, nutzbar)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	216,75 kWh/(m <sup>2</sup> a) (Messung nutzbar, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit August 2020
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Jahr 2017 wurde das Sportzentrum Bürgerau neu errichtet. Für den Sportbetrieb (Schulsport, Fußball, Veranstaltungen wie Konzerte) stehen im Untergeschoß Kabinen mit Duschen (60 % Flächenanteil), im Erdgeschoß Kabinen für die Heimmannschaften, Büro, Arzt- und Trainerraum sowie ein kleiner Kühlbereich für die Gastronomie und im Obergeschoß ein Restaurant (nur während Spielen geöffnet), das Vereinsbüro sowie die Zuschauerenebene zur Verfügung. Im Restbereich des Untergeschosses ist ein Waldkindergarten untergebracht. Die ca. 30 Kinder verbringen die meiste Zeit jedoch im Freien. Der Kindergarten endet jeden Tag zu Mittag, nur dienstags gibt es Nachmittagsbetreuung.

Der Sportplatz wird täglich von Schulen genutzt, speziell von Ende Jänner bis Ende März kommt es zu einer verstärkten Nutzung durch externe Mannschaften, da der vorhandene Kunstrasenplatz vom Schnee befreit wird. Ab Ende März bis November spielen nur mehr heimische Mannschaften. Von Mitte November bis Ende Jänner gibt es auf Grund von zu viel Schnee keine Nutzung.

Die Stadtgemeinde Saalfelden entschied sich die Wärmeversorgung für die 1.015 m<sup>2</sup> Bruttogeschoßfläche (Sportzentrum und Kindergarten) nachhaltig zu gestalten. Zu diesem Zweck wurde eine thermische Solaranlage mit 127,5 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 10 m<sup>3</sup> Pufferspeichervolumen zur Erwärmung des Brauchwassers wie auch zur Heizungsunterstützung errichtet. Die zusätzlich benötigte Heizenergie wird über einen zentralen Gasbrennwertkessel mit 84 kW Leistung und durch eine Elektro-Heizpatrone (9 kW, für überschüssigen PV-Strom) bereitgestellt.

Die Großflächenkollektoren mit einer Bruttofläche von 127,5 m<sup>2</sup> der Fa. Bösch wurden am Dach mit annähernd südlicher Ausrichtung und einem Aufstellungswinkel von 45° zur Horizontalen aufgeständert. Die Solarwärme kann abhängig von den Temperaturen im Primärpufferspeicher (2 x 5.000 Liter) in zwei verschiedenen Höhen eingespeist werden. Aus dem Primärpufferspeicher wird Wärme für die Beheizung des Gebäudes und die Warmwasser-Bereitschaftsspeicher (2 x 1.360 Liter) bereitgestellt. Bei fehlender Solarthermie-Energie einhergehend mit der Unterschreitung des erforderlichen

Temperaturniveaus erfolgt die Nachladung der Primärpuffer (im obersten Drittel) über das Gas-Brennwertgerät.

Die Solaranlage soll etwa 53 MWh/a an Wärme liefern. Damit sollen rund 56,5 % (Simulationswert) des Wärmebedarfs bereitgestellt werden.



Abbildung 21: Ansicht der Sportanlage mit den aufgeständerten Kollektoren am Dach (Quelle: Stadtamt Saalfelden)



Abbildung 22: Warmwasser-Pufferspeicher (linke Abbildung), Pufferspeicher mit Solarwärmetauscher (mittlere Abbildung) und mit Verteileranlage der Wärmeverbraucher (rechte Abbildung) (Quelle: Stadtamt Saalfelden)



Abbildung 23: Solaranlage am Dach (Quelle: AEE INTEC)

### 7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Sportanlage Bürgerau – Saalfelden“ ist als Hydraulikschema in Abbildung 24 dargestellt.

Die Wärmeerzeugung erfolgt zum Hauptteil durch die Solarthermieanlage, als Nachheizung wurde ein Gas-Brennwertkessel installiert. Zusätzlich wird Überschussstrom der Photovoltaikanlage dem großen Pufferspeicher (2x 5.000 Liter) über eine Heizpatrone als Wärme zugeführt. Die Solarthermieanlage wird durch einen Plattenwärmetauscher in Primär- und Sekundärkreis geteilt. Sekundärseitig kann der Rücklauf aus zwei verschiedenen Höhen entnommen werden, auch der Vorlauf kann in zwei verschiedenen Speicherhöhen eingespeist werden. Wärmeerzeugung und Wärmeabnahme sind durch den Pufferspeicher entkoppelt.

Die Wärmeabnehmer werden über einen zweistufigen Verteiler mit zwei verschiedenen Vorlauftemperaturen versorgt. Lüftungsanlage (Temperaturniveau 50/30 °C) und Fußbodenheizungen (Temperaturniveau 42/28 °C) entnehmen aus der Niedertemperaturstufe, Garagenheizung (Temperaturniveau 70/40 °C) und Warmwasseraufbereitung (Temperaturniveau 70/50 °C) aus der Hochtemperaturstufe. Die Warmwasseraufbereitung erfolgt über die kleineren Pufferspeicher mit integriertem Rohrwendeltauscher. Anstatt Warmwasser-Zirkulationsleitungen wurde eine elektrische Rohrbegleitheizung umgesetzt. Das elektrische Heizband regelt die Rohrtemperatur auf einen (einstellbaren) Wert von 55 °C. Das Heizband hat eine Maximal-Leistung von 8,9 W/m<sup>2</sup>. Die gesamten Warmwasserleitungen haben eine Länge von 161 m. Das ergibt eine Maximal-Leistung von 1,433 kW.

Das Monitoringkonzept umfasst 15°Wärmemengenzähler, zwei Stromzähler, 20 Temperatursensoren, zwei Ventilstellungssensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

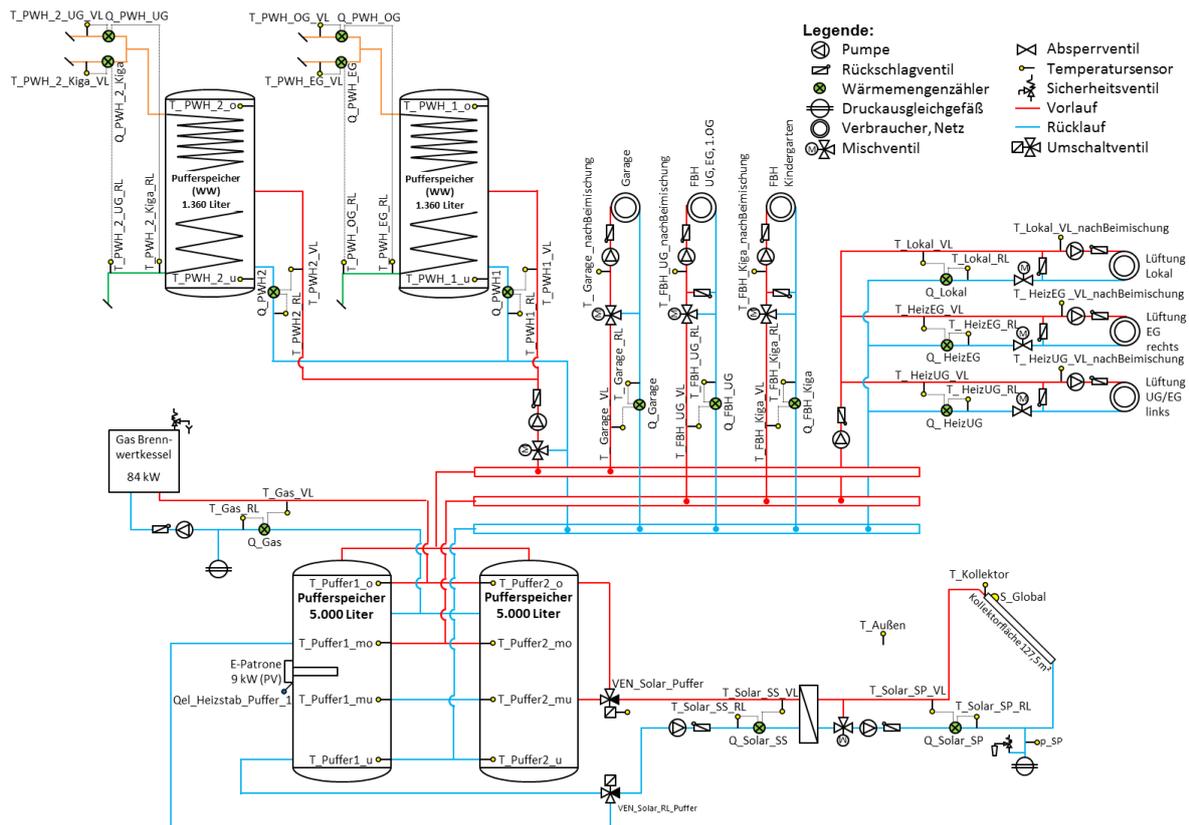


Abbildung 24: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Sportanlage Bürgerau – Saalfelden“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solaranlage**

- S<sub>Global</sub> Globalstrahlung in Kollektorebene
- T<sub>Kollektor</sub> Kollektortemperaturfühler
- p<sub>SP</sub> Anlagendruck Solarprimärkreis
- VEN<sub>Solar\_Puffer</sub> Ventil solare Pufferbeladung
- VEN<sub>Solar\_RL\_Puffer</sub> Ventil solare Pufferbeladung Rücklauf
- Q<sub>Solar\_SP</sub> Wärmemenge Solarprimärkreis
- T<sub>Solar\_SP\_VL</sub> Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
- T<sub>Solar\_SP\_RL</sub> Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
- Q<sub>Solar\_SS</sub> Wärmemenge Solarsekundärkreis
- T<sub>Solar\_SS\_VL</sub> Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
- T<sub>Solar\_SS\_RL</sub> Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis

**Gas-Brennwertkessel**

- Q<sub>Gas</sub> Wärmemenge Gaskessel
- T<sub>Gas\_VL</sub> Vorlauftemperatur Gaskessel
- T<sub>Gas\_RL</sub> Rücklauftemperatur Gaskessel

**Pufferspeicher**

- T<sub>Puffer1\_o</sub> Temperatur Pufferspeicher 1 - oben
- T<sub>Puffer1\_mo</sub> Temperatur Pufferspeicher 1 - mitte oben

$T_{\text{Puffer1\_mu}}$	Temperatur Pufferspeicher 1 - mitte unten
$T_{\text{Puffer1\_u}}$	Temperatur Pufferspeicher 1 - unten
$T_{\text{Puffer2\_o}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - oben
$T_{\text{Puffer2\_mo}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - mitte oben
$T_{\text{Puffer2\_mu}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - mitte unten
$T_{\text{Puffer2\_u}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - unten

### Heizungskreise

$Q_{\text{Garage}}$	Wärmemenge Heizung Garage
$T_{\text{Garage\_VL}}$	Vorlauftemperatur Heizung Garage
$T_{\text{Garage\_RL}}$	Rücklauftemperatur Heizung Garage
$T_{\text{Garagen\_VL\_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Heizung Garage
$Q_{\text{Lokal}}$	Wärmemenge Lüftung Lokal
$T_{\text{Lokal\_VL}}$	Vorlauftemperatur Lüftung Lokal
$T_{\text{Lokal\_RL}}$	Rücklauftemperatur Lüftung Lokal
$T_{\text{Lokal\_VL\_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Lüftung Lokal
$Q_{\text{HeizEG}}$	Wärmemenge Lüftung EG
$T_{\text{HeizEG\_VL}}$	Vorlauftemperatur Lüftung EG
$T_{\text{HeizEG\_RL}}$	Rücklauftemperatur Lüftung EG
$T_{\text{HeizEG\_VL\_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Lüftung EG
$Q_{\text{HeizUG}}$	Wärmemenge Lüftung UG
$T_{\text{HeizUG\_VL}}$	Vorlauftemperatur Lüftung UG
$T_{\text{HeizUG\_RL}}$	Rücklauftemperatur Lüftung UG
$T_{\text{HeizUG\_VL\_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Lüftung UG
$Q_{\text{FBH\_UG}}$	Wärmemenge FBH UG
$T_{\text{FBH\_UG\_VL}}$	Vorlauftemperatur FBH UG
$T_{\text{FBH\_UG\_RL}}$	Rücklauftemperatur FBH UG
$T_{\text{FBH\_UG\_nachBeimisch}}$	VL Temperatur nach Beimischung FBH UG
$Q_{\text{FBH\_KiGa}}$	Wärmemenge FBH KiGa
$T_{\text{FBH\_KiGa\_VL}}$	Vorlauftemperatur FBH KiGa
$T_{\text{FBH\_KiGa\_RL}}$	Rücklauftemperatur FBH KiGa
$T_{\text{FBH\_KiGa\_nachBeimisch}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung FBH KiGa

### Pufferspeicher 1 (WW)

$T_{\text{PWH\_1\_o}}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 1 oben
$T_{\text{PWH\_1\_u}}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 1 unten
$Q_{\text{PWH1}}$	Wärmemenge Pufferspeicher (WW) 1
$T_{\text{PWH1\_VL}}$	Vorlauftemperatur Pufferspeicher (WW) 1
$T_{\text{PWH1\_RL}}$	Rücklauftemperatur Pufferspeicher (WW) 1
$Q_{\text{PWH\_OG}}$	Wärmemenge Warmwasser OG
$T_{\text{PWH\_OG\_VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasser OG
$T_{\text{PWH\_OG\_RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasser OG
$Q_{\text{PWH\_EG}}$	Wärmemenge Warmwasser EG
$T_{\text{PWH\_EG\_VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasser EG
$T_{\text{PWH\_EG\_RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasser EG

### Pufferspeicher 2 (WW)

$T_{PWH\_2\_o}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 2 oben
$T_{PWH\_2\_u}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 2 unten
$Q_{PWH2}$	Wärmemenge Pufferspeicher (WW) 2
$T_{PWH2\_VL}$	Vorlauftemperatur Pufferspeicher (WW) 2
$T_{PWH2\_RL}$	Rücklauftemperatur Pufferspeicher (WW) 2
$Q_{PWH\_2\_KiGa}$	Wärmemenge Warmwasser KiGa
$T_{PWH\_2\_KiGa\_VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasser KiGa
$T_{PWH\_2\_KiGa\_RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasser KiGa
$Q_{PWH\_2\_UG}$	Wärmemenge Warmwasser UG
$T_{PWH\_2\_UG\_VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasser UG
$T_{PWH\_2\_UG\_RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasser UG

### Sonstige

$T_{Aussen}$	Außentemperatur
$Q_{elHeizstab\_Puffer\_1}$	Elektrische Energie Heizpatrone
$Q_{elHeizband}$	Elektrische Energie Rohrbegleitheizung (Heizband)

## 7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 25 zeigt die Energiebilanz der Sportanlage Bürgerau während der Monitoringperiode. Der Wärmeeintrag findet durch die Solaranlage (gelb), den Gaskessel (rot), das elektrische Heizband entlang der Frischwasserleitungen (schwarz) sowie einen Heizstab im Pufferspeicher (grau) statt. Die Aufteilung zwischen Gaskessel und Solaranlage entspricht grundsätzlich den Erwartungen, wobei die Laufzeit des Gaskessels im Sommer ein Optimierungspotenzial darstellen. Die Rohrbegleitheizung (Heizband) deckt eine praktisch gleichbleibende Last ab. Der Heizstab im Pufferspeicher war in der Monitoringperiode nicht in Betrieb. Als Verbraucher treten die Garagenbeheizung (türkis), die Lüftungsanlagen für Lokal (orange), Untergeschoß (dunkelrot) und Erdgeschoß (dunkelblau) sowie die Fußbodenheizungen im Untergeschoß (violett) und im Kindergarten (hell-violett) sowie die Warmwasserbereitung (grün; Summe der Wärmezähler plus Heizband) auf. Des Weiteren werden die Pufferspeicher in einstrahlungsreicheren Zeiten während der Nacht über die Solaranlage rückgekühlt. Dies wurde dunkelblau-schraffiert dargestellt (Rückkühlung). Der Wärmeverbrauch der Lüftungsanlage spielte in der Betrachtungsperiode nur eine untergeordnete Rolle. Als größte Verbraucher traten die Fußbodenheizung im Untergeschoß, die Garage und die Warmwasserversorgung auf.

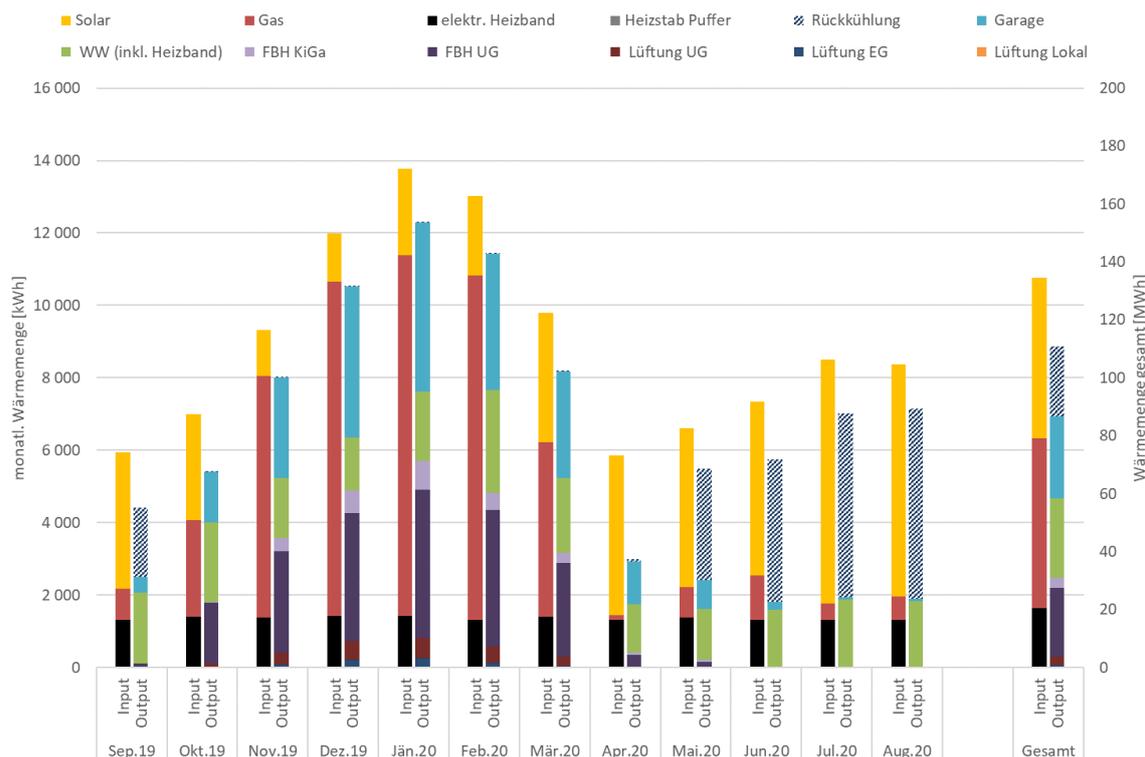


Abbildung 25: Energiebilanz der Anlage „Sportanlage Bürgerau“

### 7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 26 bis Abbildung 28 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, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Sportanlage Bürgerau“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 462 kWh/m<sup>2</sup>a und eine Globalstrahlung von 1.335 kWh/m<sup>2</sup>a prognostiziert. Über die Monitoringperiode lag der gesamte Solarertrag (rot strichliert) mit 385,8 kWh/m<sup>2</sup>a rund 16 % unter der Prognose. Wird nur der nutzbare Solarertrag (gesamter Solarertrag reduziert um die solare Rückkühlung) betrachtet, liegt dieser mit 216,75 kWh/m<sup>2</sup>a rund 53 % hinter der Prognose zurück. Die Monate mit aktiver solarer Rückkühlung sind deutlich am Knick in der Kurve des nutzbaren spezifischen Ertrags (rot durchgezogen) erkennbar. Der Minderertrag ist unter anderem auf einen geringeren Verbrauch gegenüber der Prognose zurückzuführen.

Die solare Einstrahlung lag mit 1.392,61 kWh/m<sup>2</sup>a knapp über der Prognose.

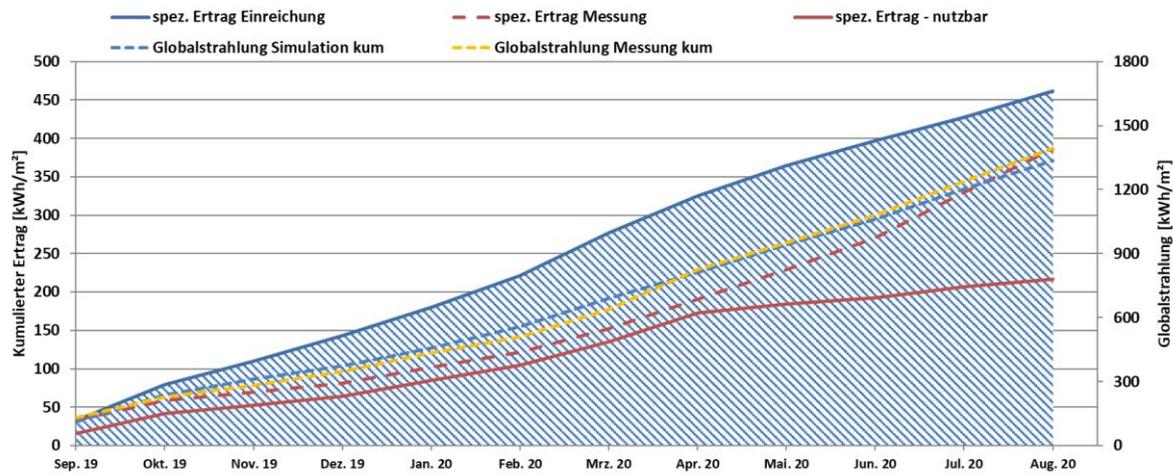


Abbildung 26: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Sportanlage Bürgerau“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 63 % angegeben (Abbildung 27). Im Betrachtungszeitraum liegt der solare Deckungsgrad deutlich hinter den Erwartungen zurück. Als Gründe dafür können einerseits der geringere Solarertrag und andererseits eine ungünstige Regelungsstrategie im Zusammenhang mit der nächtlichen Pufferrückkühlung genannt werden (vgl. Kapitel „Detailanalyse und Optimierungspotenzial“). Des Weiteren wurde in der Simulation der Eintrag der Begleitheizung nicht berücksichtigt. Dargestellt wurde einerseits der gesamte Deckungsgrad (hellrot) und der solare Deckungsgrad – nutzbar (dunkelrot), bei welchem die solaren Erträge um die nächtliche Rückkühlung der Pufferspeicher reduziert wurde.

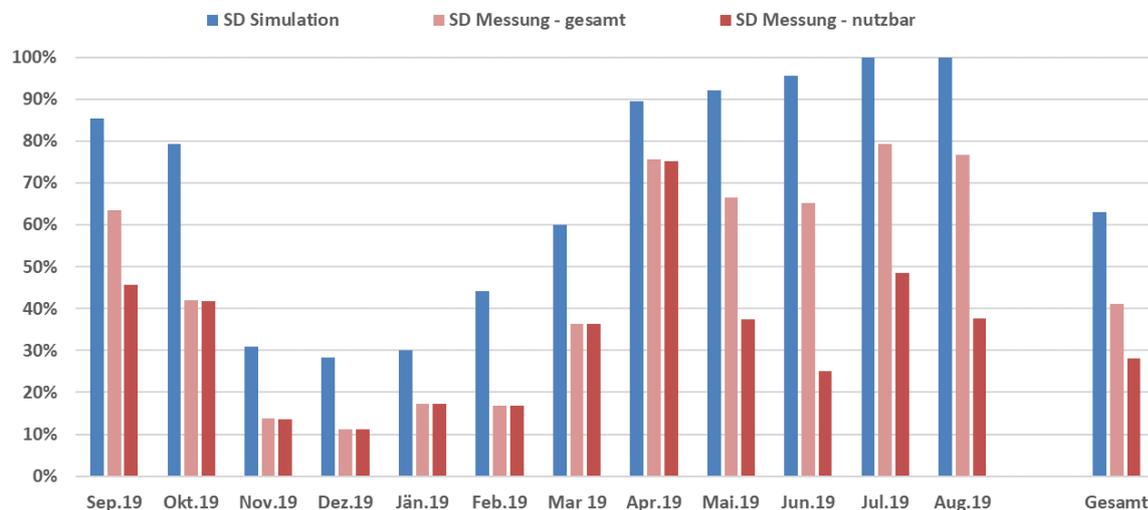


Abbildung 27: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „Sportanlage Bürgerau“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 90,5 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 28 zu entnehmen. In der Betrachtungsperiode lag der gemessene Verbrauch mit 69,3 MWh rund 26 % unter der Prognose.

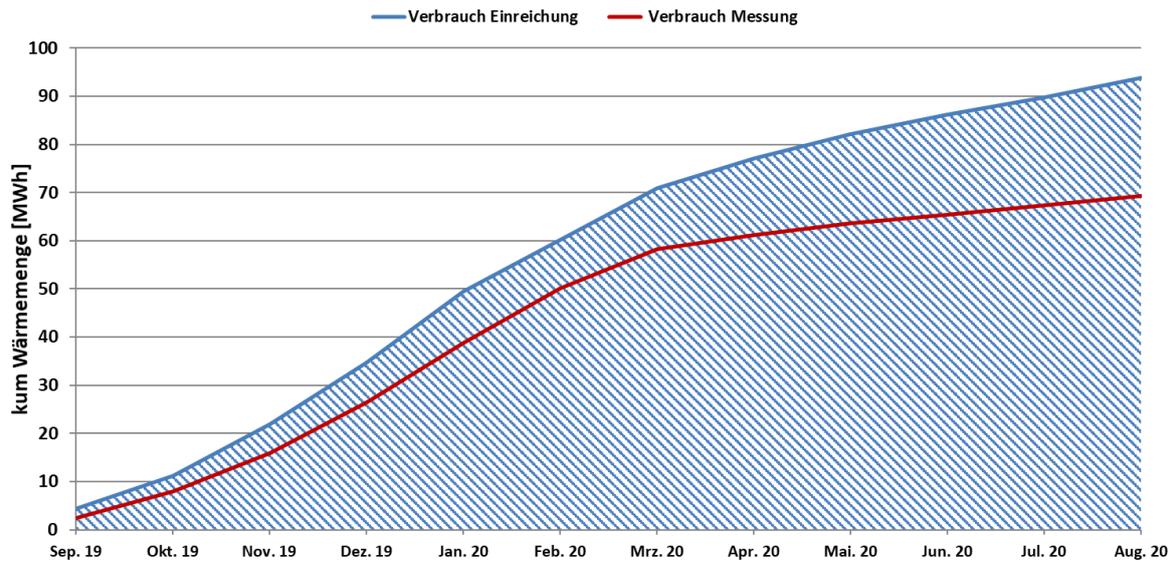


Abbildung 28: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Projekts „Sportanlage Bürgerau“

### 7.2.5 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.

Im oberen Teil der Abbildung 29 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär und sekundär) und im Pufferspeicher 2 sowie die Globalstrahlung dargestellt. Im unteren Teil sind die Durchflüsse von Solarprimär- und Solarsekundärkreislauf sowie des Nachheizungskreises dargestellt. Wie dem Hydraulikschema (Abbildung 24) zu entnehmen ist, gibt es zwei Pufferspeicher (1 und 2), welche parallel miteinander verbunden sind. Da sich die beiden praktisch gleich verhalten, wurde aufgrund der Übersichtlichkeit auf die Darstellung der Temperaturen in Pufferspeicher 1 verzichtet.

Die Solaranlage arbeitet mit einer konstanten Durchflussregelung. Dementsprechend ist ein ansteigender Verlauf der Solartemperaturen über den Tag hin feststellbar. An diesem Tag konnten die Pufferspeicher in der oberen Hälfte auf bis ca. 55 °C solar beladen werden. Der untere Teil der Pufferspeicher wurde rund 10 K angehoben, wobei der unterste Bereich praktisch konstant auf ca. 25 °C blieb (orange strichliert). Der Gaskessel war tagsüber fast nicht in Betrieb. Erst ab ca. 18:30 Uhr hob dieser die Temperaturen in den Pufferspeichern auf rund 62 °C oben bzw. ca. 47 °C in der Mitte an. Der Anstieg der untersten Puffertemperatur am Tagesende ist auf die in diesem Zeitraum relativ hohen Rücklauftemperaturen aus der Garagenheizung zurückzuführen (vgl. Abbildung 30, grün).

Der Gaskessel war bereits in den frühen Morgenstunden zwischen 3 und 10 Uhr aktiv. Zu dieser Zeit versorgte er hauptsächlich die Fußbodenheizung im Untergeschoss (FBH\_UG) und die Garagenheizung. Vergleicht man die tatsächlichen Vorlauftemperaturen nach den Beimischventilen ( $T_{\text{Garagen\_VL\_Beimisch}}$  und  $T_{\text{FBH\_UG\_Beimisch}}$ ) in den Verbraucherkreisen mit der Puffertemperatur  $T_{\text{Puffer2\_mo}}$  für FBH\_UG bzw.  $T_{\text{Puffer2\_o}}$  für Garagen, stellt man fest, dass die im Puffer vorhandenen Temperaturen immer über den Nutztemperaturen waren. Aus diesem Grund sollte die Regelung des Gaskessels überprüft werden, ob die Laufzeiten in der Nacht tatsächlich notwendig sind.

Wenn die Laufzeiten des Gaskessels gekürzt werden könnten, würde das auch die Erträge aus der Solaranlage positiv beeinflussen.

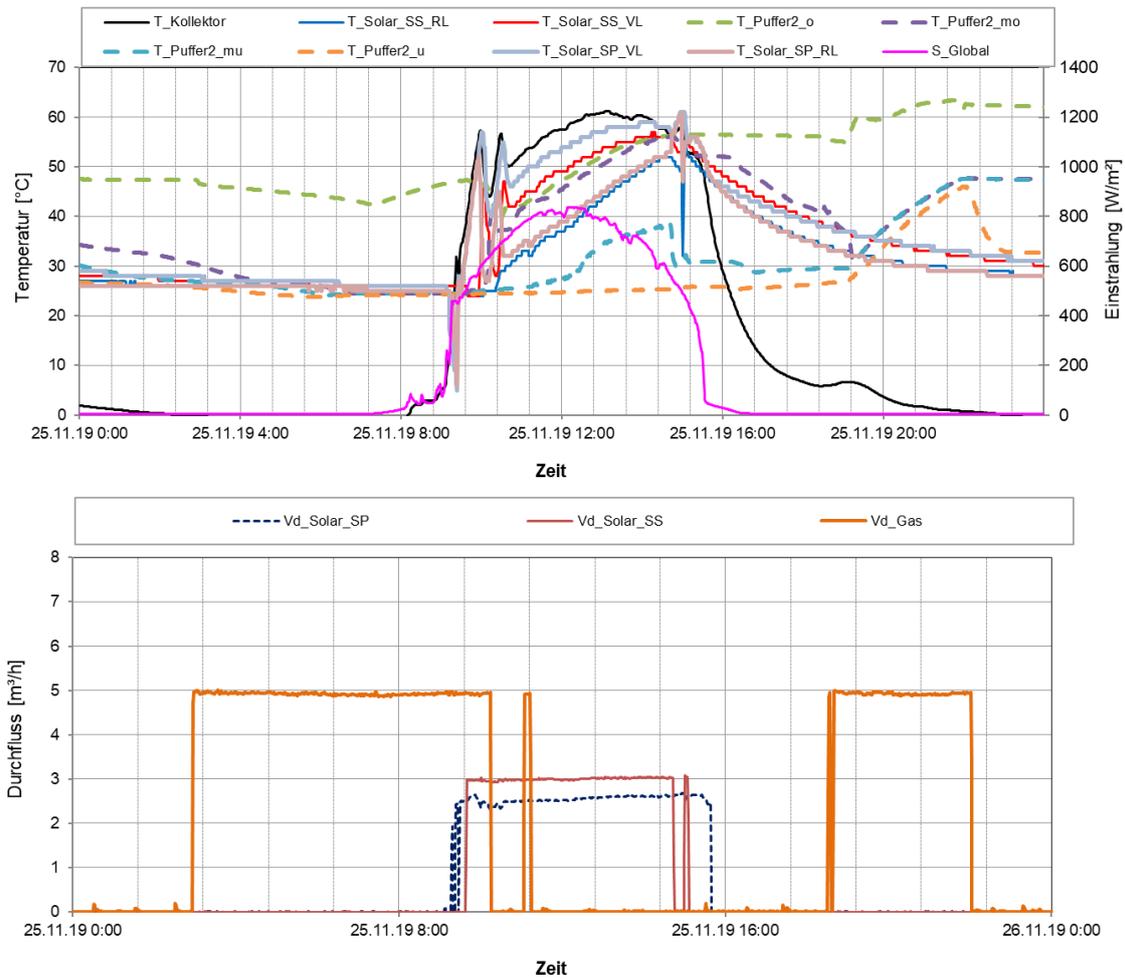


Abbildung 29: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher 2 zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär-, -sekundär und Nachheizungskreis an einem einstrahlungsreichen Tag (25.11.2019)

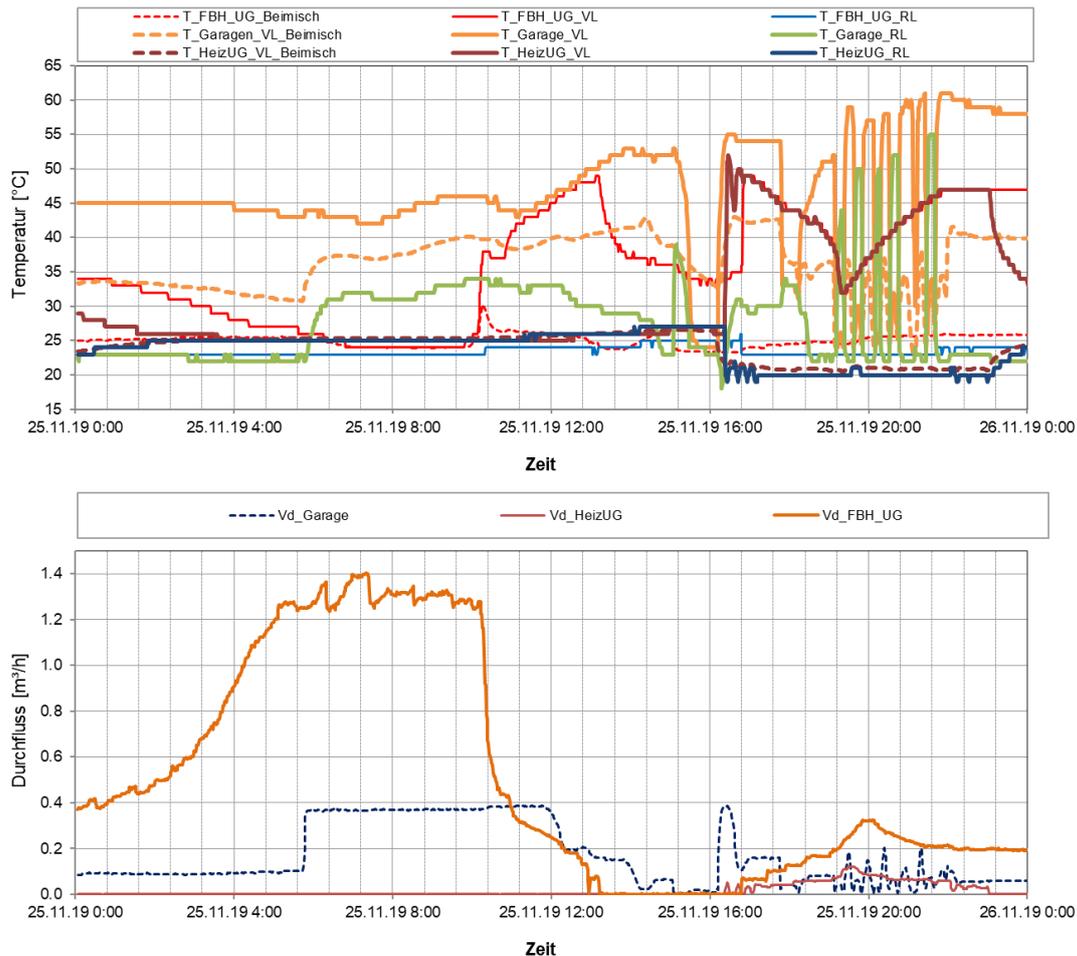


Abbildung 30: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in ausgewählten Verbraucherkreisen (oben) sowie der zugehörigen Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag (25.11.2019)

Im oberen Teil der Abbildung 31 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär und sekundär) und im Pufferspeicher 2 sowie die Globalstrahlung an einem einstrahlungsarmen Tag dargestellt. Im unteren Teil sind die zugehörigen Durchflüsse von Solarprimär- und Solarsekundärkreislauf sowie des Nachheizungskreises abgebildet. Entsprechend den Einstrahlungsverhältnissen kann die Solaranlage nur zeitweise Energie liefern. Auffallend ist jedoch, dass die Pumpe im solaren Primärkreis praktisch den gesamten Tag durchläuft, während die Sekundärpumpe am Nachmittag zeitweise nicht in Betrieb ist. Hier wäre die Regelungsprogrammierung zu prüfen.

An diesem Tag setzt der morgendliche Betrieb der Gasheizung erst relativ spät ein. Doch auch hier scheint im Pufferspeicher ausreichend Temperaturpotential vorhanden zu sein, um den Bedarf der Verbraucher zu decken (vgl. Abbildung 32).

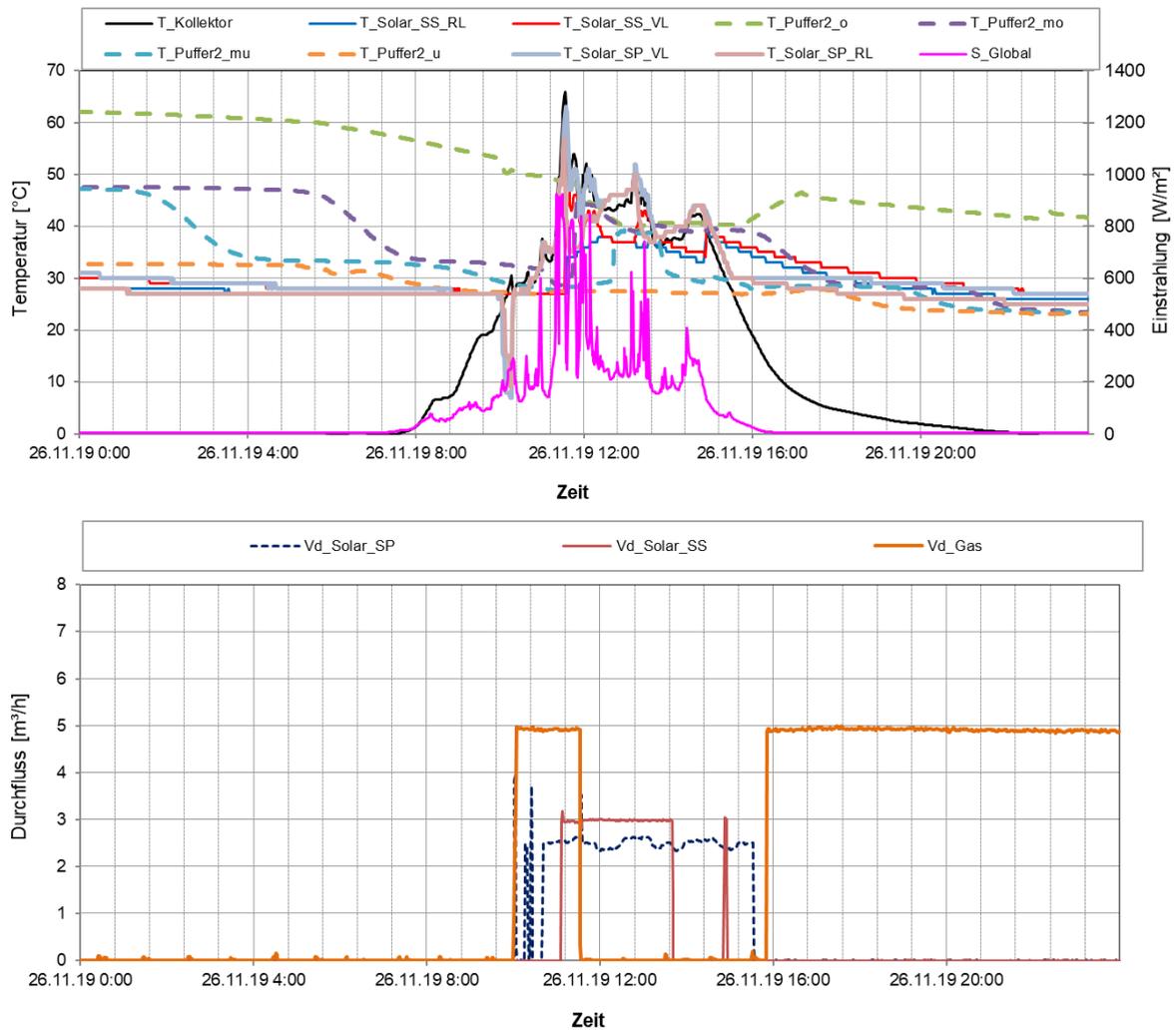


Abbildung 31: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher 2 zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär-, -sekundär und Nachheizungskreis an einem einstrahlungsarmen Tag (26.11.2019)

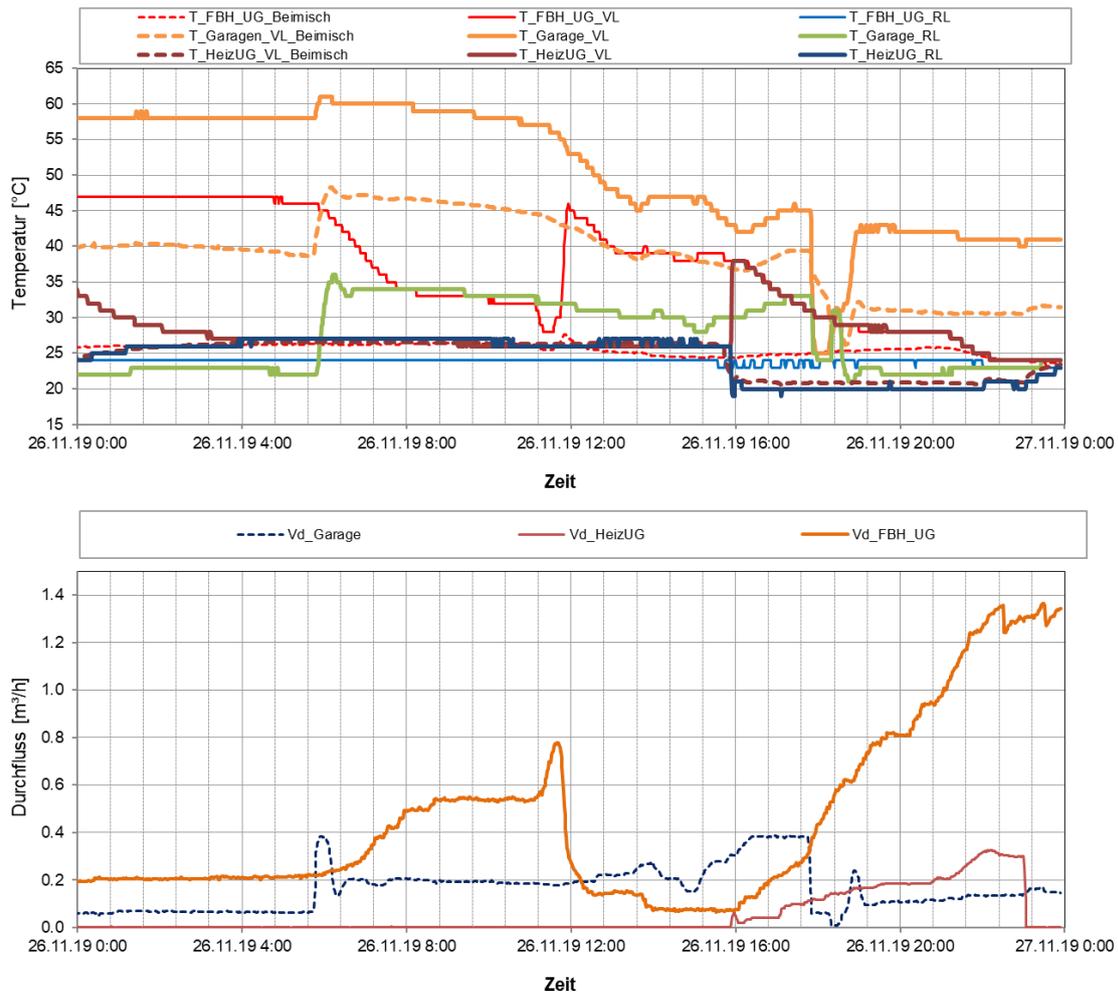


Abbildung 32: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in ausgewählten Verbraucherkreisen (oben) sowie der zugehörigen Durchflüsse an einem einstrahlungsarmen Tag (26.11.2019)

In Abbildung 33 sind die Temperaturen im Solarkreis und in Pufferspeicher 2 sowie die Durchflüsse im Solarkreis und im Nachheizungskreis dargestellt. Die Anlage nutzt solare Rückkühlung übermäßig und auch wenn der Gaskessel in Betrieb ist. In diesem Beispiel ist zu sehen, dass die Solaranlage nachts mit einer negativen Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur in Betrieb ist (Sonnenuntergang in Saalfelden an diesem Tag war um ~19:30 Uhr). Das ist grundsätzlich in Ordnung. Etwa eine Stunde lang ist jedoch auch der Gaskessel parallel in Betrieb. Aus der Betrachtung der Speichertemperaturen ist ersichtlich, dass der Gaskessel die Temperaturen im oberen Teil der beiden Speicher hält, während gleichzeitig die Wärme von den Sonnenkollektoren abgestrahlt wird. Aus den Temperaturen geht hervor, dass für die solare Rückkühlung Wasser aus der Ebene von Puffer 1 mitte-oben (mo) entnommen und in Puffer 2 oben (o) zurückgeführt wird. Die Rückkühlung scheint zu beginnen, wenn die unteren Speichertemperaturen bei ~50 °C und die oberen Temperaturen unter 60 °C liegen.

Im Monitoringzeitraum liegt die gesamte durch solare Rückkühlung abgegebene Energie bei 19,4 MWh. Das entspricht 44% des gesamten Solarertrags.

Seitens des Begleitforschungsteams wurden folgende Empfehlungen an den Anlagenbetreiber weitergegeben:

- Der Gaskesselbetrieb sollte bei solarer Rückkühlung gesperrt werden
- Solare Rückkühlung sollte nur dann stattfinden, wenn die unteren Puffertemperaturen so hoch sind, dass am nächsten Tag mit Anlagenstagnation zu rechnen ist

- Es ist zu hinterfragen, welche Temperatursensoren im Pufferspeicher für die Regelung des Gaskessels einerseits und für die Regelung der solaren Rückkühlung andererseits relevant sind. Hier scheint es im Anlagenbetrieb zu Problemen zu kommen.

Die Regelung des Gaskessels wurde in Folge adaptiert und das beschriebene Phänomen trat nicht mehr auf.

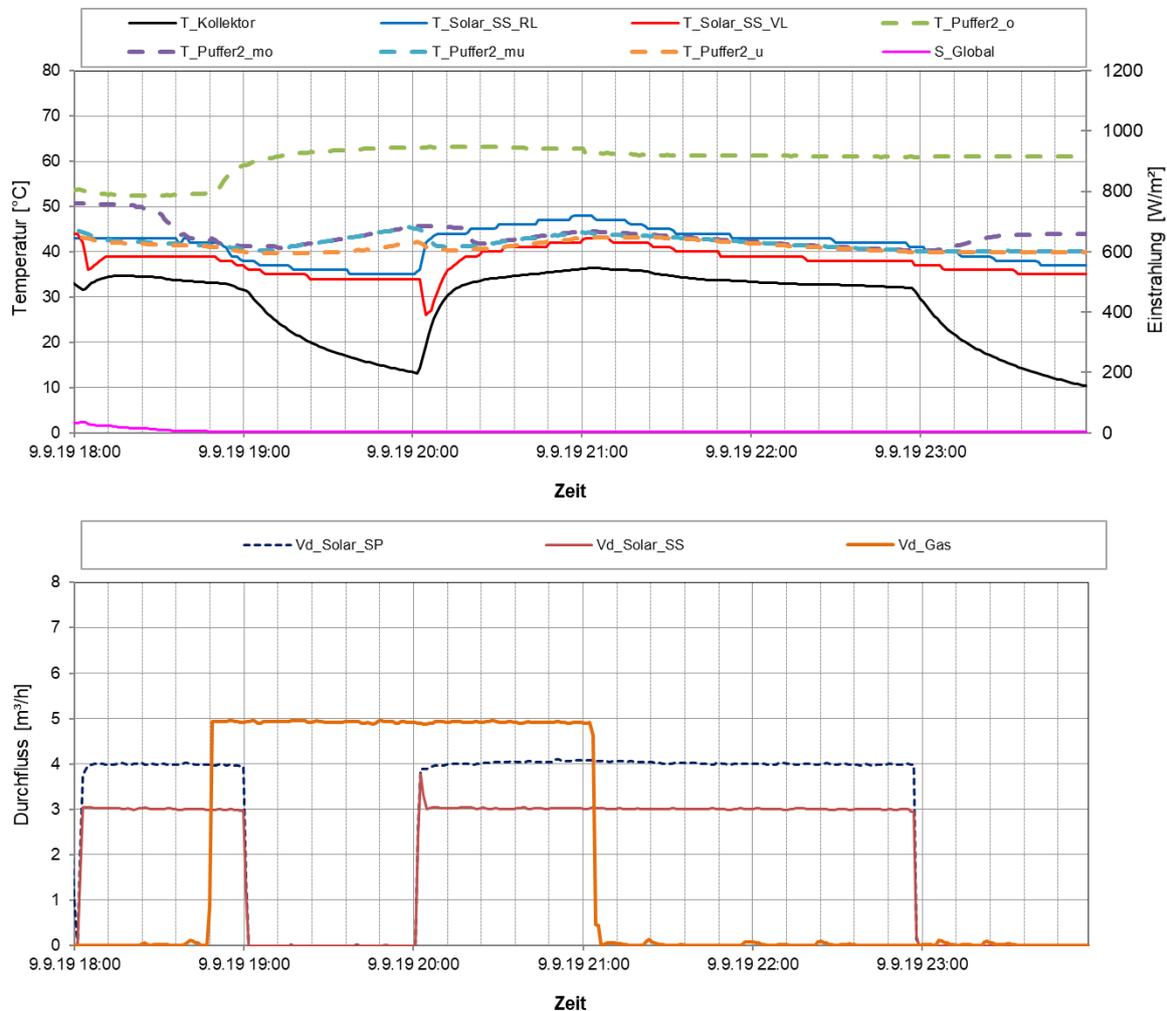


Abbildung 33: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher 2 zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär-, -sekundär und Nachheizungskreis während solarem Rückkühlbetrieb (26.11.2019)

In Analogie zu den vorangegangenen Tagesanalysen zeigt Abbildung 34 die Temperatur- und Durchflussverläufe der Erzeuger an einem repräsentativen Tag im Sommer. Trotz der exzellenten Einstrahlungswerte ist auch an diesem Tag der Gaskessel für ca. 1 Stunde in Betrieb. Ansonsten ist die Solaranlage beinahe durchgehend aktiv. In den Nachtstunden wird rückgekühlt, tagsüber wird der Pufferspeicher wieder beladen. Dieser Betriebsmodus lässt vermuten, dass entweder die Pufferspeicher zu klein dimensioniert wurden oder der Warmwasserverbrauch deutlich unter der Prognose liegt. Letztere Vermutung wird auch durch die Vergleichsgrafik von prognostiziertem und gemessenem Verbrauch untermauert (vgl. Abbildung 28).

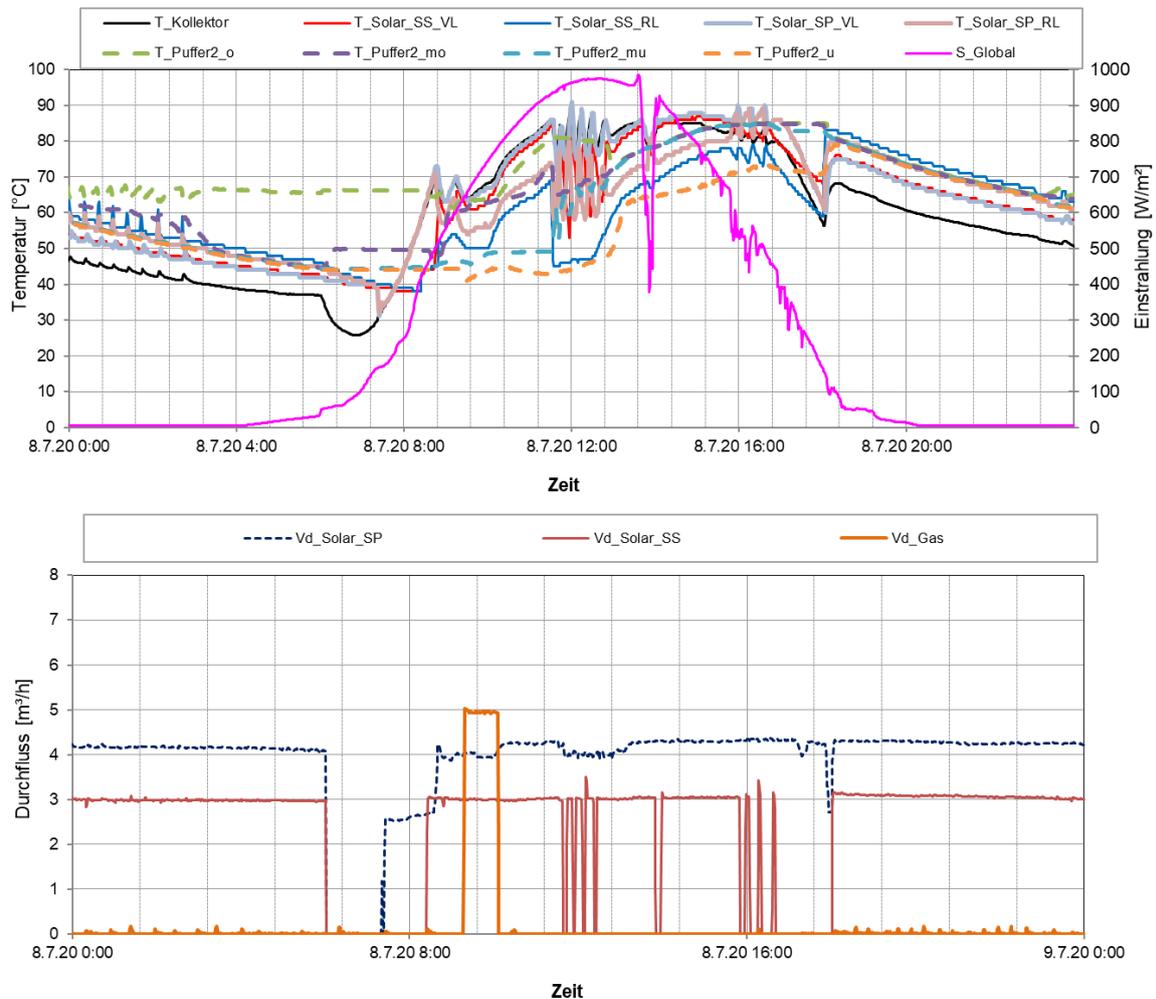


Abbildung 34: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher 2 zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär-, -sekundär und Nachheizungskreis an einem einstrahlungsreichen Sommertag (8.7.2020)

Hinsichtlich Heizung ist ein Verbrauch erwartungsgemäß nicht vorhanden (Abbildung 35). Nur in den frühen Morgenstunden bis zum mittleren Vormittag ist der Heizkreis für die Garage aktiv. Vermutlich wird dieser Heizkreis als zusätzliche Senke für die überschüssige Solarenergie genutzt.

Zwar ist der hier beschriebene Betrieb der Solaranlage hinsichtlich Systemperformance nicht sehr effizient, jedoch kann positiv angemerkt werden, dass die Solaranlage im Betrachtungszeitraum niemals in Stagnation ging.

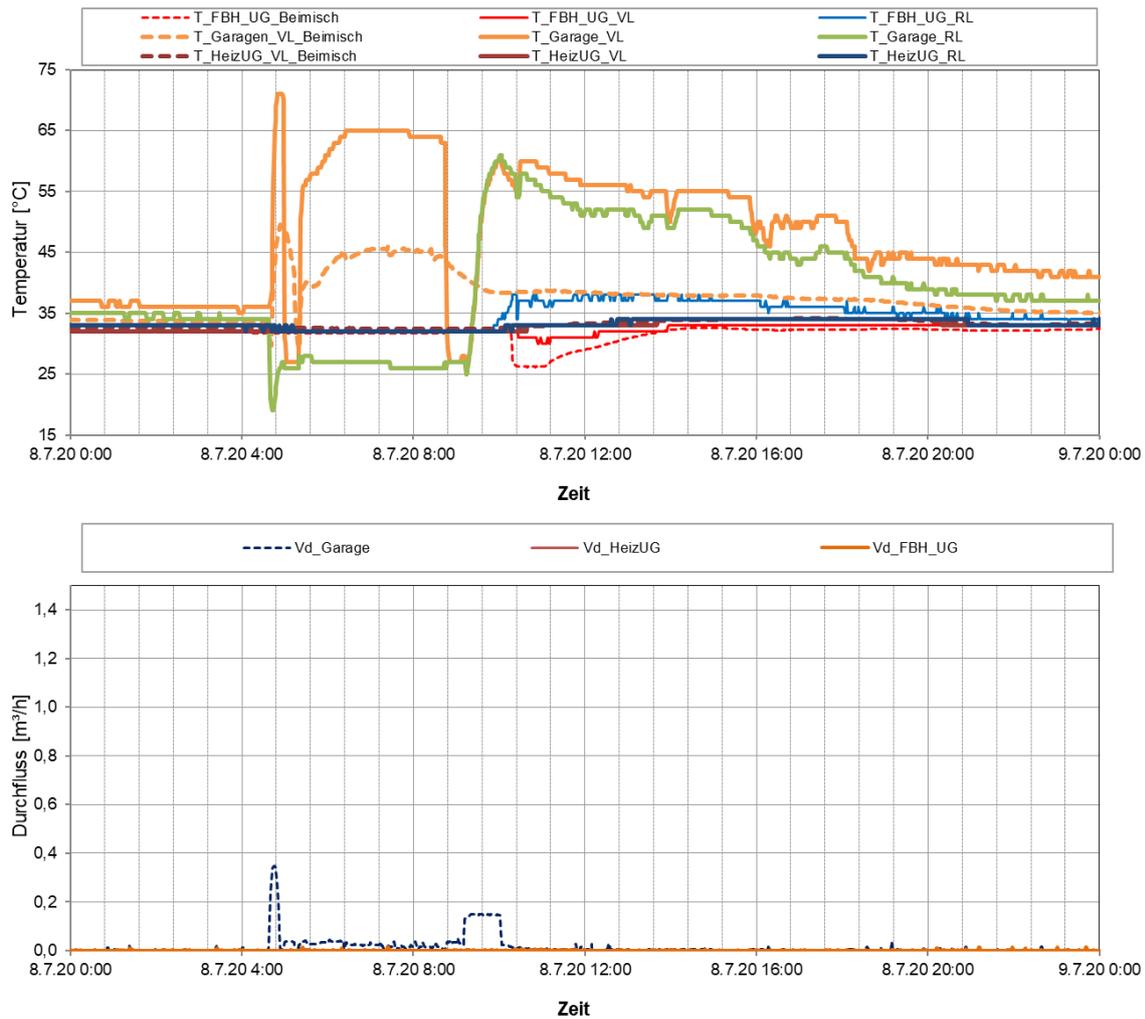


Abbildung 35: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in ausgewählten Verbraucherkreisen (oben) sowie der zugehörigen Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Sommertag (8.7.2020)

In Abbildung 36 ist das repräsentative Beladeverhalten der Warmwasser-Pufferspeicher dargestellt. Der Warmwasser-Pufferspeicher 1 werden immer beladen, wenn die obersten Puffertemperaturen ( $T_{PWH\_1\_o}$  bzw.  $T_{PWH\_2\_o}$ ) unter 55 °C fallen und die Beladung wird beendet, wenn diese Temperaturfühler 60 °C erreichen. Wenn Warmwasserbedarf anfällt, aber ungenügend hohe Temperatur im oberen Pufferspeicherbereich vorhanden ist, wird der Gaskessel zugeschaltet (blauer Bereich).

Hier könnte eine Steigerung der Gesamtsystemeffizienz erreicht werden, wenn bei vorhandener Solarwärme, die Warmwasserpufferspeicher auf ein höheres Temperaturniveau (> 60 °C) gebracht werden würden. Effektiv könnte dadurch das Speichervolumen für die Solaranlage vergrößert und die Laufzeiten des Gaskessels reduziert werden. Dieser Vorschlag wurde dem Anlagenbetreiber kommuniziert.

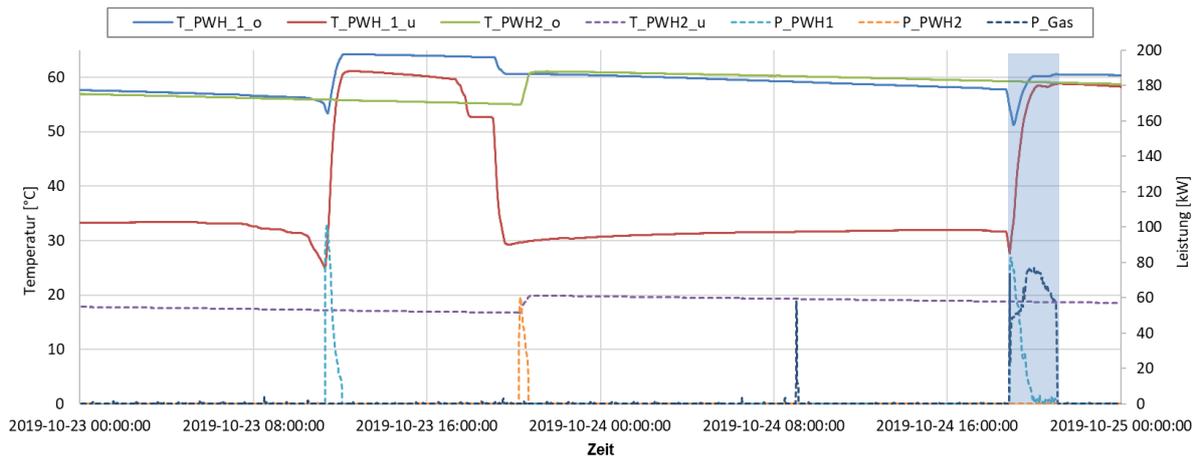


Abbildung 36: Repräsentativer Verlauf von Temperaturen und Leistungen rund um die Warmwasserspeicher (23.10.2019)

Das Begleitheizband ist auf den Rohrleitungen der Warmwasserbereitung nach den Warmwasser-Pufferspeichern montiert und ersetzt effektiv die Zirkulationsleitungen. In Abbildung 37 zeigt kumulativ die Stromaufnahme des Begleitheizbandes über den gesamten Monitoringzeitraum. Daraus ist zu entnehmen, dass die Begleitheizung praktisch immer eingeschaltet ist. Dies wird auch die Darstellung eines repräsentativen Tagesverlaufs der Leistungsaufnahme in Abbildung 38 verdeutlicht. Um eine Einschätzung für den Energiebedarf dieses Heizbandes zu bekommen, wurde in Abbildung 39 die monatliche Stromaufnahme des Heizbandes mit dem Wärmeverbrauch für Warmwasser verglichen. Die Wärmemengenzähler für die Messung des Warmwasserverbrauchs sind direkt nach den Warmwasserpufferspeichern verbaut. Sie erfassen also ausschließlich den Wärmeverbrauch, welcher durch die Pufferspeicher gedeckt wird. Für den gesamten Warmwasser-Wärmeverbrauch ist der Energieverbrauch des Heizbandes während der Zapfzeiten hinzuzurechnen. Die Darstellung zeigt, dass der gesamte Energiebedarf des Heizbandes rund dreimal so hoch, wie der Warmwasserbedarf ist. Aufgrund der Tatsache, dass es sich um eine Strom-direkt Heizung handelt, ist eine derartige Lösung für zukünftige Projekte kritisch zu hinterfragen.

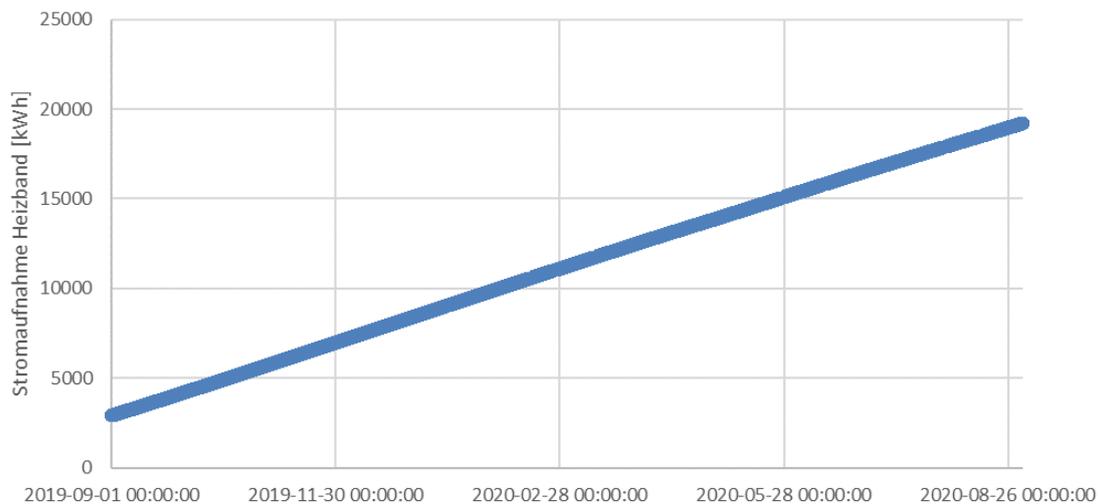


Abbildung 37: kumulative Stromaufnahme des Begleitheizbandes der Warmwasserleitungen in der Monitoringperiode

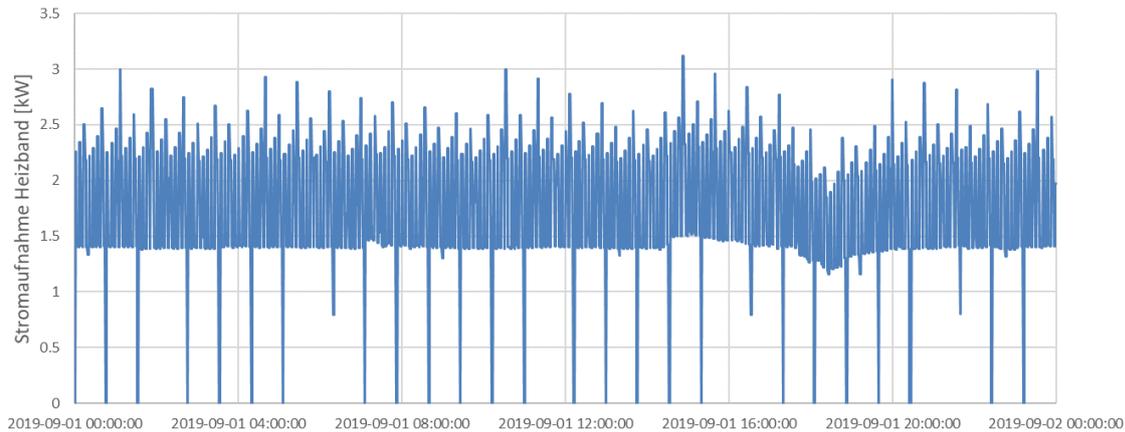


Abbildung 38: Leistungsaufnahme des elektrischen Begleitheizbandes an einem repräsentativen Tag (1.9.2019)

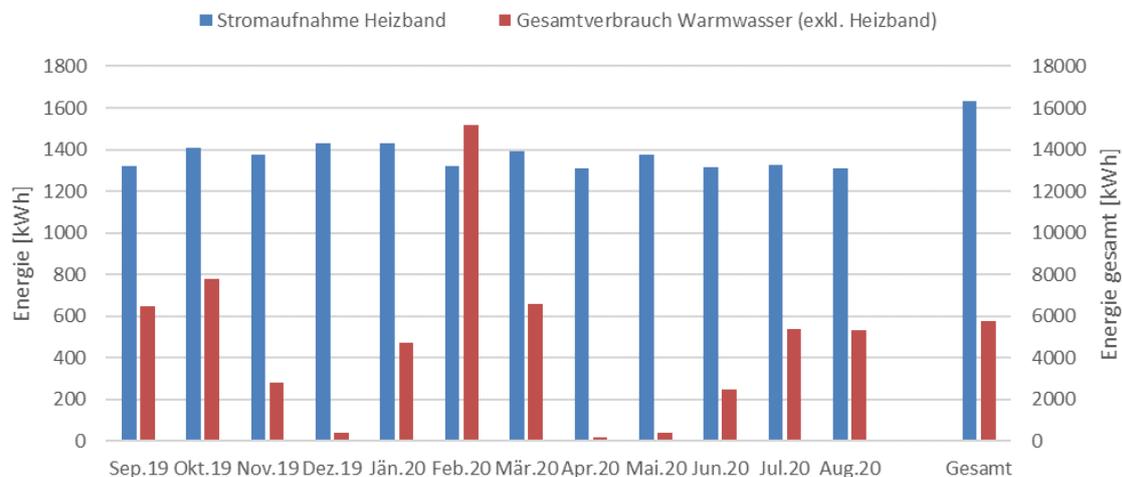


Abbildung 39: Vergleich von Stromaufnahme des Begleitheizbandes und Wärmeverbrauch für Warmwasser (ohne Begleitheizband) im Monitoringzeitraum

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 40 bis Abbildung 43 eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In Abbildung 40 sind die Erzeuger Solaranlage (Sekundärkreis) und Gaskessel dargestellt. Die Solaranlage liefert Energie in einem sehr breiten Temperaturband zwischen 35 und 95 °C, der gewichtete Mittelwert liegt bei 72 °C. Aufgrund der starren Pumpenregelung (konstanter Durchfluss) ist dieses Ergebnis zu erwarten. Der Gaskessel liefert Energie auf einem etwas engeren Temperaturband zwischen 40 und 65 °C (gewichteter Mittelwert ca. 58 °C). Entsprechend den oben angeführten Analysen fällt der Produktionspeak des Gaskessels mit dem Beladungspeak der Warmwasser-Pufferspeicher zusammen (vgl. Abbildung 42). In Ergänzung ist in Abbildung 41 die Solaranlage ihren beiden Betriebsmodi dargestellt. Die dunklen Linien stellen die Energieübertragung im Rückkühlbetrieb dar, welche im Vergleich zur Gesamtproduktion sehr hoch ausfällt. Abbildung 42 zeigt weiters auf, dass die Rücklauf-temperaturen bei der Beladung der Warmwasser-Pufferspeicher eine relativ große Bandbreite zwischen 20 und 60 °C (gewichteter Mittelwert bei ca. 40 bzw. 46 °C) zeigen. Dies kann auf eine ungewollte Durchmischung der Warmwasser-Pufferspeicher hinweisen.

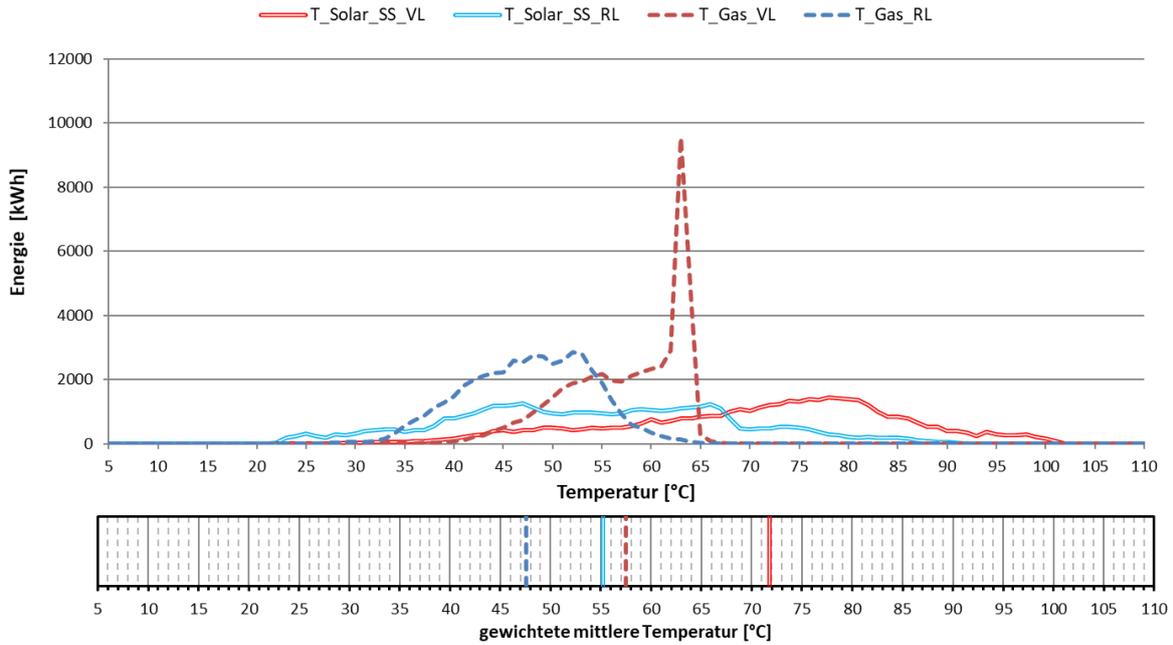


Abbildung 40: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage und Gaskessel in der Monitoringperiode

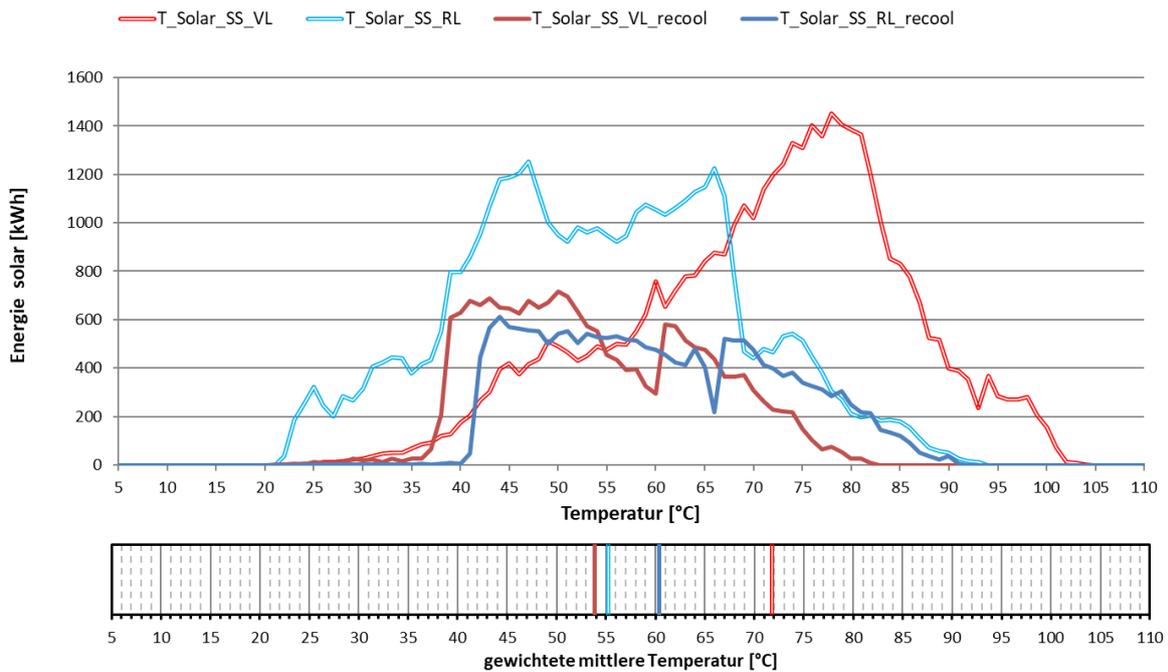


Abbildung 41: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Solaranlage bei Einspeisung in den Pufferspeicher (Doppelstriche) und Rückkühlung (dunkelrot/-blau) in der Monitoringperiode

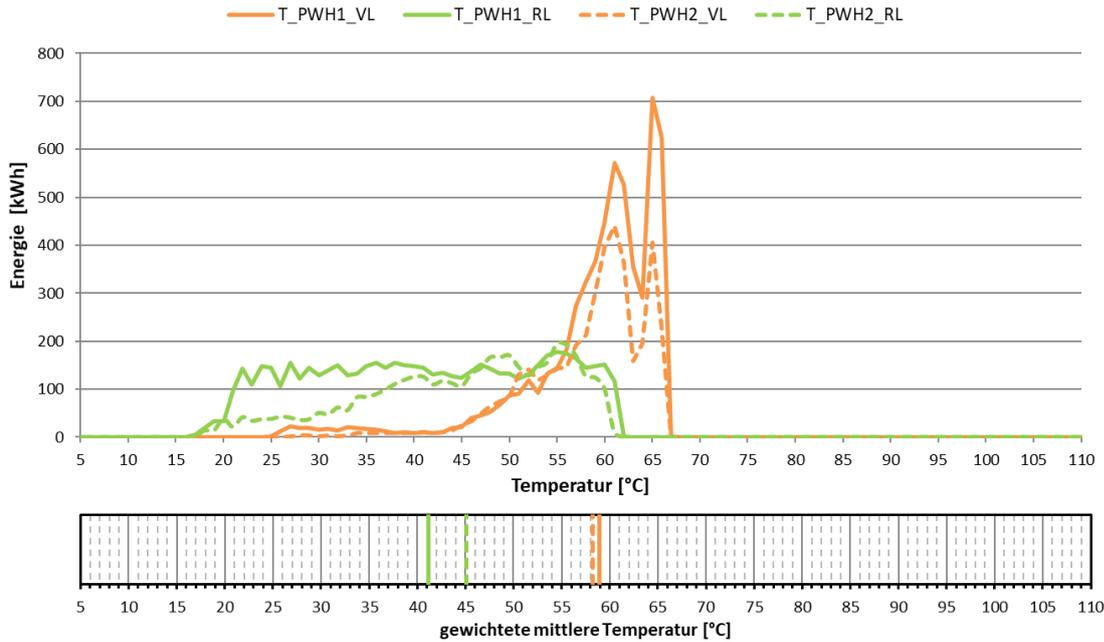


Abbildung 42: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Ladung der Warmwasser in der Monitoringperiode

Im Gegensatz zur Warmwasserbereitung zeigen die anderen Verbraucher – stellvertretend für alle Verbraucher wurden nur die beiden größten dargestellt – unabhängig von der Vorlauftemperatur relativ niedrige Rücklauftemperaturen, was hinsichtlich Effizienz jedenfalls der Solaranlage zu Gute kommt.

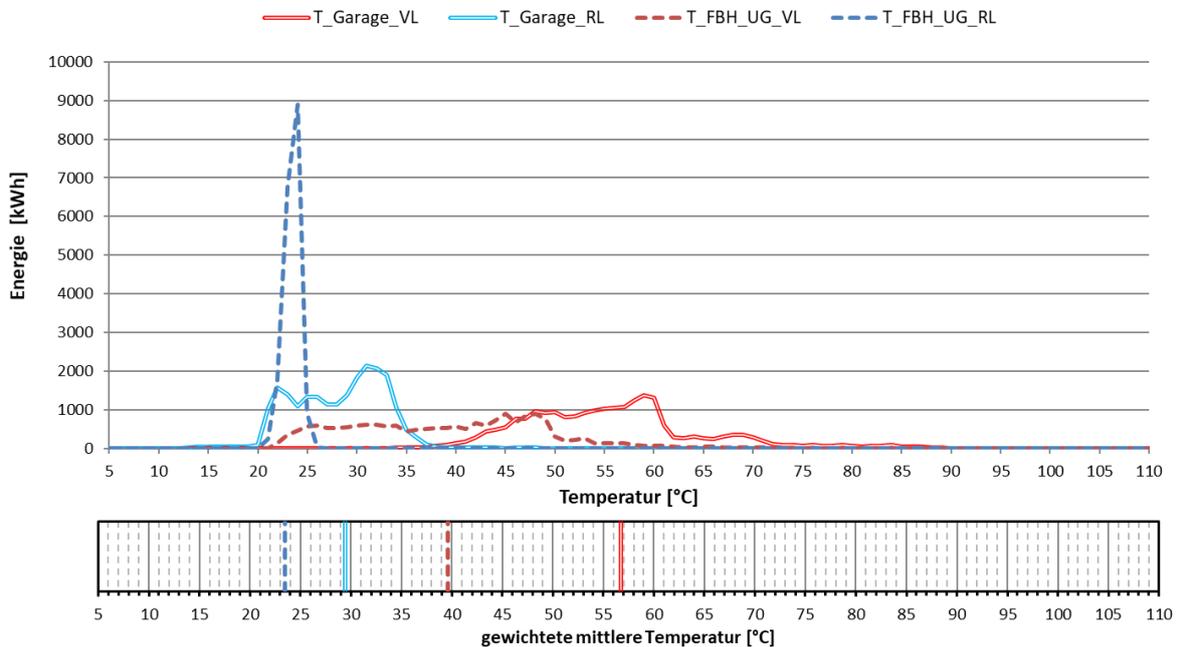


Abbildung 43: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Heizkreise in Garage und Fußbodenheizung UG in der Monitoringperiode

### 7.2.6 Anlagen Status Quo

Der Anlagenbetrieb der Sportstätte Saalfelden kann als halbwegs stabil bezeichnet werden. Im Zuge der Anlagenbetrachtung konnten jedoch einige Optimierungspotentiale festgestellt werden:

Der Gaskessel ist oftmals in den frühen Morgenstunden aktiv, obwohl die Temperaturen in den Pufferspeichern deutlich über den Nutztemperaturen der Verbraucher liegen. Dadurch wird das Speicherpotential für die Solaranlage deutlich eingeschränkt. Im Anschluss an die Monitoringperiode wurde die Regelung des Gaskessels dahingehend angepasst, dass dieser weniger oft angefordert wird.

Um eine Stagnation der Solaranlage möglichst zu vermeiden, werden die Pufferspeicher in der Nacht gegen die Umgebung rückgekühlt. Bei der gegenständlichen Anlage wurde zu Beginn der Monitoringperiode während des Rückkühlbetriebs immer wieder der Gaskessel gestartet. Dies ist einerseits für kontraproduktiv für die Rückkühlung und führt andererseits zu einem erhöhten Gasbedarf. Im Sommer 2020 trat dieses Fehlverhalten nicht mehr auf. Insgesamt wurden in der Monitoringperiode rund 44% des gesamten Solarertrags rückgekühlt. Dieser große Anteil an rückgekühlter Solarenergie ist wesentlich auf den im Sommer ausgebliebenen Warmwasserverbrauch zurückzuführen.

Die Warmwasser-Pufferspeicher werden vom Gaskessel in einem sehr engen Temperaturband zwischen 55 und 60 °C gehalten. Um die Laufzeiten des Gaskessels zu reduzieren sowie den Beitrag der Solaranlage zu erhöhen, wurde vorgeschlagen bei vorhandener Solarwärme die Warmwasser-Pufferspeicher auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen (z.B. 80 °C). Diese Optimierung konnte nicht mehr innerhalb der Monitoringperiode umgesetzt werden.

Hinsichtlich Effizienz des Gesamtsystems wurde die Installation bzw. der Betrieb des Begleitheizbandes der frischwasserführenden Leitungsrohre kritisch hinterfragt. Der Verbrauch dieser Strom-direkt Heizung war im Monitoringzeitraum rund dreimal so hoch, als der Warmwasserbedarf. Aufgrund der Vorgaben in der Trinkwassernorm muss das Begleitheizband in einem sehr engen Temperaturbereich betrieben werden, was zu einem durchgehenden Betrieb und damit zu einem sehr hohen Strombedarf führt.

## 7.3 Wien Energie - KW Simmering, W

### 7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	KW Simmering
<u>Adresse:</u>	1110 Wien
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	8. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2017
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Vorwärmung von Nachspeisewasser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	655,93 m <sup>2</sup> Flachkollektor (GREENoneTEC, 45 Stk GK3133-S, 8 Stk GK3803-S)
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	-
<u>Nachheizung:</u>	-
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	714,58 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit März 2020
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Wien Energie betreibt an mehreren Standorten Anlagen für die Fernwärmeerzeugung. Einer dieser Standorte ist der Hauptkraftwerksstandort Simmering im 11. Wiener Gemeindebezirk. Das 68 m hohe Kesselhausgebäude beherbergt die Fernwärmeerzeugungsblöcke Simmering 1 (seit 2008 in Betrieb) und Simmering 2 (Inbetriebnahme: 1978, Modifizierungen: 2009) sowie diverse Nebenanlagen für die beiden Kraftwerksblöcke. Unter anderem befindet sich dort eine Nachspeisestation, welche die im Fernwärmeprimärnetz auftretenden Wasserverluste permanent mit aufbereitetem Netzwasser (Deionat) nachspeist. Der Vorhaltebehälter für das Deionat befindet sich im Kamin des Kraftwerksblocks. Oberhalb des Vorhaltebehälters werden die Abgase in den Kamin geleitet. Dadurch hat das Deionat üblicherweise rund 20 °C, während der Rücklauf des Primärnetzes auf 65 °C betrieben wird. Die 656 m<sup>2</sup> große Solaranlage, welche 2018 auf dem Dach des Kesselhauses errichtet wurde, wird für die Vorwärmung des Deionats genutzt.

Abbildung 44 zeigt eine Luftaufnahme des Kraftwerkstandorts Simmering. Auf dem Dach des Kesselhauses wurde die Solaranlage installiert.



Abbildung 44: Solaranlage auf dem Dach des Kesselhausgebäudes in Wien Simmering (Quelle: GREENoneTEC)



Abbildung 45: Wärmeübergabestation im Technikraum, im Hintergrund sind die Deionat-Einspeisepumpen zu sehen (Quelle: AEE INTEC)

### 7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Wärmeversorgungssystem zum Projekt „KW Simmering“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 46 dargestellt.

Aus einem Behälter wird das aufbereitete Netzwasser (Deionat) in den Rücklauf des Fernwärmenetzes eingespeist. Zur solaren Vorwärmung kann das Deionat über den Solarwärmetauscher geleitet werden.

Die 656 m<sup>2</sup> große Solaranlage ist direkt nach Süden ausgerichtet und mit 30° aufgeständert.

Das Monitoringkonzept der Anlage ist in Abbildung 46 ersichtlich. 2 Wärmemengenzähler, 17 Temperatursensoren, zwei Drucksensoren und ein Einstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

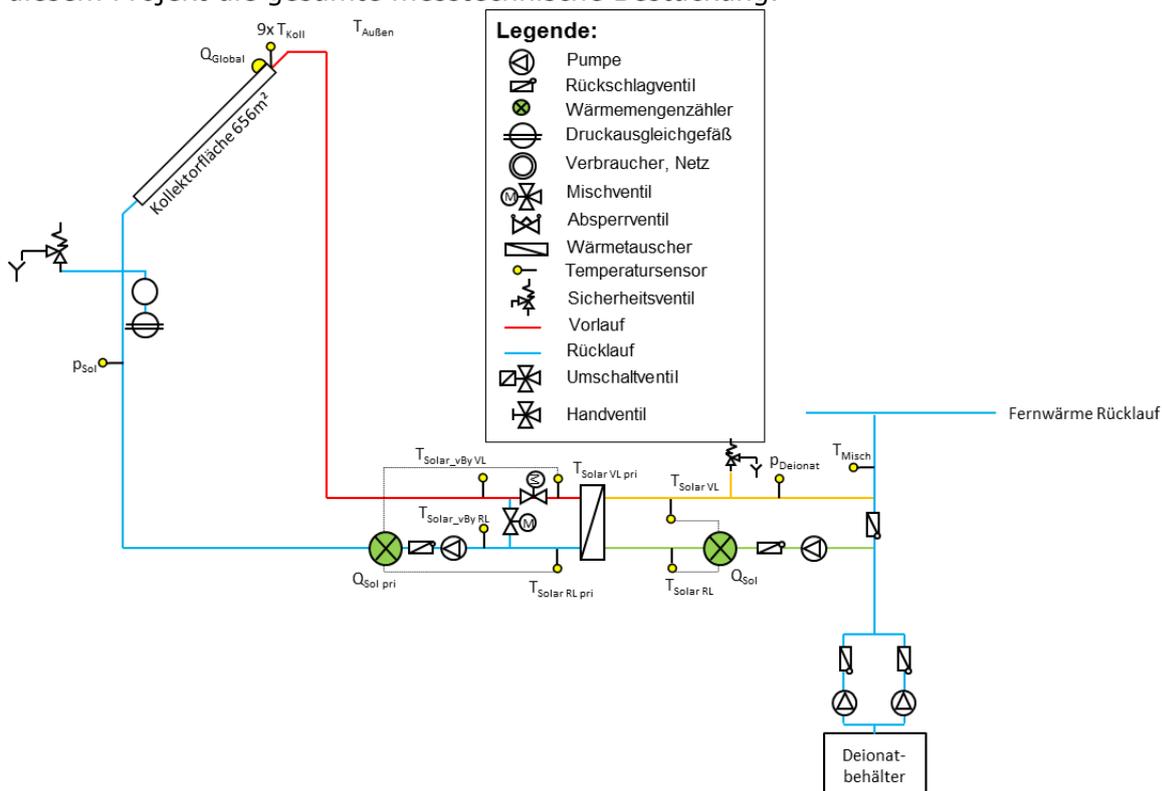


Abbildung 46: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „KW Simmering“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solaranlage

$R_{Global}$	Globalstrahlung in Kollektorebene
$T_{Koll\_1}$	Kollektorfühler 1
$T_{Koll\_2}$	Kollektorfühler 2
$T_{Koll\_3}$	Kollektorfühler 3
$T_{Koll\_4}$	Kollektorfühler 4
$T_{Koll\_5}$	Kollektorfühler 5
$T_{Koll\_6}$	Kollektorfühler 6
$T_{Koll\_7}$	Kollektorfühler 7
$T_{Koll\_8}$	Kollektorfühler 8
$T_{Koll\_9}$	Kollektorfühler 9

p <sub>SP</sub>	Anlagendruck Solar
p <sub>Deionat</sub>	Anlagendruck Deionat
Q <sub>Solar_SP</sub>	Wärmemengenzähler Solar Primärkreis
V <sub>Solar_SP</sub>	Durchfluss Solar Primärkreis
T <sub>Solar_SP_VL</sub>	Vorlauftemperatur Solar Primärkreis
T <sub>Solar_SP_RL</sub>	Rücklauftemperatur Solar Primärkreis
T <sub>Solar_vBy_VL</sub>	Vorlauftemperatur Solar Primärkreis vor Bypass
T <sub>Solar_vBy_RL</sub>	Rücklauftemperatur Solar Primärkreis vor Bypass
Q <sub>Solar_SS</sub>	Wärmemengenzähler Solar Sekundärkreis
V <sub>Solar_SS</sub>	Durchfluss Solar Sekundärkreis
T <sub>Solar_SS_VL</sub>	Vorlauftemperatur Solar Sekundärkreis
T <sub>Solar_SS_RL</sub>	Rücklauftemperatur Solar Sekundärkreis

### Sonstiges

T <sub>Aussen</sub>	Außentemperatur
T <sub>Misch</sub>	Mischtemperatur Deionat

### 7.3.3 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 47 gibt einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen für den spezifischen Solarertrag betreffend die Anlage „KW Simmering“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 736 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1305 kWh/m<sup>2</sup> erwartet. Im Monitoringzeitraum lagen sowohl spezifischer Solarertrag mit 714,58 kWh/m<sup>2</sup>a wie auch Einstrahlung mit 1347 kWh/m<sup>2</sup>a innerhalb der Prognosewerte. Im August ist ein deutlicher Einbruch beim solaren Ertrag, jedoch nicht bei der Einstrahlung festzustellen. Dies ist auf 2 Revisionsperioden des gesamten Standorts zurückzuführen. Auf Details hinsichtlich Solarertrag wird im folgenden Kapitel detaillierter eingegangen.

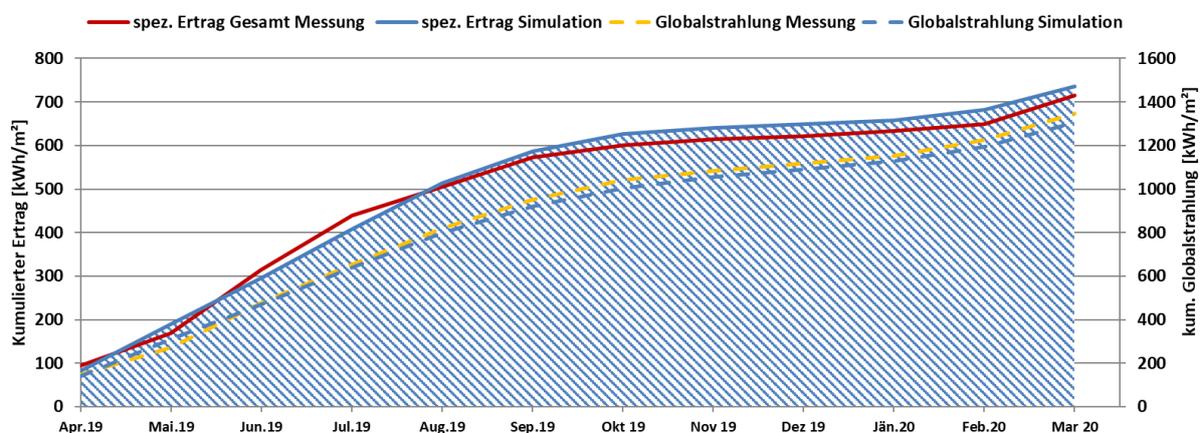


Abbildung 47: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „KW Simmering“

Aus systemischen Gründen ist die Aufzeichnung des gesamten Deionat-Volumenstroms nicht möglich, sodass Verbrauch und solarer Deckungsgrad nicht ermittelt werden können.

### 7.3.4 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 48 ist die Funktionsweise der Solaranlage an einem einstrahlungsreichen Tag im April dargestellt. Die Temperaturen im solaren Primärkreis sind strichliert dargestellt, jene im Sekundärkreislauf sind durchgezogen (VL: rot, RL: blau). Die Mischtemperatur aus Deionat und vorgewärmten Deionat ist grün punktiert dargestellt. Eine ähnliche Syntax gilt für die Durchflüsse in der unteren Grafik. Dort ist zusätzlich der Betriebsstatus der Deionateinspeisung aufgetragen (1 = EIN, 0 = AUS). An dem betrachteten Tag wurde die Deionateinspeisung, welche manuell durch das Betriebspersonal am Standort ein- und ausgeschaltet wird, gut mit der vorhandenen Einstrahlung koordiniert. Die Solaranlage arbeitet sehr effizient und konnte das Nachspeisewasser von 20 °C auf ca. 47 °C vorwärmen. Die Anlage arbeitet sehr effizient. Die Temperaturdifferenz zwischen Solarprimär- und Solarsekundärkreis beträgt im Mittel 2,6 K. Der Peak in der Kollektortemperatur zu Beginn des Tages entspricht dem üblichen Anfahrverhalten von Solaranlagen.

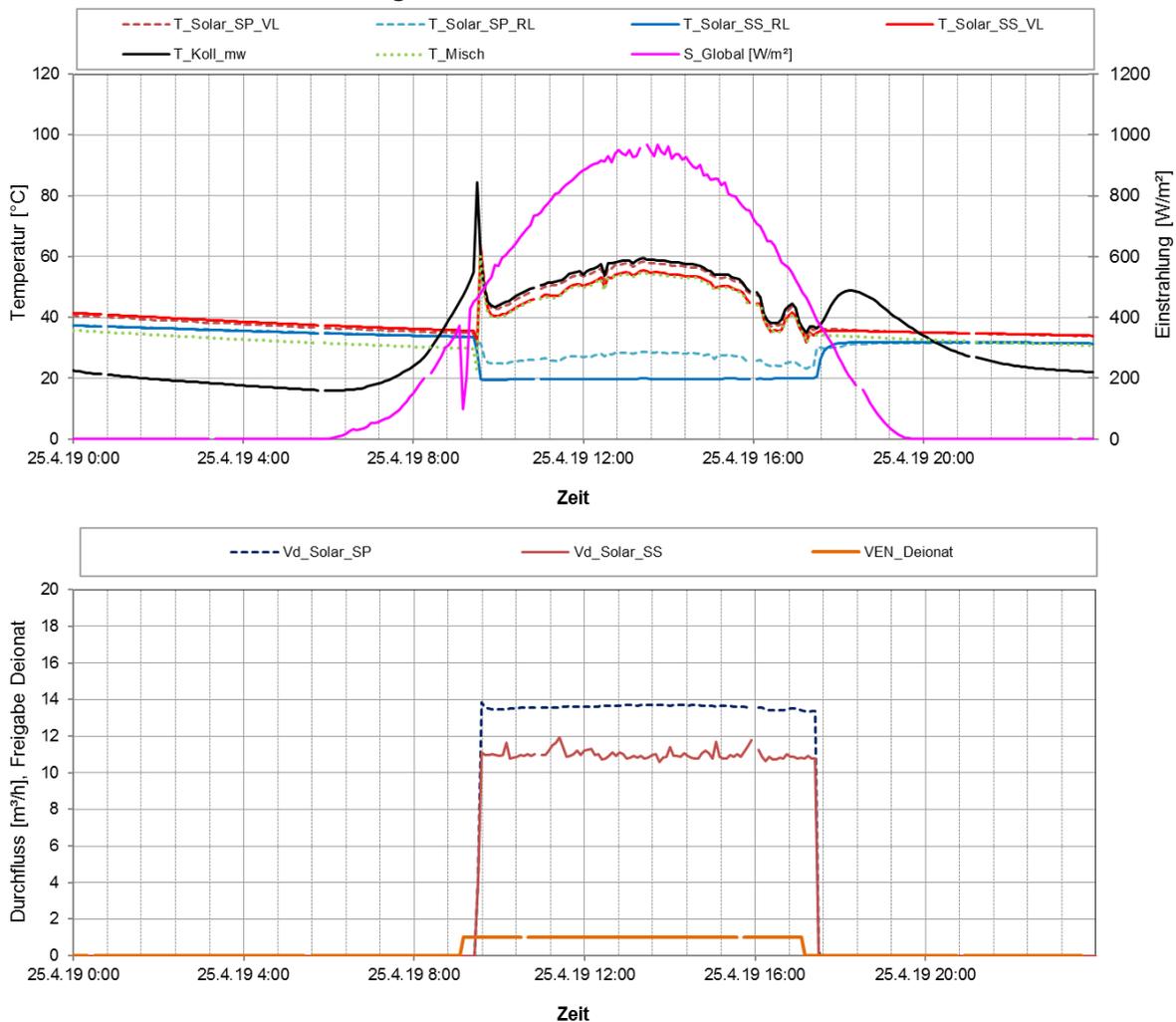


Abbildung 48: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung an einem einstrahlungsreichen Tag (25.4.2019)

Abbildung 49 zeigt die Kollektortemperaturen der einzelnen Kollektorreihen. Es ist grundsätzlich eine hohe Konsistenz der Temperaturen feststellbar. Im Normalbetrieb liegen die Kollektortemperaturen maximal 5,5 K auseinander. Es sind 2 Kollektortemperatur-Gruppen feststellbar:

- Gruppe 1: 7,6,8,9
- Gruppe 2: 5,4,1,2,3

Beide Gruppen sind nach absteigender Temperatur sortiert. Innerhalb Gruppe 1 liegt die max. Temperaturdifferenz bei ca. 3 K, innerhalb Gruppe 2 liegt sie bei ca. 1 K. Da die Kollektorfelder, denen die unterschiedlichen Temperaturen zugeordnet sind, unterschiedlich groß sind und sich die Temperaturdifferenzen sehr in Grenzen halten, kann die Solaranlage als sehr gut eingeregelt eingestuft werden.

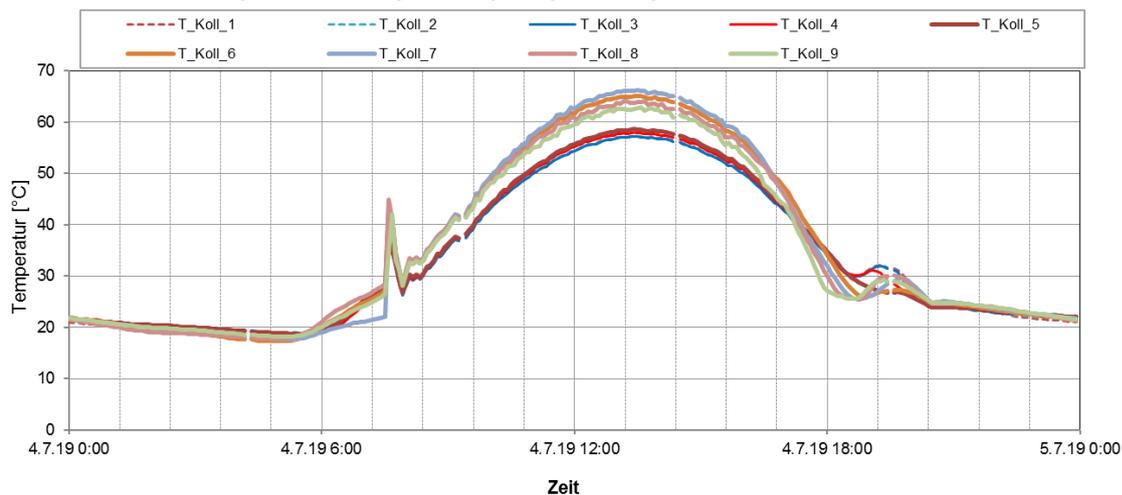


Abbildung 49: Beispielhafter Verlauf der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsreichen Sommertag (4.7.2019)

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 50 einen nicht koordinierten Betrieb der Deionat-Einspeisung und der Betriebszeiten der Solaranlage. Die Deionat-Einspeisung lief über die 3 betrachteten Tage durch, am Temperaturverlauf der Mischtemperatur (grün punktiert) ist die tatsächliche Einspeisetemperatur abzulesen. Das lokale Betriebspersonal bestimmt nicht nur, wann die Einspeisung ein- oder ausgeschaltet wird, sondern es regelt auch die Einspeisemenge manuell ein. Daher sind an diesen 3 Tagen unterschiedliche Durchflüsse im solaren Sekundärkreis sowie darauf basierend unterschiedliche Mischtemperaturen festzustellen. Die Solaranlage läuft in Abhängigkeit der aufgeprägten Betriebszustände absolut stabil und es besteht kein Optimierungsbedarf.

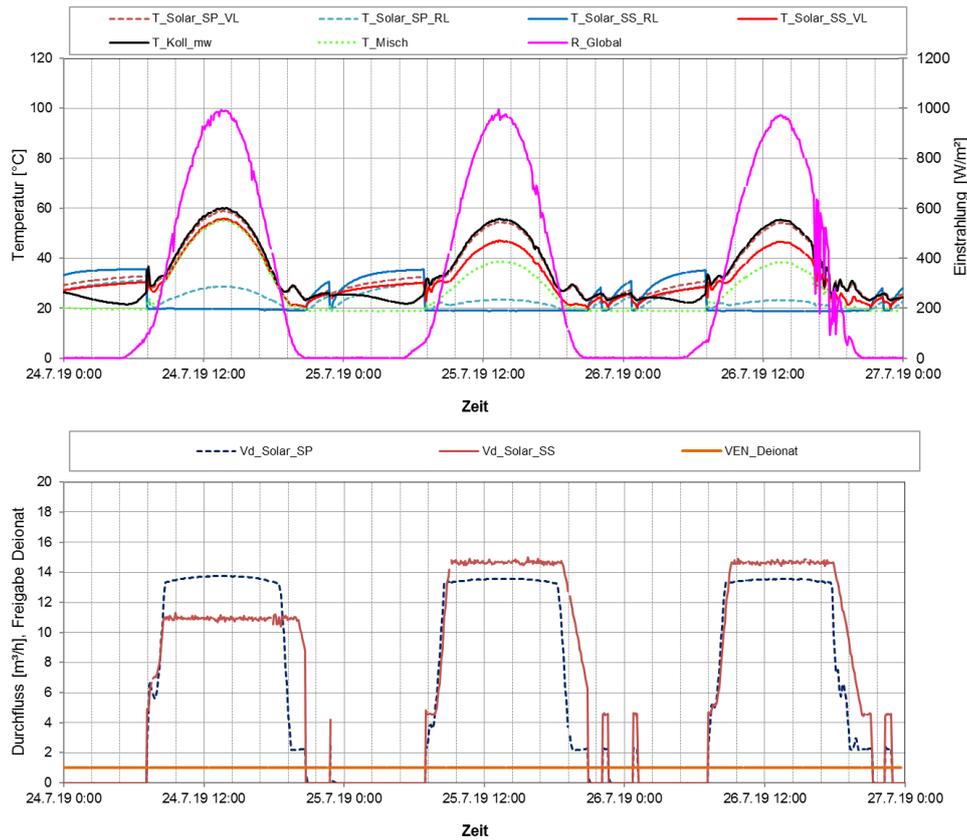


Abbildung 50: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung an 3 Tagen im Juli (24. – 26.7.2019)

An einigen Tagen ging die Solaranlage in Stagnation, wie beispielhaft für 2 Tage im Juni in Abbildung 51 dargestellt ist. Die Stagnationszeiten sind im Bild rot hinterlegt. Die Stagnation der Solaranlage wurde durch schlechte Koordination zwischen dem Deionat-Einspeisungsbetrieb und der (manuellen) Nachfrage der solaren Vorwärmung hervorgerufen. Positiv ist jedenfalls anzumerken, dass die automatische Befüllung der Solaranlage nach Abkühlung der Kollektoren einwandfrei funktioniert und auf diese Weise noch Restwärme am Ende des Tages genutzt werden konnte. An der Solarregelung an sich besteht kein Optimierungsbedarf, eine bessere Abstimmung zwischen potentiell vorhandener Solarwärme und dem manuellen Zuschalten des Betriebspersonals jedoch wünschenswert.

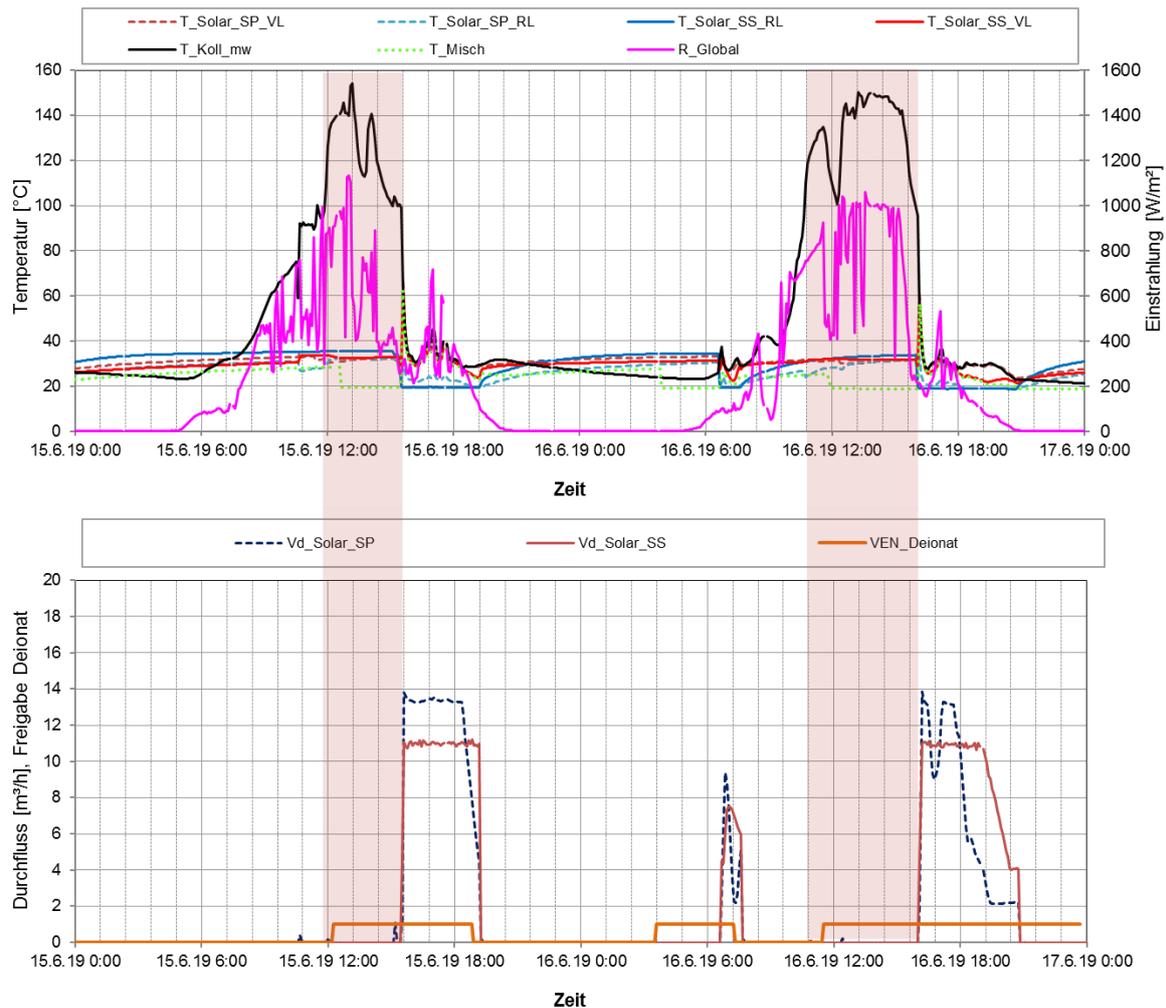


Abbildung 51: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung an Tagen mit Stagnation (15.-16.6.2019)

Wie bereits in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erwähnt, gab es im August ausgedehnte Revisionszeiten (Periode 1: Pumpstation, Periode 2: Kraftwerksblock 1), wo praktisch der gesamte Standort stillgelegt werden musste. Diese Revisionszeiten fallen üblicherweise einmal pro Jahr im Sommerhalbjahr an, wo aufgrund der geringeren Lasten aus dem Fernwärmenetz einzelne Standort zeitweise vom Netz genommen werden können. Aufgrund der beiden Revisionsperioden (rot markiert) ging die Solaranlage sehr häufig in Stagnation und brachte in Folge einen um 39 % geringeren Ertrag, als prognostiziert. Diesbezüglich gibt es kein Optimierungspotenzial, da der gesamte Standort – und damit auch die Deionat-Einspeisung – in dieser Periode außer Betrieb war. Wie oben bereits erwähnt, stellt der Stagnationsbetrieb kein Problem für die Anlage dar.

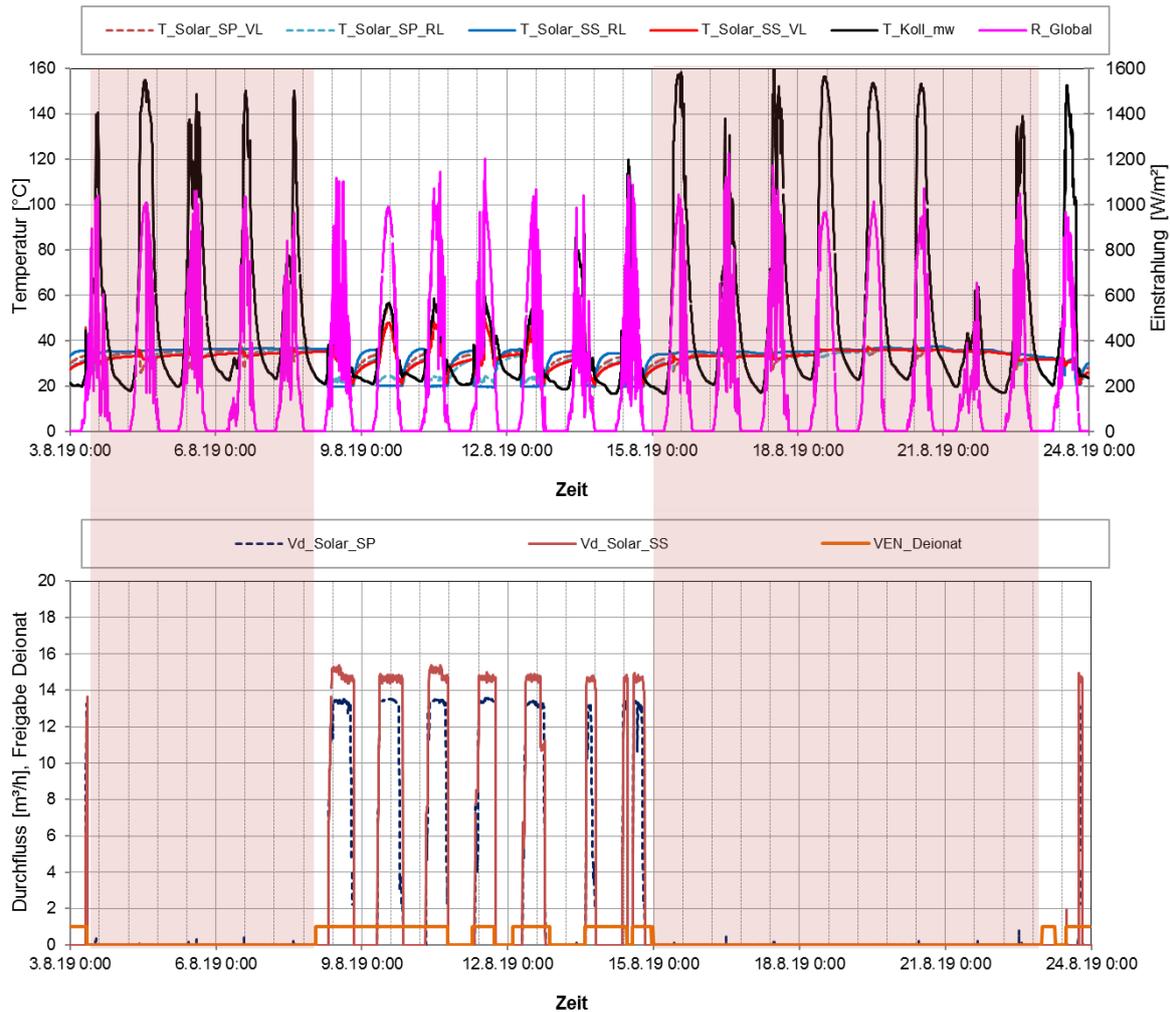


Abbildung 52: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung im August bei Revisionsarbeiten

Im weiteren Verlauf der Monitoringperiode immer wieder die oben beschriebene Systemzustände auf. Über weite Zeiträume passt die Deionateinspeisung gut mit dem verfügbaren Solarertrag zusammen. Vereinzelt kam es zu Deionateinspeisungen ohne Unterstützung der Solaranlage. Speziell in der zweiten Februarhälfte 2020 kam es zu Stagnationszeiten der Solaranlage aufgrund fehlender Deionateinspeisung. Nach jeder Stagnation konnte sich die Anlage jedoch wieder fehlerfrei selbstständig befüllen.

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 53 eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während der Monitoringperiode. Sekundärseitig steht ein Rücklauf temperaturniveau von rund 19 °C zur Verfügung, welches durch die Solaranlage auf rund 40 °C angehoben wird. Die Temperaturen im solaren Primärkreis liegen rund 5 K über jenen im solaren Sekundärkreis, was auf einen optimal ausgelegten Solarwärmetauscher schließen lässt.

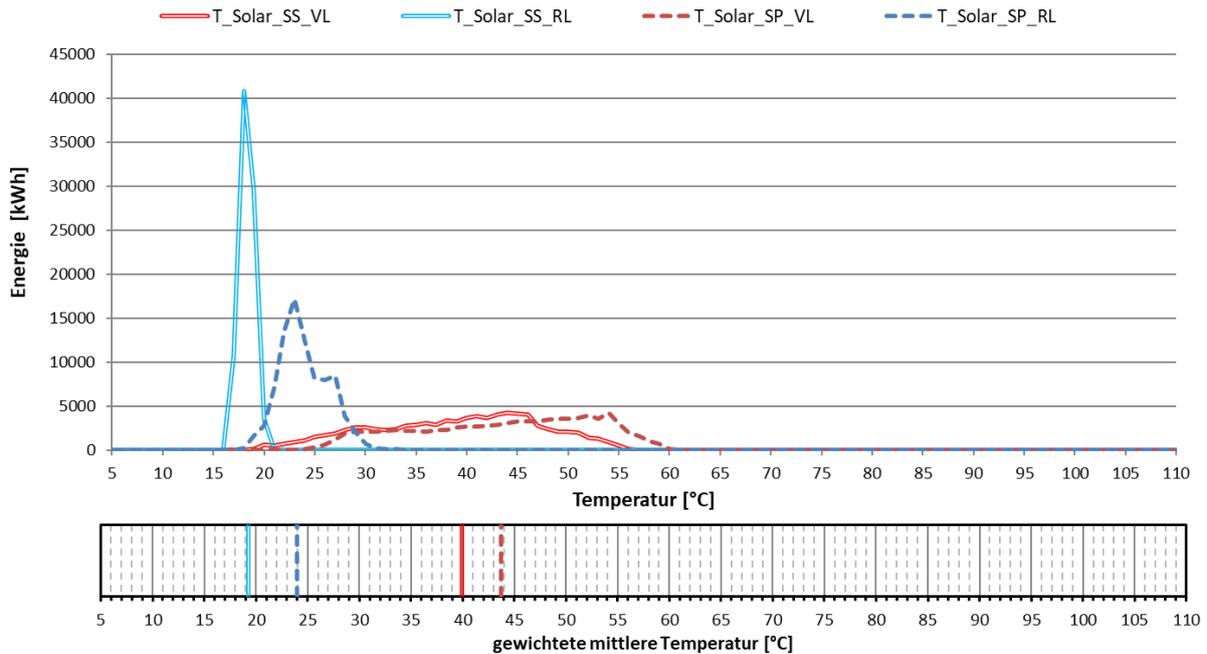


Abbildung 53: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) in der Monitoringperiode

Zwar lässt sich aufgrund des nicht bekannten Volumenstroms der Deionat-Einspeisung kein solarer Deckungsgrad bestimmen, doch kann zumindest ein Verhältnis zwischen den Laufzeiten der Einspeisung und des Solarbetriebs bestimmt werden, welches in Abbildung 54 dargestellt ist. In der einstrahlungsreichen Zeit (April bis September) liegt das Laufzeitverhältnis zwischen 40 und 60 %, dann sinkt es auf ca. 10 % ab und steigt ab März wieder auf rund 34% an. Der eindeutig erkennbare Zusammenhang zwischen Einstrahlung und Laufzeitverhältnis spricht für eine grundsätzlich gute Funktion der Anlage. Wahrscheinlich wäre im Februar 2020 - in Anbetracht der relativ häufig auftretenden Stagnationen - durch ein besseres Abstimmen der Deionateinspeisezeiten mit der vorhandenen Einstrahlung ein etwas besseres Verhältnis möglich gewesen

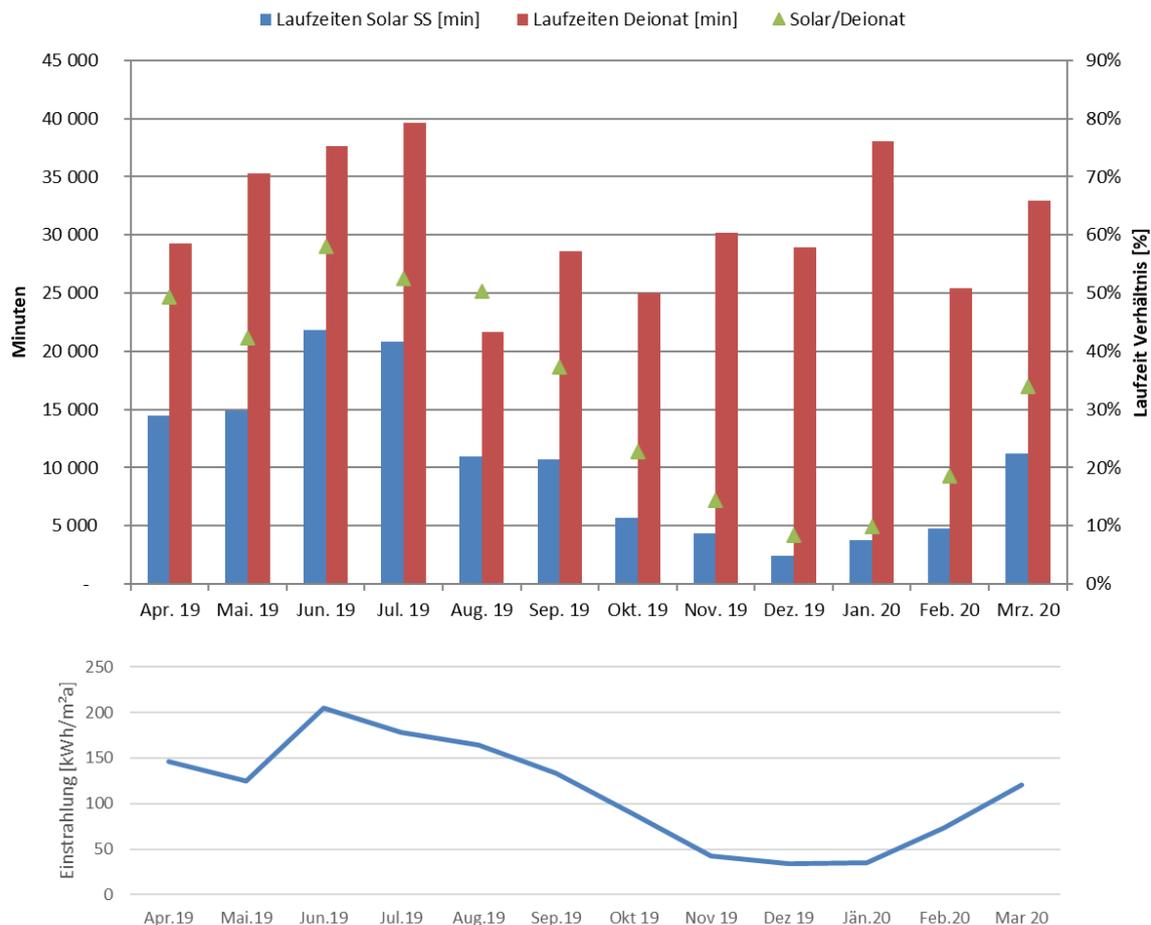


Abbildung 54: Laufzeiten von Solaranlage und Deionat-Einspeisung sowie Laufzeit Verhältnis (oben) und monatliche Einstrahlung (unten)

### 7.3.5 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist bereits seit Juli 2018 in Betrieb und befand sich von April 2019 bis März 2020 im Monitoring. Die monatlich gemessenen Ertragswerte liegen ziemlich genau im Bereich der simulierten Werte mit einer leichten Unterschreitung im August 2019. Dies liegt in den ausgedehnten Revisionszeiten des gesamten Kraftwerksstandort begründet. Ein solarer Ertrag von 715 kWh/m<sup>2</sup>a kann jedoch als sehr gutes Ergebnis gewertet werden.

Die Anlage läuft sehr stabil und effizient. Als einziges Optimierungspotential konnte nur eine bessere Koordination zwischen verfügbarer Einstrahlung und Deionat-Einspeisezeiten identifiziert werden. Diese Koordination ist jedoch vom anwesenden Betriebspersonal abhängig und kann nicht mit einer Anpassung der Solarregelungsstrategie erreicht werden.

Aufgrund der Revisionszeiten einerseits und der teilweise nicht optimalen Anforderung der solaren Vorwärmung kam es im Betrachtungszeitraum immer wieder zu Anlagenstagnationen, die jedoch keine Anlagenprobleme hervorrief. Die Anlage befüllte sich nach Stagnation wieder selbstständig und konnte die Restwärme der Kollektoren noch gut verwerten.

## 7.4 AVL III - Solare Kühlung, Stmk.

### 7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	AVL I bis III
<u>Adresse:</u>	8020 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozesswärme (AVL I) Solare Kühlung (AVL II + AVL III)
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	AVL I+II: 4. Ausschreibung – Solare Großanlagen 2013 AVL III: 8. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2017
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	<u>AVL I:</u> 1.585 m <sup>2</sup> 2-fach abgedeckte Flachkollektoren (ökoTech gluatmugl HT, ESG+ESG) auf dem Dach der Parkgarage <u>AVL II:</u> 1.295 m <sup>2</sup> 2-fach abgedeckte Flachkollektoren (Ensol DIS150; ESG+ESG) auf dem Dach des APZ <u>AVL III:</u> 584 m <sup>2</sup> 2-fach abgedeckte Flachkollektoren (KBB K5Giga+; ESG+Folie) Gesamtfläche: 3.464 m <sup>2</sup>
<u>Ausrichtung:</u>	AVL I: 180° (Süd) AVL II + III: 135° (SO)
<u>Neigung:</u>	35°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	70 m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Bereitstellung von Prozesskälte für die Prüfzellenklimatisierung
<u>Nachheizung:</u>	2 Gaskessel (1450kW, 930kW), Fernwärme (1.200kW), 650 kW Absorptionskältemaschine, 3 MW Bestandskältemaschinen
<u>Solarer Deckungsgrad</u>	22% Solare Prozesswärme 6% Solare Kälte (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	AVL I: 274,4 kWh/(m <sup>2</sup> a) AVL II: 320,6 kWh/(m <sup>2</sup> a) AVL III: 395,3 kWh/(m <sup>2</sup> a) (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus</u>	Monitoring abgeschlossen mit Mai 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung</u>	AEE INTEC

Im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – solare Großanlagen“ wurden im Ausschreibungsjahr 2013 von der Fa. SOLID insgesamt zwei Projekte und im Ausschreibungsjahr 2017 eine dritte Anlage zur Bereitstellung von Prozesswärme sowie zur Kälteversorgung des AVL-Firmengeländes in Graz eingereicht und in weiterer Folge für das Begleitforschungsprogramm ausgewählt. Die Bruttogesamtfläche aller Projekte beträgt 3.464 m<sup>2</sup> (siehe Abbildung 1).

1.585 m<sup>2</sup> Kollektorfläche wurden bereits auf dem Dach der Parkgarage montiert und in Betrieb genommen bzw. an die Wärmeversorgung angeschlossen (AVL I). 1.295 m<sup>2</sup> (AVL II) wurden auf der APZ-Halle errichtet und weitere 584 m<sup>2</sup> (AVL III) am Dach der Parkgarage. Im Zuge der Errichtung des ersten Projekts wurde im Freien, unmittelbar in der Nähe der Parkgarage, ein 70 m<sup>3</sup> Pufferspeicher aufgestellt. Aus dem Pufferspeicher wird das Mikronetz des AVL-Firmengeländes mit solarer Wärme versorgt. Über das Mikronetz wird ganzjährig Prozesswärme für die Entfeuchtung von Lüftungsanlagen für die Prüfzellenklimatisierung sowie für den Betrieb der 650 kW Absorptionskältemaschine bereitgestellt. Hierbei muss, unabhängig von den Außenkonditionen, welche beim jeweiligen Motorentest vorherrschen, die Konditionierung der Prüfzellen entsprechend der geforderten Parameter, wie Temperatur und auch relative Feuchte, erfüllt werden. Des

Weiteren wird über das Mikronetz die Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung einzelner Gebäude am Standort gewährleistet. Die Nachheizung für das Mikronetz erfolgt über zwei bestehende Gaskessel sowie mittels Anbindung an das Fernwärmenetz der Stadt Graz.

Finanzierung, Errichtung und Betrieb der Anlage erfolgt durch die Fa. SOLID über ein „Contracting-Modell“. Die solarthermisch generierte Wärme wird an die AVL GmbH verkauft.



Abbildung 55: Rendering der Kollektorfelder AVL I und AVL II. Im Vordergrund das 1.295 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld am Dach des APZ-Gebäudes (AVL II) bzw. im Hintergrund das 1.585 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld am Dach der Parkgarage (AVL I). (Bildquelle: SOLID Solar Energy Systems)

#### 7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zu den Anlagen „AVL I - Solare Prozessintegration“, „AVL II und AVL III – solare Kühlung“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 56 dargestellt.

Alle solarthermischen Anlagen speisen in Abhängigkeit des verfügbaren Temperaturniveaus in zwei unterschiedlichen Höhen in den Pufferspeicher ein. Aus dem Pufferspeicher erfolgt die Bereitstellung von solarer Wärme über das Mikronetz für die einzelnen Prozesse, die Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung sowie die Bereitstellung von Antriebswärme für die Absorptionskälteanlage des AVL-Firmengeländes. Die Nachheizung wird über zwei Gaskessel sowie mittels Anbindung an das Fernwärmenetz der Stadt Graz gewährleistet. In Abhängigkeit der Energiepreise werden die Gaskessel bzw. das Fernwärmenetz als Nachheizung genutzt.

Das Monitoringkonzept umfasst 11 Wärmemengenzähler, 31 Temperatursensoren (5 im Pufferspeicher) sowie zwei Globalstrahlungssensoren in der Kollektorebene und zwei Drucksensoren in den Solarprimärkreisen.

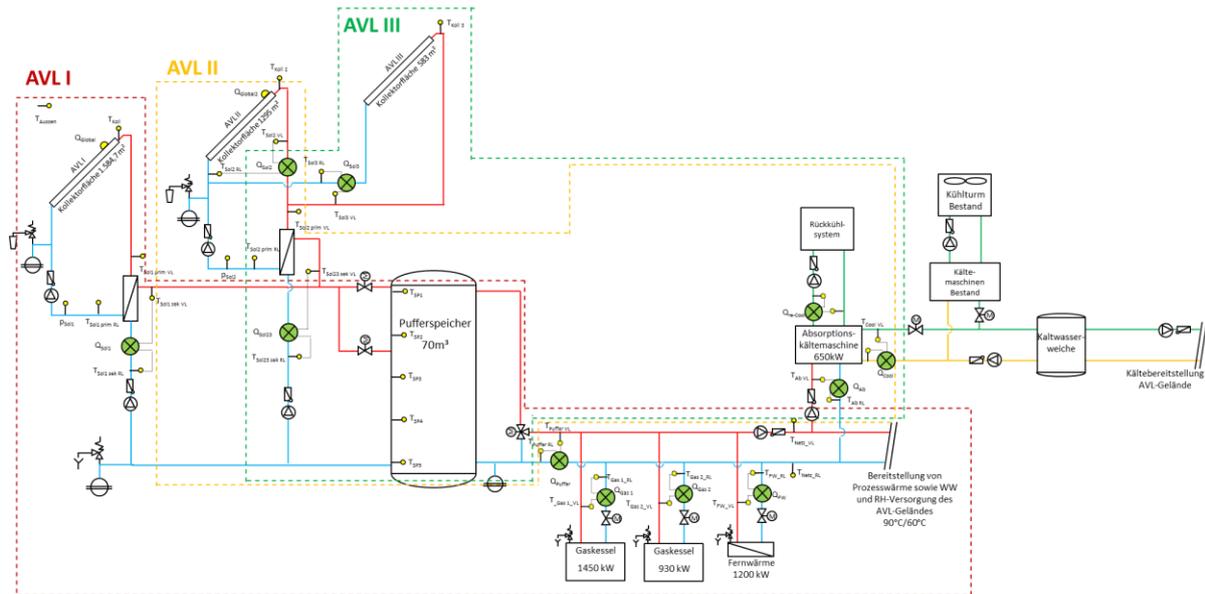


Abbildung 56: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „AVL“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- S<sub>Global</sub> Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
- S<sub>Global2</sub> Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene (APZ)
- p<sub>Sol1</sub> Drucksensor Primärkreis AVL I
- p<sub>Sol2</sub> Drucksensor Primärkreis AVL II
- T<sub>Koll</sub> Kollektortemperatur AVL I
- T<sub>Koll2</sub> Kollektortemperatur AVL II
- T<sub>Sol1 prim VL</sub> Vorlauftemperatur Solarprimärkreis 1
- T<sub>Sol1 prim RL</sub> Rücklauftemperatur Solarprimärkreis 1
- T<sub>Sol2 prim VL</sub> Vorlauftemperatur Solarprimärkreis 2
- T<sub>Sol2 prim RL</sub> Rücklauftemperatur Solarprimärkreis 2

**Solar-Sekundärkreis**

- T<sub>Sol1 sek VL</sub> Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis 1
- T<sub>Sol1 sek RL</sub> Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis 1
- Q<sub>Sol1</sub> Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis 1
- T<sub>Sol23 sek VL</sub> Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis 2
- T<sub>Sol23 sek RL</sub> Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis 2
- Q<sub>Sol23</sub> Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis 2

**Speicher**

- T<sub>Sp1</sub> Pufferspeichertemperatur 1
- T<sub>Sp2</sub> Pufferspeichertemperatur 2
- T<sub>Sp3</sub> Pufferspeichertemperatur 3
- T<sub>Sp4</sub> Pufferspeichertemperatur 4
- T<sub>Sp5</sub> Pufferspeichertemperatur 5
- T<sub>Puffer VL</sub> Vorlauftemperatur nach Puffer

$T_{\text{Puffer RL}}$	Rücklauftemperatur nach Puffer
$Q_{\text{Puffer}}$	Wärmemengenzähler nach Puffer

### Nachheizung

$T_{\text{Gas 1 VL}}$	Vorlauftemperatur Gaskessel 1
$T_{\text{Gas 1 RL}}$	Rücklauftemperatur Gaskessel 1
$T_{\text{Gas 1}}$	Wärmemengenzähler Gaskessel 1
$T_{\text{Gas 2 VL}}$	Vorlauftemperatur Gaskessel 2
$T_{\text{Gas 2 RL}}$	Rücklauftemperatur Gaskessel 2
$T_{\text{Gas 2}}$	Wärmemengenzähler Gaskessel 2
$T_{\text{FW 1 VL}}$	Vorlauftemperatur Fernwärme
$T_{\text{FW 1 RL}}$	Rücklauftemperatur Fernwärme
$T_{\text{FW 1}}$	Wärmemengenzähler Fernwärme

### Verbraucher

$T_{\text{Netz VL}}$	Vorlauftemperatur Mikronetz
$T_{\text{Netz RL}}$	Rücklauftemperatur Mikronetz
$T_{\text{Ab VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmeversorgung Absorptionskältemaschine
$T_{\text{Ab RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmeversorgung Absorptionskältemaschine
$Q_{\text{Ab}}$	Wärmemengenzähler Wärmeversorgung Absorptionskältemaschine
$T_{\text{Recool VL}}$	Vorlauftemperatur Rückkühler
$T_{\text{Recool RL}}$	Rücklauftemperatur Rückkühler
$Q_{\text{Recool}}$	Wärmemengenzähler Rückkühler
$T_{\text{Cool VL}}$	Vorlauftemperatur solare Kühlung
$T_{\text{Cool RL}}$	Rücklauftemperatur solare Kühlung
$Q_{\text{Cool}}$	Wärmemengenzähler solare Kühlung

### 7.4.3 Energiebilanz

Abbildung 57 zeigt die Input-Output-Bilanz der Gesamtanlage „AVL“. Der Wärmeeintrag findet über die drei Solaranlagen (gelb – AVL I, orange – AVL II, rot – AVL III) sowie den Gaskessel 1 (dunkeltürkis) und Gaskessel 2 (grau) statt. Gaskessel 2 war primär während des Herbsts bzw. Winters 2022/23 aktiv. Die Fernwärme wurde im Betrachtungszeitraum nie für die Nachheizung genutzt. Als Verbraucher steht einerseits das firmeninterne Netz zur Verfügung (violett), welches in weiterer Folge sämtliche Wärmeverbraucher versorgt und andererseits wird Antriebswärme für die solare Kältemaschine bereitgestellt (solare Kühlung, dunkelblau).

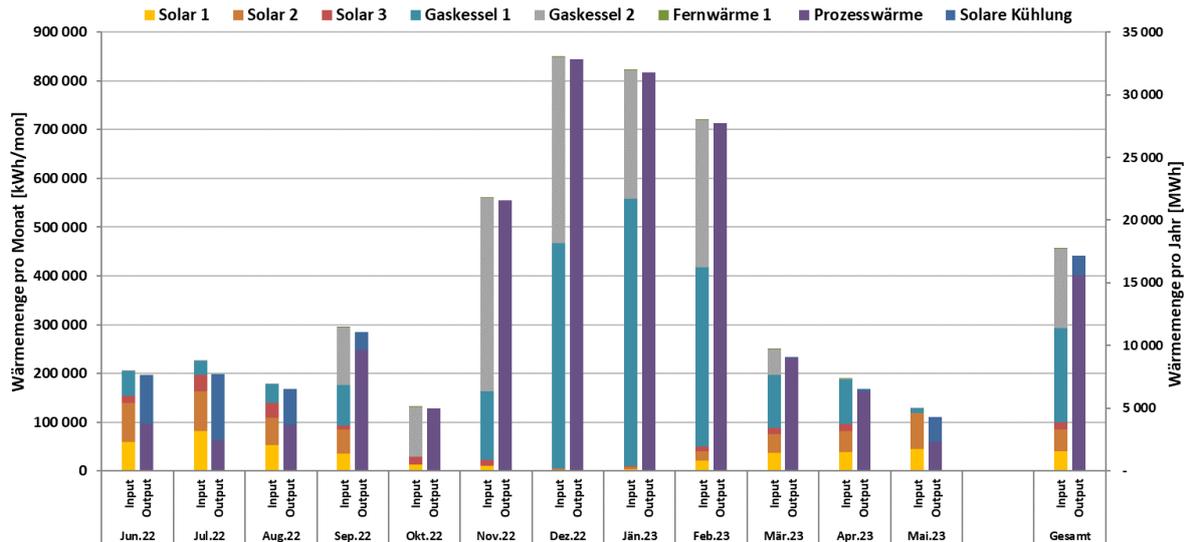


Abbildung 57: Energiebilanz der Anlage "AVL solare Prozesswärme und solare Kühlung"

Der thermische COP einer Absorptionskältemaschine ist über den Quotienten der Kälteleistung am Verdampfer zur Heizleistung am Austreiber definiert. Als Qualitäts-Benchmark wurden in der Ausschreibung zum Förderprogramm des Klima- und Energiefonds thermische COPs größer 0,6 definiert. In Abbildung 58 ist die Wärmebilanz um die Absorptionskältemaschine sowie der thermische COP angegeben. Die Vorgaben durch das Förderprogramm hinsichtlich thermischen COP wurden in allen Monaten erreicht. Einzige Ausnahme stellt der April 2023 dar. Hier kam es zu einer Unterschreitung der geforderten 0,6. Dies ist auf die sehr geringe Laufzeit der Kältemaschine zurückzuführen. Ansonsten zeigte die Kältemaschine ein solides Betriebsverhalten.

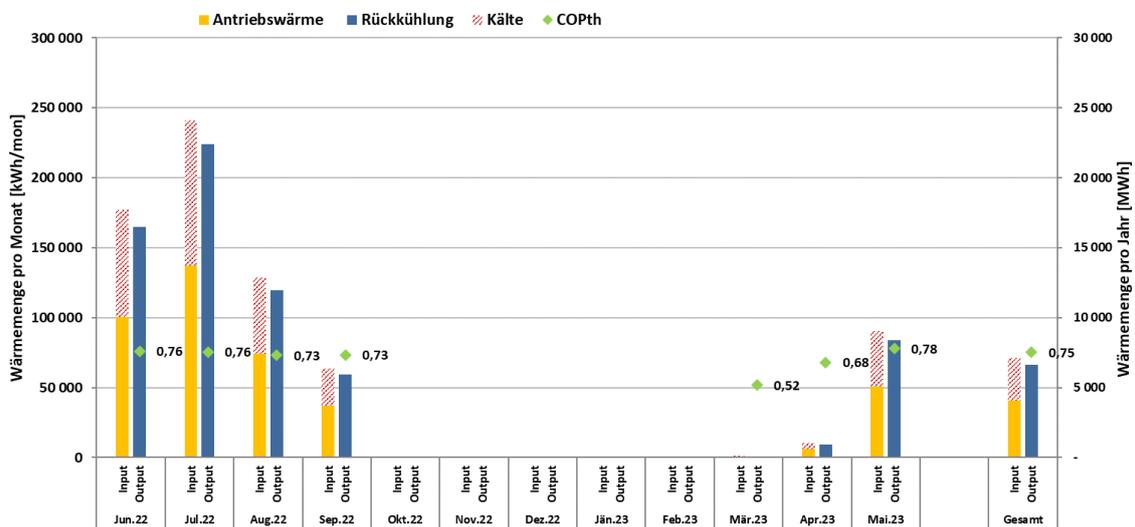


Abbildung 58: Bilanz um die Absorptionskältemaschine sowie thermischer COP

### 7.4.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 59 bis Abbildung 65) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im Monitoringzeitraum Juni 2022 bis Mai 2023. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch).

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird für AVL I ein Jahressolarertrag von 447 kWh/m<sup>2</sup>a, für AVL II ein Jahressolarertrag von 446 kWh/m<sup>2</sup>a und für AVL III ein Jahressolarertrag von 481 kWh/m<sup>2</sup>a prognostiziert.

Ein Vergleich der gemessenen mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen sowie der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 59 bis Abbildung 61 angeführt. Im Monitoringzeitraum lagen die gemessenen Erträge mit 274,4 kWh/m<sup>2</sup>a (AVL I), 320,6 kWh/m<sup>2</sup>a (AVL II) deutlich unter den Erwartungen. Bei der Anlage AVL III lag der Ertrag mit 395,3 kWh/m<sup>2</sup>a deutlich näher an der Prognose. Ein wesentlicher Grund für die geringeren Erträge ist jedenfalls in der Jahressumme der gemessenen Einstrahlungen zu suchen. In der Monitoringperiode lag die Einstrahlung bei 936 kWh/m<sup>2</sup>a während die Prognose bei 1.347 kWh/m<sup>2</sup>a lag. Als zweiter Grund ist der gegenüber der Prognose deutlich geringere Bedarf des Industriebetriebs zu nennen (vgl. Abbildung 65).

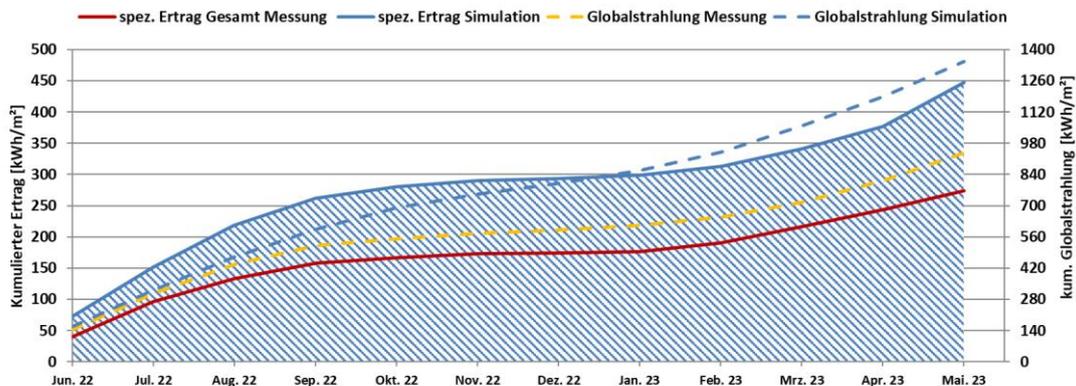


Abbildung 59: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „AVL I - Solare Prozessintegration“

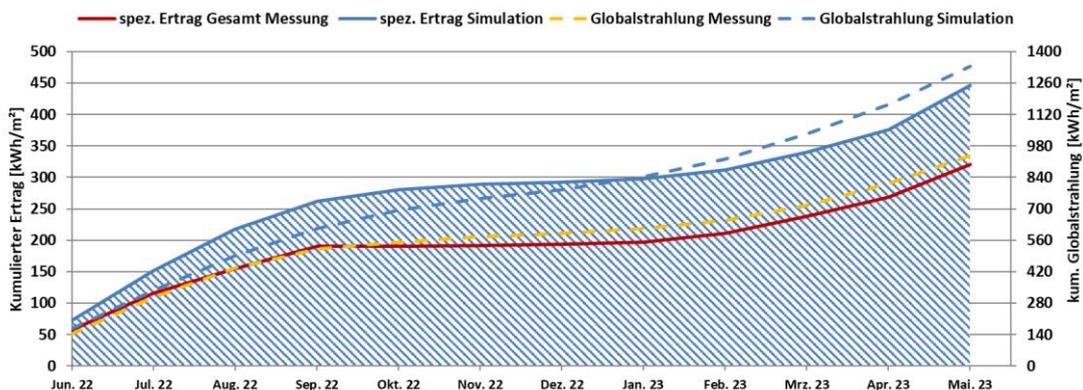


Abbildung 60: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „AVL II - Solare Kühlung“

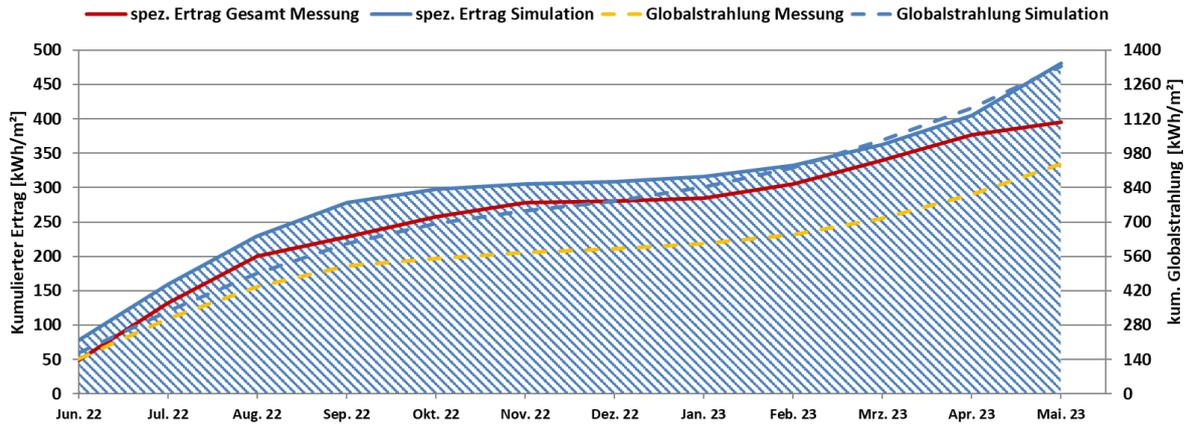


Abbildung 61: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „AVL III – Solare Kühlung“

In Abbildung 62 werden die Prognosewerte der Einstrahlung mit den Messwerten verglichen. Insbesondere ab September 2022 kam es zu wesentlichen Einstrahlungseinbußen im Vergleich zur Prognose.

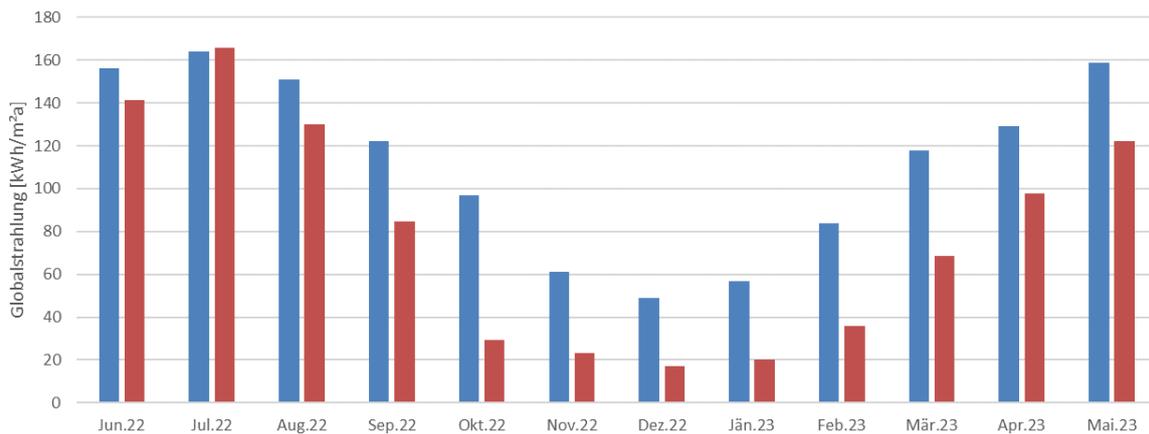


Abbildung 62: Vergleich der prognostizierten und gemessenen Absolutwerte der Einstrahlung in Kollektorebene

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 4 % für die Prozesswärmeversorgung und mit 9 % für die solare Kühlung angegeben. Abbildung 63 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und den gemessenen solaren Deckungsgrad (rot) von 22 % für die Prozesswärmeversorgung. In praktisch allen Monaten konnte die Prognose deutlich überschritten werden, was in direkter Analogie mit dem Verbrauch verständlich ist.

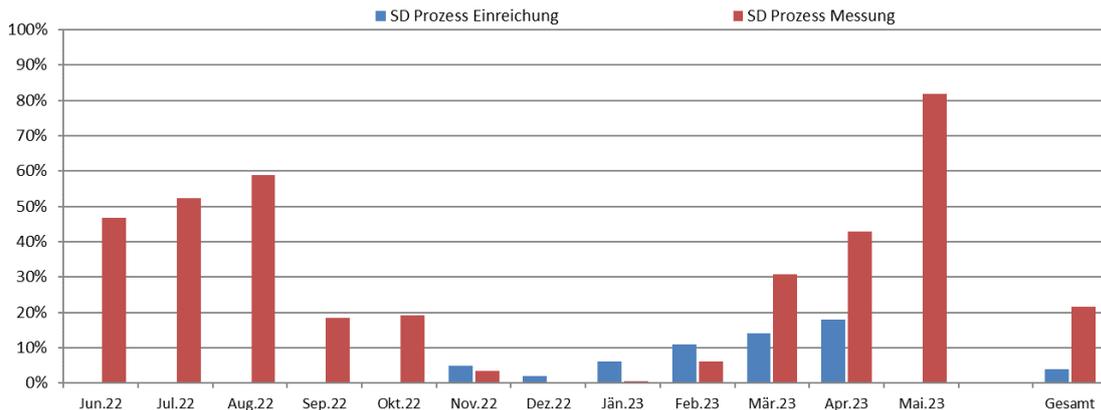


Abbildung 63: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Prozesswärmeversorgung

Für die solare Kühlung konnte solarer Deckungsgrad (Anteil der solar produzierten Kälte an der Gesamtkälte) von 6 % erreicht werden (Abbildung 64). Angesichts der deutlich geringeren solaren Einstrahlung gegenüber der Prognose ist das als sehr gutes Ergebnis zu bewerten.

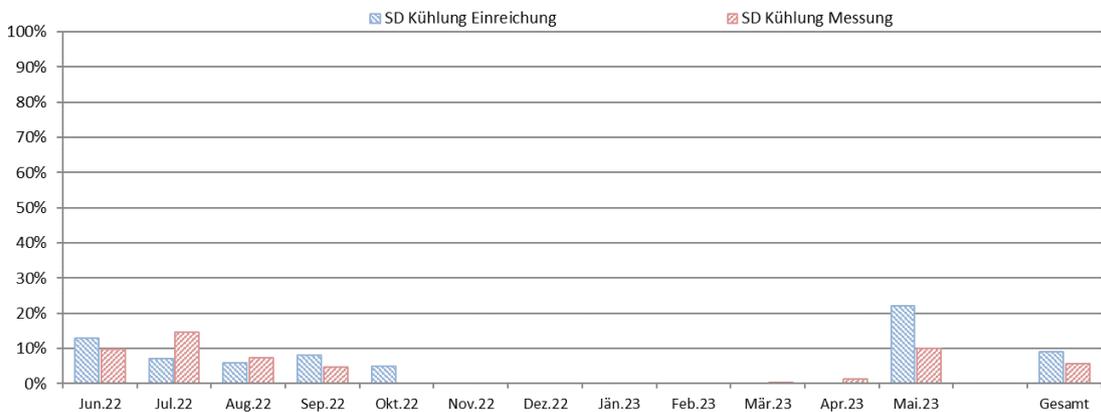


Abbildung 64: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die solare Kühlung

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärme- und Kälteabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 65 zu entnehmen. Der tatsächliche Verbrauch von Prozesswärme lag deutlich unter der Prognose. Der Beitrag der solaren Kältebereitung lag hingegen deutlich über den Prognosewerten. Hier ist zu erwähnen, dass in der Verbrauchsgrafik, die durch die solare Kältemaschine produzierte Kälte mit den Prognosewerten verglichen wird. In der Grafik zum solaren Deckungsgrad hingegen die solare Kälte mit dem Gesamtbedarf für Kälte verglichen wird.

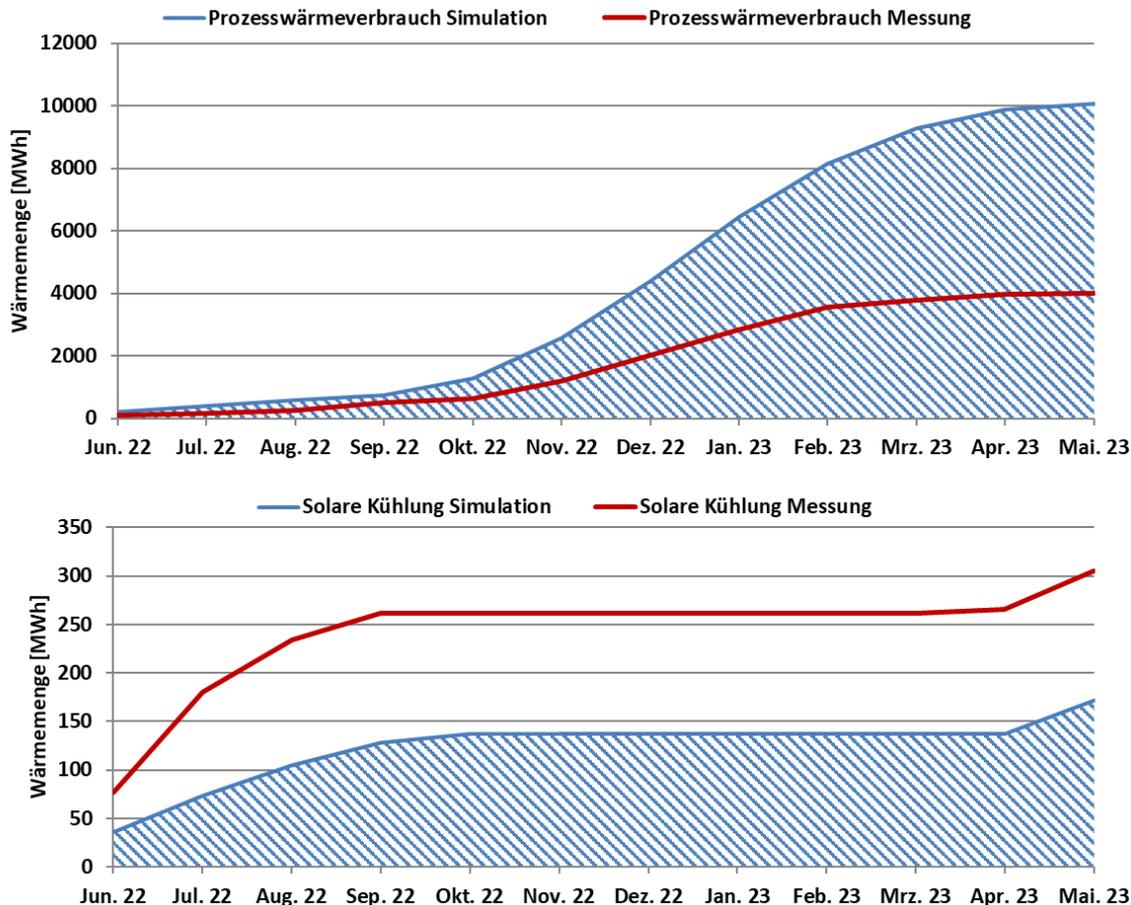


Abbildung 65: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für Prozesswärme und solare Kühlung

#### 7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

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.

##### AVL I – Monitoringperiode: Juli 2017 – Juni 2018

Im oberen Teil der Abbildung 66 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für Solarkreis, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz (Vd\_Puffer\_out) an zwei Tagen im August 2017 dargestellt. Wie der unteren Grafik zu entnehmen ist, war am ersten dargestellten schönen Augusttag neben der Solaranlage nur einer der beiden Gaskessel in Betrieb. Der Bedarf durch das Wärmenetz konnte weitgehend vollständig von der Solaranlage sowie von den Reserven in den Pufferspeichern abgedeckt werden. Auffallend ist der Betrieb der Solaranlage in den frühen Morgenstunden der beiden betrachteten Tage. Hier findet solare Rückkühlung des Puffers an die Umgebung statt, um Stagnation tagsüber vorzubeugen. Wie der Grafik zu entnehmen ist, wird in etwa der halbe Pufferspeicher sehr effektiv rückgekühlt ( $T_{\text{Puffer}_3}$  bis  $T_{\text{Puffer}_5}$  sinken rapide ab). Am 17.8.2017 kommt es durch die solare Rückkühlung zu einem Anfahren von Gaskessel 1. Dieser Betriebszustand ist denkbar ungünstig und sollte vermieden werden. Ansonsten kann die Solaranlage die durch das Netz angeforderten rund 65 °C sehr stabil decken. Während der Betrachtungsperiode von einem Jahr stagnierte die Solaranlage kein einziges Mal. Im Vergleich zu den produzierten Wärmemengen bzw. den

Wärmeverbräuchen sind die rückgekühlten Wärmemengen so klein, dass sie in der Gesamtbilanz nicht (sinnvoll) darstellbar sind.

Vorausschau: Seit Inbetriebnahme der thermischen Kältemaschine (AVL II und III) trat dieser Zustand (solare Rückkühlung) nie wieder auf.

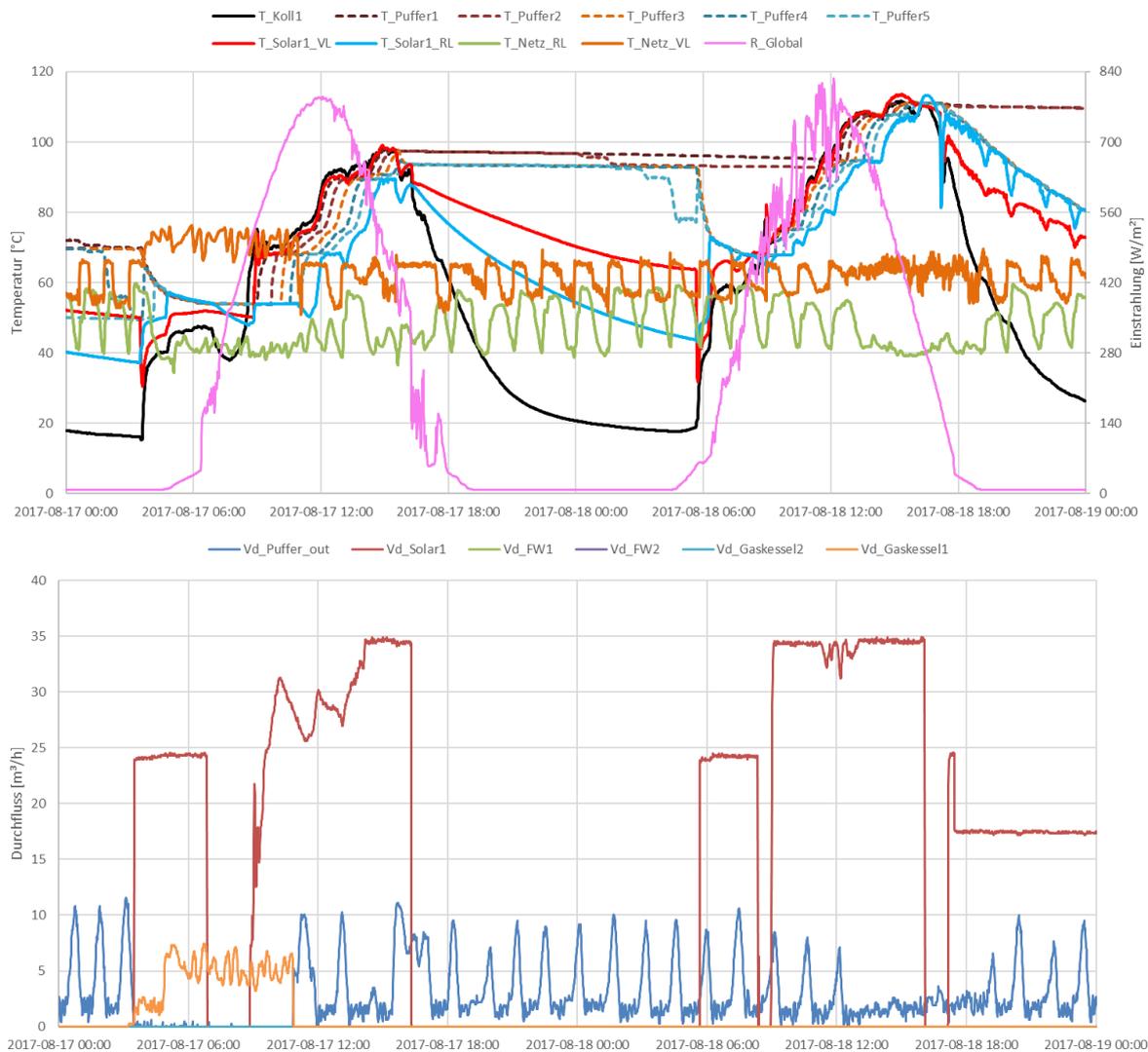


Abbildung 66: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen des Solarkreises, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Sommer (17.-18.8.2017)

Im oberen Teil der Abbildung 67 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für Solarkreis, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz (Vd\_Puffer\_out) an zwei Tagen im Februar 2018 dargestellt. In der kälteren Jahreszeit liegt die Netztemperatur mit rund 76 °C spürbar höher im Sommer. Durch die deutliche schlechtere Einstrahlung hat die Solaranlage Schwierigkeiten diese Temperaturen zu erreichen. An den zwei betrachteten, repräsentativen Tagen konnte die Solaranlage nur am zweiten Tag Temperaturen in ausreichender Höhe bereitstellen. Während dem Rest der Zeit läuft Gaskessel 1 durchgehend und wird für einen kurzen Zeitraum zusätzlich von Gaskessel 2 unterstützt. Positiv anzumerken ist, dass die Solaranlage im Vergleich zum August mit deutlich geringerem Durchfluss betrieben wird und somit bereits alles getan wurde, um die vom Netz geforderten Temperaturen zu erreichen.

Gesamtsystemisch betrachtet, könnte eine solare Vorwärmung des Rücklaufs der Gaskessel angedacht werden, um den Solarertrag zu verbessern. Nach Rücksprache mit dem Industriebetrieb stellte sich heraus, dass dies schon mehrfach diskutiert, aber bisher nicht umgesetzt wurde, da dann der Brennwerteffekt der Gaskessel nicht mehr nutzbar wäre und sich dadurch für den Industriebetrieb Nachteile bei den Energiekosten ergeben würden.

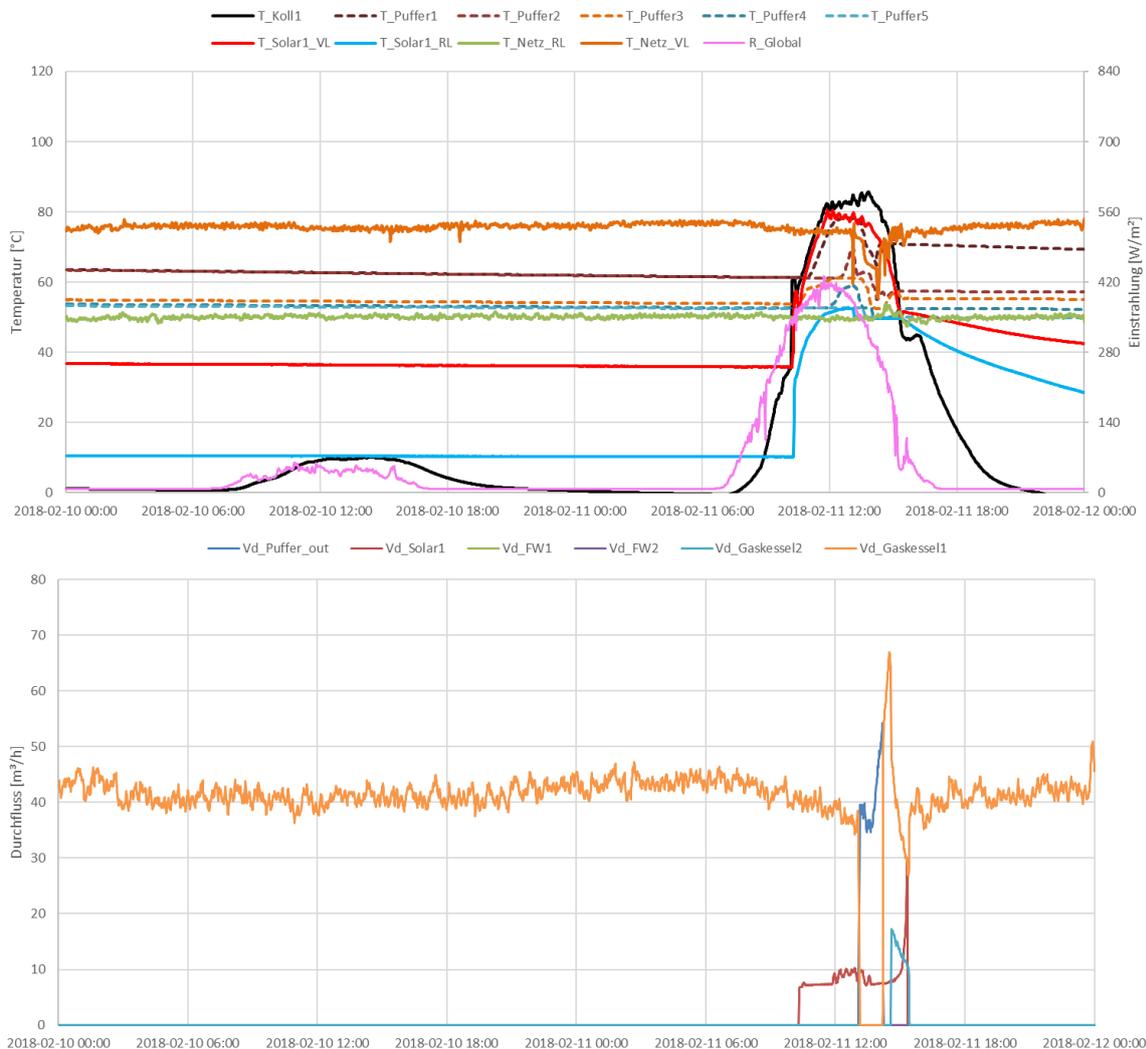


Abbildung 67: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen des Solarkreises, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Februar (10.-11.2.2018)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 68 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In der Betrachtungsperiode lieferte Gaskessel 1 mit Abstand am meisten Energie in das Firmennetz. Der Beitrag der Solaranlage ist über den Temperaturbereich zwischen 50 und 110 °C verteilt, im gewichteten Mittel bringt sie Temperatur bei 79 °C. Der Solarspeicher bringt entsprechend der Netztemperatur in der wärmeren Jahreshälfte im gewichteten Mittel Energie bei 66,8 °C ins System.

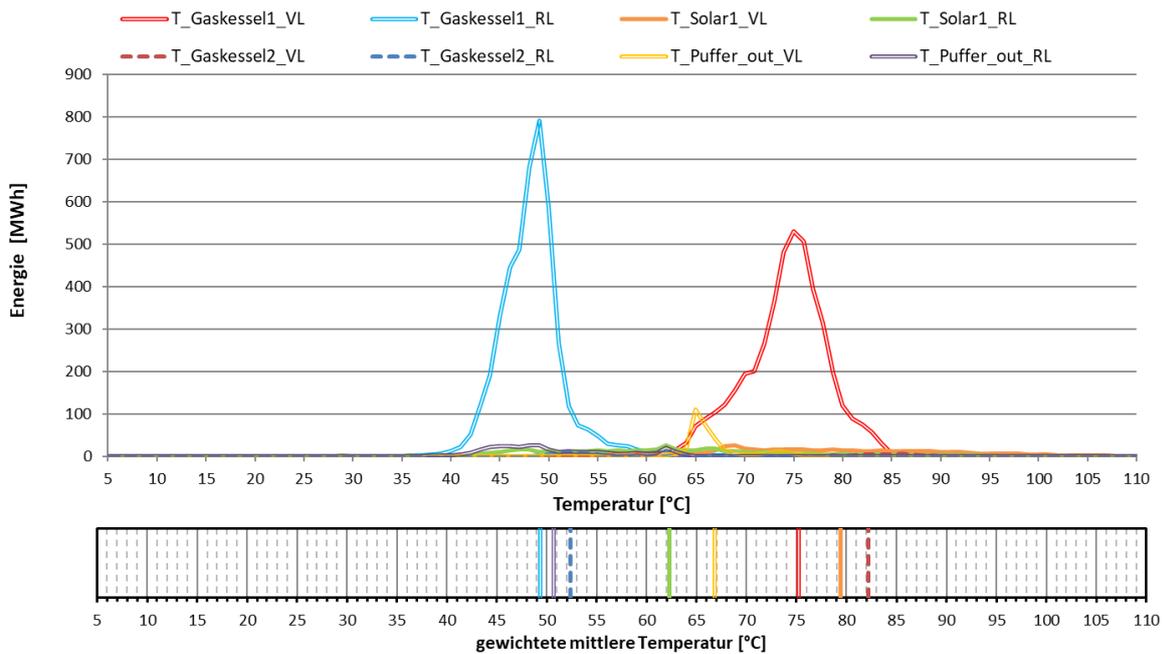


Abbildung 68: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage, Gaskessel 1 und 2 sowie solare Einspeisung ins Firmennetz während der Monitoringperiode

Betrachtet man hingegen nur die Sommermonate von Juli bis Anfang September 2017, ist der hohe Beitrag der Solaranlage zum Bedarf des Industriebetriebs evident.

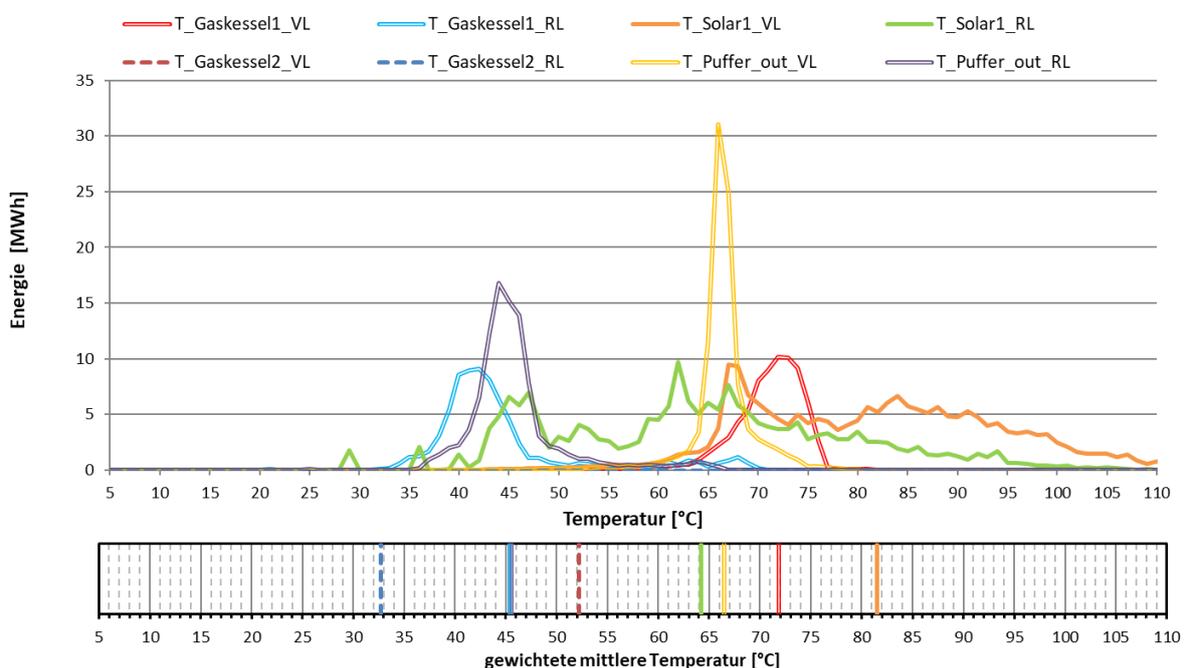


Abbildung 69: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage, Gaskessel 1 und 2 sowie solare Einspeisung ins Firmennetz von Juli bis Anfang September 2017

Gesamtanlage AVL – Monitoringperiode: Juni 2022 – Mai 2023

Im oberen Teil der Abbildung 70 sind die Temperaturverläufe in den Solarkreisen, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für die Solarkreise, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz (Vd\_Puffer\_out) an zwei Tagen im Juli 2022 dargestellt. Am 24.7. lag recht wechselhafte Einstrahlung

vor, der 25.7. hingegen war ein wolkenlos schöner Tag. An beiden Tagen sowie in der Nacht dazwischen konnte der Wärmebedarf des Systems inklusive der Antriebswärme für die Absorptionskältemaschine (vgl. Abbildung 71) vollständig durch Solaranlagen und Pufferspeicher gedeckt werden. Der Temperaturverlauf der Solaranlagen ist weitgehend vergleichbar, wobei aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung eine leichte tageszeitabhängige Verschiebung der Temperaturpeaks erkennbar ist. Kollektorfeld 1 (Solar1) ist südlich ausgerichtet und hat daher gegenüber den südöstlich ausgerichteten Kollektorfeldern 2 und 3 (Solar23) einen etwas späteren Temperaturpeak. Die Teilfelder liefern weitgehend ähnliche Temperaturen. Auffallend ist in der unteren Grafik von Abbildung 70, dass scheinbar Kollektorfeld 1 auch in der Nacht in Betrieb ist. Anhand des Temperaturverlaufs von Vorlauf und Rücklauf ( $T_{Solar1\_VL/RL}$ ; rot und blau punktiert) ist jedoch erkennbar, dass hier keine solare Rückkühlung stattfindet, da in diesem Fall die Vorlauftemperatur unterhalb der Rücklauftemperatur liegen müsste. Die vollkommen horizontale, schwankungsfreie Linie des Durchflusses ( $Vd_{Solar1}$ ; dunkelrot) deutet auf fehlerhafte Messdaten hin. Es sind an 2 Stellen Durchflusspeaks von Gaskessel1 erkennbar ( $Vd_{Gaskessel1}$ ; orange). Da jedoch beim Verlauf der Netzvorlauftemperatur ( $T_{Netz\_VL}$ ; orange fett) zum gleichen Zeitpunkt kein Temperatursprung feststellbar ist, handelt es sich vermutlich um kleine Fehlströmungen. Der Betrieb an diesen repräsentativen Tagen ist unauffällig und bedarf keiner Optimierung.



Abbildung 70: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen der Solarkreise, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Juli (24.-25.7.2022)

Abbildung 71 zeigt die Temperatur- und Durchflussverläufe rund um die Absorptionskältemaschine an den beiden gleichen Tagen. Die Vor- und Rücklauftemperaturen von Netz und thermischer Antriebsenergie der Kältemaschine ( $T_{Ab\_VL/RL}$ ) sind während der Betriebszeit der Kältemaschine praktisch deckungsgleich. Es ist also tagsüber von einem sehr geringen sonstigem Wärmebedarf im Netz auszugehen. Die Absorptionskältemaschine erzeugt relative konstante Nutzkälte auf einem Temperaturniveau von rund  $5^{\circ}\text{C}$  ( $T_{cool\_VL}$ ; rot punktiert). Über das Rückkühlsystem werden rund  $30^{\circ}\text{C}$  an die Umgebung abgegeben. Hierbei fällt auf, dass  $T_{recool\_VL}$  immer kleiner als  $T_{recool\_RL}$  ist. Das ist auf eine fehlerhafte Bezeichnung in den Messdaten zurückzuführen. Der Betrieb der thermischen Kältemaschine ist als sehr stabil einzuordnen. Es besteht kein Optimierungsbedarf.



Abbildung 71: oben: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen um die Absorptionskältemaschine des Verlaufs der Netztemperaturen; unten: Durchflüsse rund um die Absorptionskältemaschine an zwei Tagen im Juli (24.-25.7.2022)

Im oberen Teil der Abbildung 72 sind die Temperaturverläufe in den Solarkreisen, im Solar-Pufferspeicher (alle Puffertemperaturen strichliert dargestellt) sowie die Globalstrahlung und unten die Durchflüsse für die Solarkreise, die beiden Kessel, die beiden Fernwärmeanschlüsse und die solare Einspeisung ins Firmennetz ( $Vd\_Puffer\_out$ ) an zwei Tagen im Dezember 2022 dargestellt. An beiden Tagen konnte die Solaranlage nur jeweils einmal kurz die Netztemperatur überschreiten (vgl.  $T_{Koll2\_1}$  – schwarz mit  $T_{Netz\_VL}$  – orange). In beiden Fällen ging zumindest ein Kollektorfeld für einen kurzen Zeitraum in Betrieb. Die geringe Einstrahlung konnte jedoch nicht dauerhaft die Netztemperatur erzeugen, wodurch der Solarbetrieb schnell wieder beendet wurde. Der

Wärmebedarf wird ausschließlich vom Gaskessel 1 gedeckt, aus dem Solarpufferspeicher kann aufgrund des zu niedrigen Temperaturniveaus keine Energie geliefert werden. Die verfügbare (gespeicherte) Solarwärme könnte jedoch zur Rücklaufanhebung des Gaskessels genutzt werden und so für reduzierte Gasverbräuche sorgen. Wie oben bereits beschrieben ist dies jedoch nicht sinnvoll, da ansonsten der Brennwerteffekt der Gaskessel nicht mehr nutzbar wäre.

Wie auch der Jahressystembilanz (Abbildung 58) zu entnehmen ist, war die Absorptionskältemaschine im Winter nie in Betrieb.

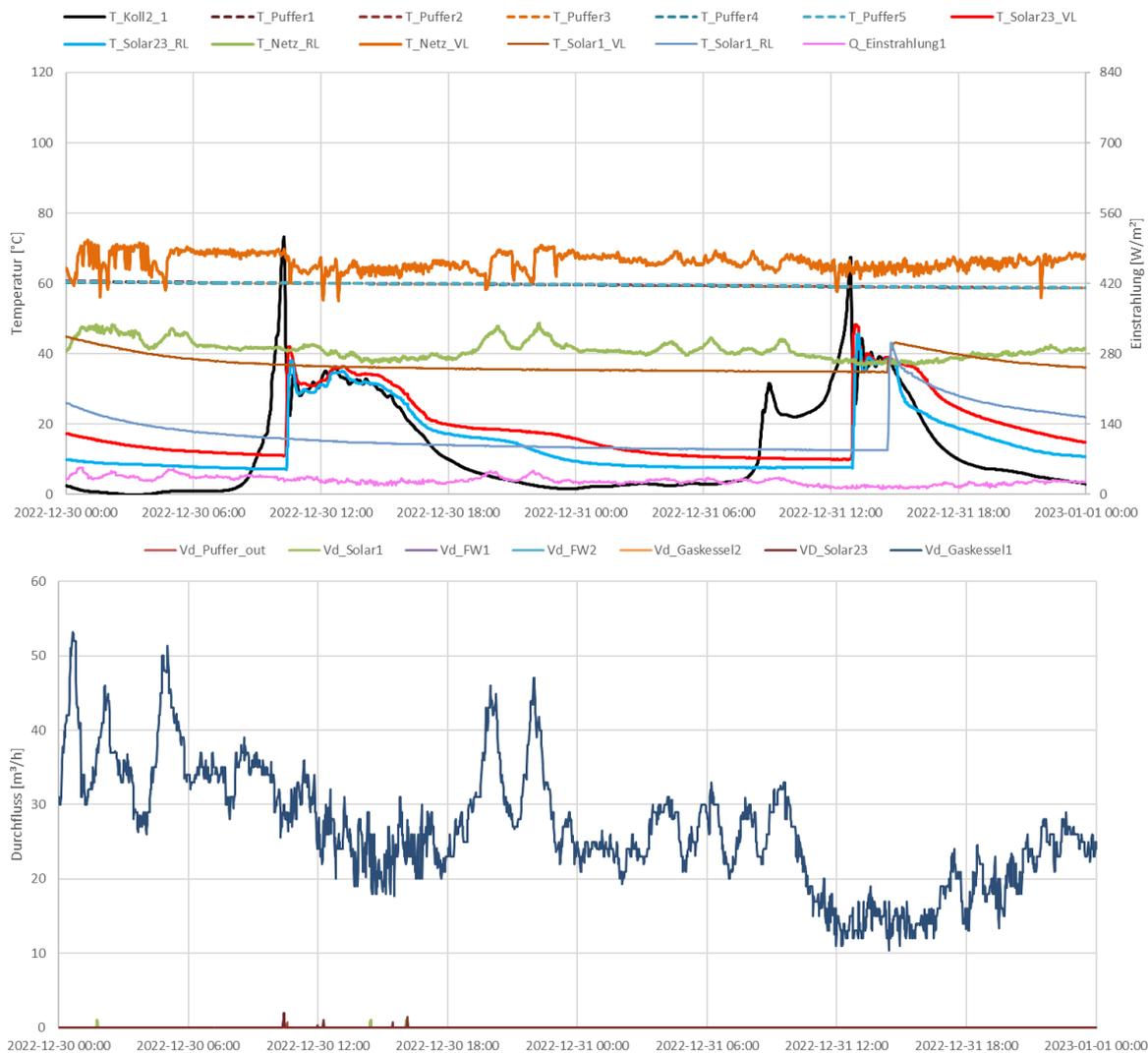


Abbildung 72: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen der Solarkreise, im Pufferspeicher und des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; unten: Durchflüsse sämtlicher Erzeuger sowie dem Netz an zwei Tagen im Dezember (30.-31.12.2022)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 73 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In der Betrachtungsperiode der Gesamtanlage (Juni 2022 bis Mai 2023) lieferten Gaskessel 1 und 2 mit Abstand die meiste Energie in das Firmennetz. Der Beitrag aus dem Solarspeicher ist über den Temperaturbereich zwischen 50 und 95 °C verteilt, im gewichteten Mittel liegt die Temperatur bei 74 °C. Im Vergleich zur ersten Anlagenbetrachtungsperiode (Abbildung 68) ist einerseits eine generelle Zunahme des solaren Energiebeitrags und andererseits ein zweiter deutlicher Energiepeak bei einem Temperaturniveau von rund 90 °C feststellbar. Dies ist jedenfalls der Einbindung der thermischen Kältemaschine geschuldet, welche im Sommer auf diesem Temperaturniveau betrieben wird.

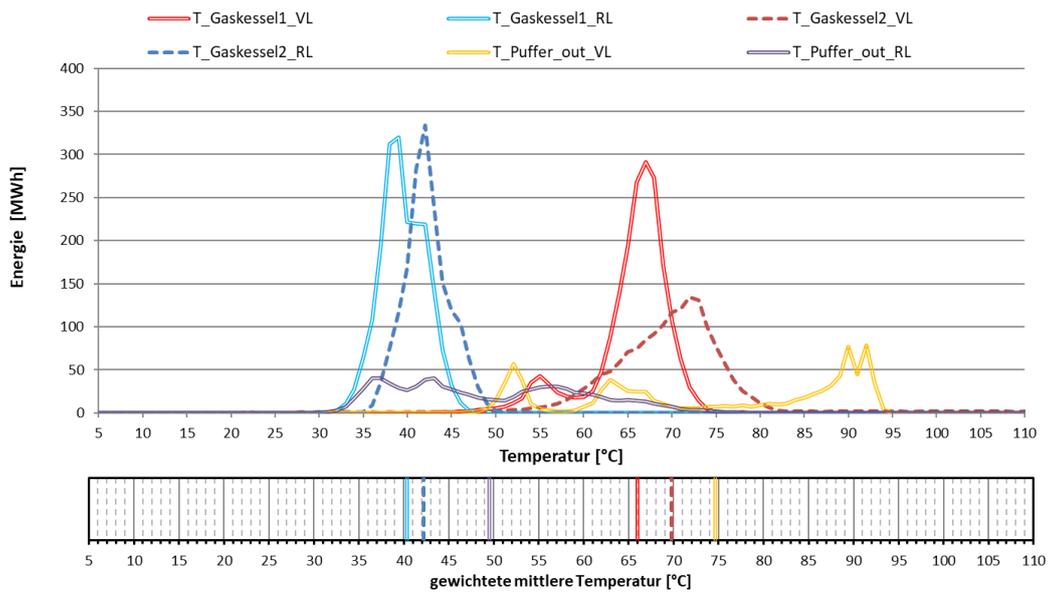


Abbildung 73: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Gaskessel 1 und 2 sowie solare Einspeisung (Puffer\_out) ins Firmennetz während der Monitoringperiode Juni 2022 bis Mai 2023

In Abbildung 74 ist der Vergleich der beiden Kollektorkreise dargestellt. Eine Aufteilung der beiden Kollektorfelder 2 und 3 ist leider nicht möglich, weil es insbesondere beim Wärmezähler von Feld 3 zu anhaltenden Datenausfällen kam. Zwar lässt sich der (monatliche) Ertrag der beiden Felder darstellen, doch für eine detailliertere, aggregierte Auswertung fehlen zu viele Daten. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass die Anlagenteile AVL II und AVL III gemeinsam absolut gesehen mehr Energie liefern als AVL I. Dies ist aufgrund der Größenverhältnisse (AVL I: 1.585 m<sup>2</sup>; AVL II + III: 1.879 m<sup>2</sup>) nicht weiter verwunderlich. Die gewichteten mittleren Temperaturniveaus der beiden Anlagenteile sind weitgehend vergleichbar. Ein Vergleich mit Puffer\_out in Abbildung 73 zeigt, dass die produzierte Solarenergie auf praktisch gleichem Temperaturniveau den Solarspeicher auch wieder in Richtung Firmennetzwerk verlässt.

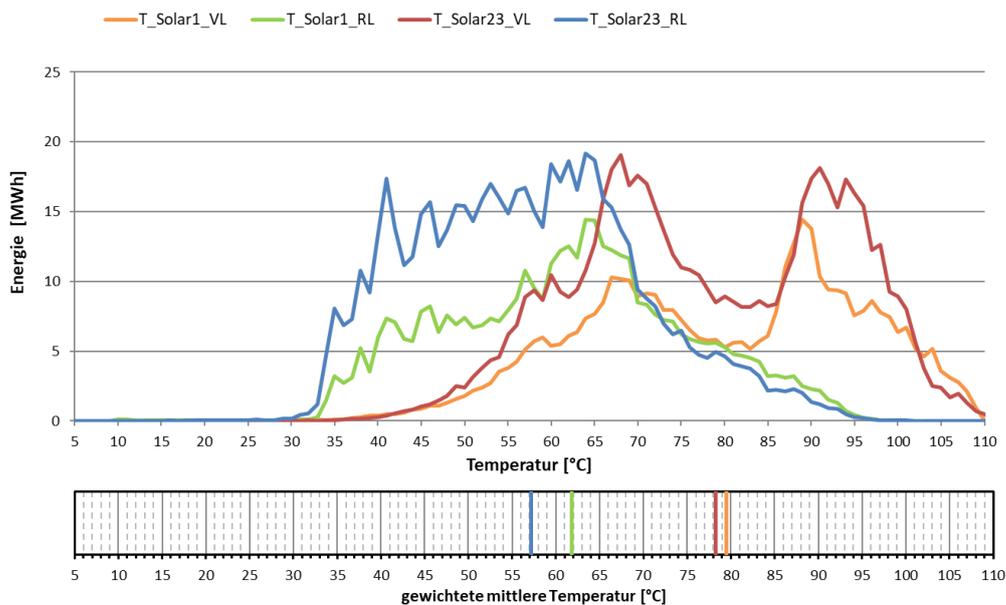


Abbildung 74: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Solaranlagen während der Monitoringperiode Juni 2022 bis Mai 2023

Abbildung 75 zeigt die Wärmemengen zum Temperaturniveau rund um die Absorptionskältemaschine.  $T_{Ad\_VL/RL}$  ist die Antriebswärme der Kältemaschine, welche im gewichteten Mittelwert auf einem gewichteten mittleren Temperaturniveau von 85 °C von der Solaranlage zur Verfügung gestellt wird. Durch den thermischen Wärmepumpenprozess wird Nutzkälte auf einem gewichteten mittleren Temperaturniveau von 5 °C bereitgestellt ( $T_{cool\_VL/RL}$ ). Im Temperaturbereich von rund 22 °C wird die Abwärme an die Umgebung abgegeben ( $T_{recool\_VL/RL}$ ). Wie bereits oben erwähnt sind hier die Bezeichnungen von Vor- und Rücklauf vertauscht.

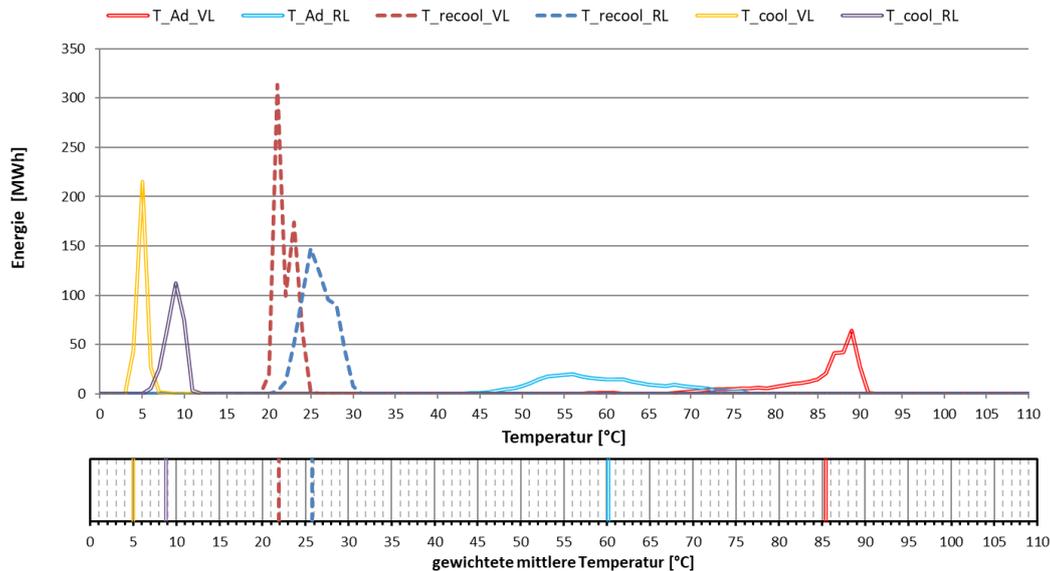


Abbildung 75: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Absorptionskältemaschine während der Monitoringperiode Juni 2022 bis Mai 2023

#### 7.4.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlagen „AVL I - Solare Prozessintegration“, „AVL II + AVL III – Solare Kühlung“ kann als hochgradig stabil beschrieben werden. Im Betrachtungszeitraum war der tatsächliche Verbrauch für Prozesswärme deutlich geringer als in der Prognose angenommen (-60%). Der Bereitstellung von solarer Kälte hingegen lag 77,5% über der Prognose. Der solare Ertrag lag bei allen 3 Anlagenteilen hinter den Erwartungen zurück, was wesentlich durch den geringeren Bedarf an Prozesswärme und durch die deutlich geringere Einstrahlung (ca. -30%) erklärbar ist. Dank des geringeren Verbrauchs an Prozesswärme konnte mit einer solaren Deckung von 22% die Prognose von 4% wesentlich überschritten werden. In den Monaten Mai bis August lag der solare Deckungsgrad für Prozesswärme bei 47% bis 82%.

Auf der Kälteseite wurde der gesamte erwartete solare Deckungsgrad von 9% mit gemessenen 6% nur geringfügig unterschritten. In den Monaten Juni bis August hingegen wurde der erwartete Deckungsgrad sehr gut erreicht und teilweise sogar überschritten (Juli 2022: 7% erwartet, 15% gemessen).

Es konnten zwei Optimierungspotentiale festgestellt werden. In den einstrahlungsreichen Monaten wird der Pufferspeicher in den frühen Morgenstunden rückgekühlt, um Stagnation am folgenden Tag zu vermeiden. Dies funktionierte sehr gut, es gab niemals Stagnation. Allerdings lief in Zeiten solarer Rückkühlung vereinzelt der Gaskessel und deckte den Bedarf des Netzes. Dieser Betriebsmodus sollte vermieden werden.

Um den solaren Beitrag zum Gesamtenergiebedarf zu verbessern, könnte eine solare Vorwärmung des Rücklaufs zu den Gaskesseln angedacht werden. Nach Rücksprache mit dem Industriebetrieb wird diese Optimierung jedoch nicht umgesetzt, da dies den Betrieb der Gasbrennwärtekessel negativ beeinflussen würde.

## 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., 2016:

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, Roman Stelzer, Bernd Windholz: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., 2019b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Fink et al., 2022:

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., 2023a:

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., 2023b:

Christian Fink, Walter Becke, Veronika Hierzer, Lorenz Leppin, Reinhard Pertschy, Franz Helminger, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2016“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2023