

Endbericht zum Projekt

**WISSENSCHAFTLICHE
BEGLEITFORSCHUNG ZUM
FÖRDERPROGRAMM
„SOLARTHERMIE – SOLARE
GROßANLAGEN 2018“**

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Walter Becke
Lorenz Leppin
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 B962483)

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
www.aee-intec.at



Projektpartner:

FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH

Forschungsgruppe ASiC

Ringstraße 43a, A-4600 Wels
www.asic.at



Inhalt

1	KURZFASSUNG	4
2	EINLEITUNG	6
3	ÜBERBLICK ÜBER DIE BEGLEITFORSCHUNGSPROJEKTE	8
4	BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN IM BERICHTSZEITRAUM.....	9
5	VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN	11
6	KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH	14
7	BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....	17
7.1	NW St. Ruprecht, Stmk.....	17
7.2	Logistikzentrum IKEA, W	27
7.3	Footballzentrum Tivoli, T.....	52
7.4	Steinwendner GmbH, OÖ.....	67
7.5	Rotkreuz Korneuburg, NÖ	80
7.6	BG Graspöckner, OÖ	95
7.7	Helios II, Stmk.	109
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	125

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 dreizehn 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 2018 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.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit den Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- 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
- 23 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen, 8 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 dreizehn 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 m² Bruttokollektorfläche (außer Themenfeld 5: ab 50 m² bis 250 m² Bruttokollektorfläche):

1. Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
2. Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung
3. Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden (>20%)
4. Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe
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 23 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen und 8 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 2018 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 2017 (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; Fink et al., 2024) 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 neun zur Begleitforschung vorgeschlagenen Projekten sieben solarthermische Anlagen definitiv umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Abbildung 1).

Hohe solare Deckungsgrade		m²	Solaranlagen und Wärmepumpen		m²
Rotkreuz Korneuburg, NÖ	102		IKEA Logistikzentrum, W	1342	
Gasokol GmbH	216		BG Graspointner GmbH, OÖ	350	
			Footballzentrum Innsbruck, T	164	
Prozesswärme		m²	Einspeisung in Wärmenetz		m²
Steinwendner GmbH, OÖ	196		NW St. Ruprecht, Stmk.	1500	
			Helios II, Stmk.	2178	
			Netzeinspeisung Wulzendorfstrasse, W	914	
Anlage wird realisiert					
Anlagenrealisierung ungewiss					
Anlage wird nicht umgesetzt					

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den vier Einreichkategorien (Förderprogramm 2018)

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 Abbildung 2 zu entnehmen ist, konnte bei allen realisierten Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen werden.

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
BG Graspointner, OÖ			Mai. 22	Apr. 23
Footballzentrum Innsbruck, T			Apr. 21	Mrz. 22
Helios II, Stmk			Mai. 22	Apr. 23
IKEA Logistikzentrum, W			Apr. 21	Mrz. 22
NW St. Ruprecht, Stmk			Jul. 20	Jun. 21
Rotkreuz Korneuburg, NÖ			Sep. 22	Aug. 23
Steinwendner GmbH, OÖ			Mai. 23	Apr. 24

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den Messprojekten (Förderprogramm 2018)

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 7 Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm die Festlegung des Monitoringkonzeptes in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2018) 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 15 Optimierungsmaßnahmen detektiert, eine davon während der Monitoringperiode umgesetzt werden.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des bisherigen Projektzeitraums (Dezember 2018 bis Juni 2024) 31 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
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 ³ 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 sieben solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die aus der Einreichphase jährlichen spezifischen Solarerträge (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 sieben betrachteten Anlagen. Der sehr hohe prognostizierte Ertrag für die Anlage „IKEA Logistikzentrum“ ist auf die Nutzung von unabgedeckten Absorbermatten zurückzuführen, welche auch als Luft-Sole-Wärmetauscher dienen. Es wurde zwar ein Gutteil der Quellenergie für die Wärmepumpen am Standort durch die Solaranlage bereitgestellt, jedoch lag der Gesamtbedarf der Anlage massiv unter der Prognose (vgl. Abbildung 5), wodurch auch ein deutlich geringerer Solarertrag im Betrachtungszeitraum gemessen wurde. Bei den Anlagen „BG Graspöintner“ und „Footballzentrum Innsbruck“ führten Ausfälle der Solaranlage zu geringeren Solarerträgen, bei der Anlage „Steinwendner GmbH“ ist der Grund in einer geringeren Auslastung gegenüber der Prognose zu suchen.

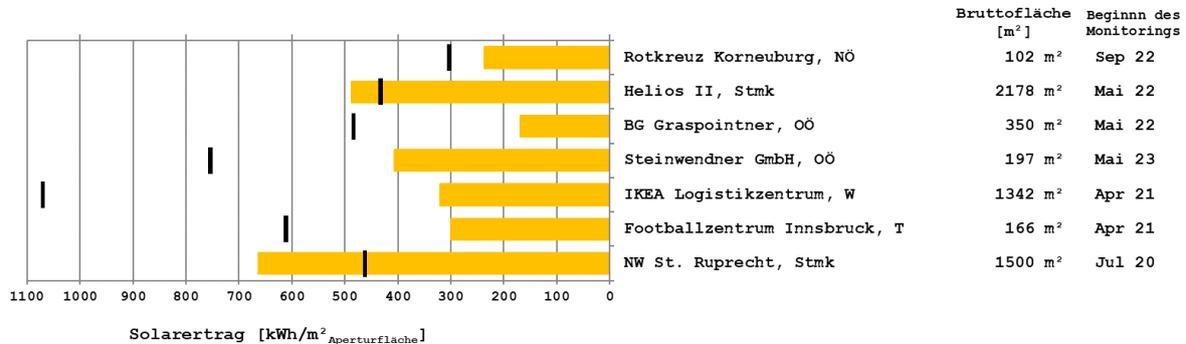


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche)

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

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

Gleichung 1

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

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

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:

$$SD_{\text{direkt}} = \frac{Q_{\text{Solar-direkt}}}{Q_{\text{konv We}} + Q_{\text{Solar-direkt}}} \quad \text{Gleichung 2}$$

$Q_{\text{Solar-direkt}}$ 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. Bei der Anlage „Steinwendner GmbH“ gibt es keine Nachheizung. Daher beträgt der solare Deckungsgrad jedenfalls 100 % - unabhängig von der Performance der Anlage. Daher wurde hier von einer Darstellung abgesehen. Bei der Anlage „IKEA-Logistikzentrum“ wird die solare Energie ausschließlich quellseitig der Wärmepumpe ins System eingebracht. Daher ist hier die Definition eines (klassischen) Deckungsgrades sinnlos. Die Anlage „Helios II“ speist direkt ins Grazer Fernwärmenetz ein. Die Angabe eines solaren Deckungsgrades in Bezug auf das Fernwärmenetz ist nicht sinnvoll. Dargestellt ist jedoch der lokale solare Deckungsgrad. Dieser wurde in der Simulation nicht bestimmt, daher gibt es keinen schwarzen Vergleichsbalken. Die Anlage „NW St. Ruprecht“ konnte in der Monitoringperiode den Prognosewert knapp überschreiten, alle anderen Anlagen weisen geringere solare Deckungsgrade gegenüber der Prognose auf. Im Falle von „BG Graspöintner“ und „Footballzentrum Innsbruck“ ist dafür wesentlich der jeweilige mindestens zweimonatige Ausfall der Solaranlage verantwortlich. Bei der Anlage „Rotkreuz Korneuburg“ ist dafür wesentlich die Systemregelungsstrategie verantwortlich, bei welcher der Wärmepumpe der Vorrang gegenüber der Solaranlage eingeräumt wurde.

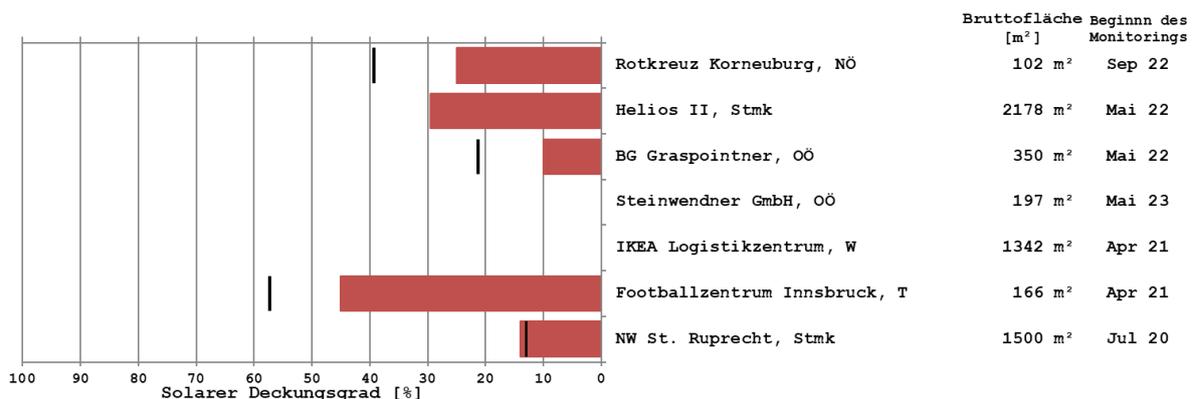


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch.

Abbildung 4 zeigt hierzu die Prognosewerte der Wärmeverbräuche der kurz vor der einjährigen Monitoringphase befindlichen Anlagen. In Analogie zu der Beschreibung beim Vergleich der solaren Deckungsgrade ist eine Darstellung des Verbrauchs für die Anlage „Steinwendner GmbH“ nicht sinnvoll. Wie bereits beim solaren Deckungsgrad erwähnt, ist die Angabe des Verbrauchs des Grazer Fernwärmenetzes in Bezug auf die Anlage „Helios II“ nicht sinnvoll. In der Grafik dargestellt ist – in Analogie zur Grafik der solaren Deckungsgrade – die am Standort insgesamt ins Fernwärmenetz eingespeiste Energie.

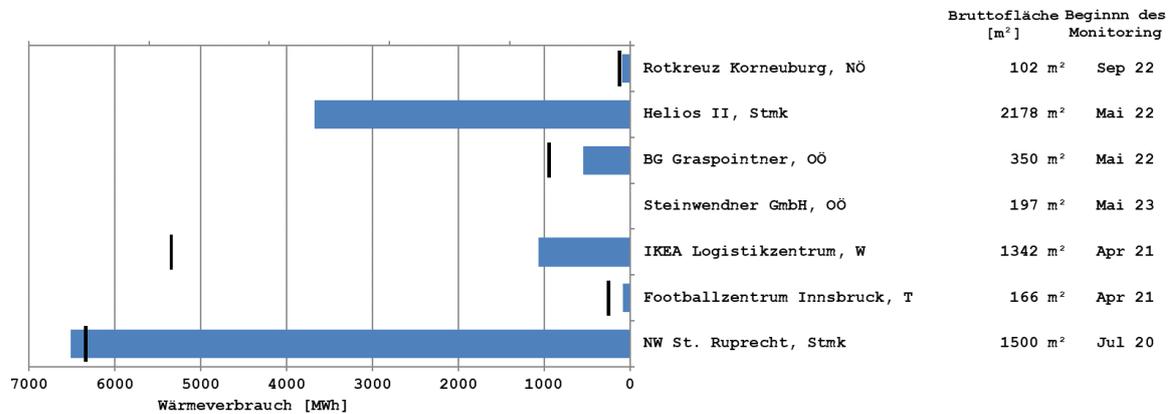


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche)

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 NW St. Ruprecht, Stmk.

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme St. Ruprecht
<u>Adresse:</u>	8181 St. Ruprecht a. d. Raab
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Nahwärmenetz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	1.590 m ² Großflächenkollektoren (Gasokol, PowerSol136)
<u>Aperturfläche:</u>	1.350 m ²
<u>Neigung:</u>	35°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	175° (SSO)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	138 m ³ Pufferspeicher (100 m ³ + 38 m ³ Bestandsspeicher)
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Hackschnitzelkessel (600 kW, 980 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	14 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	663 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode abgeschlossen mit Juni 2021
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Netz der Nahwärme St. Ruprecht an der Raab wächst kontinuierlich. 2003 wurde ein neues Heizwerk errichtet, welches im Jahr 2011 um einen weiteren Kessel erweitert wurde. Auch der Bestandskessel (300 kW, 8 m³ Pufferspeicher) bei der Hauptschule von St. Ruprecht ist nach wie vor in Betrieb. Die Kessel (Nennleistungen 600 kW und 980 kW) am Standort der neuen Solaranlage sowie jener bei der Hauptschule, werden mit Hackgut befeuert und versorgen aktuell rd. 80 Wärmekunden bei einer Trassenlänge von 5.700 m. Ausfallreserven in Form von Öl- oder Gaskesseln sind nicht vorhanden.

Aus Gründen der Effizienzsteigerung und damit einhergehend der Betriebs- und Kostenoptimierung wurde das Nahwärmenetz um eine solare Großanlage samt speziell größer dimensioniertem Pufferspeicher und intelligenter Regelung erweitert. Die Solaranlage ist so ausgelegt, dass sie in den Sommermonaten den Wärmebedarf vollständig abdecken kann und die Biomassekessel in dieser Zeit außer Betrieb genommen werden können. Gleichzeitig sollen durch diese Anlage sowie eine entsprechende Regelung für das Speicherlademanagement im Winter größere Leistungsspitzen als bisher bewältigt werden können. Die Netztemperaturen liegen im Sommer (Mai bis September) bei 81 °C/42 °C und im Winter (Oktober bis April) bei 87 °C/46 °C.



Abbildung 6: Kollektorfeld sowie im Hintergrund der 100 m³ Pufferspeicher beim Heizwerk Nahwärme St. Ruprecht (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 7: neuerrichteter 100 m³ Solar-Pufferspeicher (links), Hackgutkessel 1 und 2 (rechts) (Quelle: AEE INTEC)

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Heizhauses Nahwärme St. Ruprecht ist als Blockschaltbild in Abbildung 8 dargestellt.

Der 38 m³ große Bestandspufferspeicher wurde um einen neuen 100 m³ Pufferspeicher erweitert. Die beiden Pufferspeicher sind seriell miteinander verbunden, wobei der Bestandspufferspeicher als der kühlere geführt wird. Die Solaranlage kann entsprechend dem verfügbaren Temperaturniveau in beide Pufferspeicher einspeisen, wobei der Rücklauf immer aus dem Bestandspufferspeicher kommt. Die Biomassekessel entnehmen den Rücklauf ebenso aus dem Bestandspufferspeicher und speisen ausschließlich in den neuen (und heißeren) Pufferspeicher ein. Das Netz wird ausschließlich aus den Pufferspeichern heraus versorgt.

Das Monitoringkonzept umfasst 4 Wärmemengenzähler, 33 Temperatursensoren und zwei Drucksensoren im Solarprimärkreislauf, 6 Ventilstellungen sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

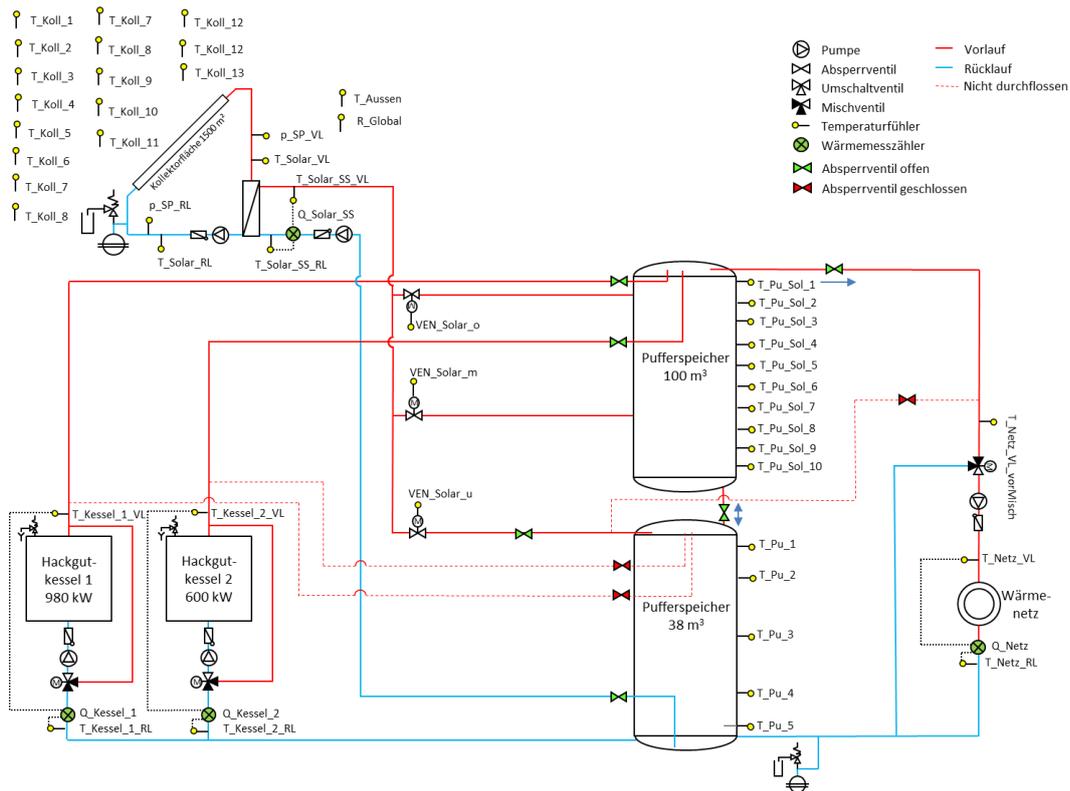


Abbildung 8: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Nahwärme St. Ruprecht“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

- | | |
|---------------|-----------------------------------|
| R_Global | Globalstrahlung in Kollektorebene |
| T_Koll_1 - 13 | Kollektorfühler 1 - 13 |
| T_Solar_VL | Solar Vorlauf Primär |
| T_Solar_RL | Solar Rücklauf Primär |
| Q_Solar_SS | Energie Solarkreis |
| V_Solar_SS | Volumen Solarkreis |
| T_Solar_SS_VL | T-Vorlauf Solarkreis |
| T_Solar_SS_RL | T-Rücklauf Solarkreis |
| p_SP_RL | Druck im solaren Primärkreis |

Pufferspeicher

- | | |
|-----------------|---|
| T_Pu_Sol_1 – 10 | 10 Temperaturfühler im 100m³ Pufferspeicher |
| T_Pu_1 - 5 | 5 Temperaturfühler im 38m³ Pufferspeicher |

Hackgutkessel

- | | |
|---------------|---------------------|
| Q_Kessel_1 | Energie Kessel 1 |
| V_Kessel_1 | Volumen Kessel 1 |
| T_Kessel_1_VL | T-Vorlauf Kessel 1 |
| T_Kessel_1_RL | T-Rücklauf Kessel 1 |
| Q_Kessel_2 | Energie Kessel 2 |

V_Kessel_2	Volumen Kessel 2
T_Kessel_2_VL	T-Vorlauf Kessel 2
T_Kessel_2_RL	T-Rücklauf Kessel 2

Wärmenetz

Q_Netz	Energie Netz
V_Netz	Volumen Netz
T_Netz_VL	T-Vorlauf Netz
T_Netz_RL	T-Rücklauf Netz
T_Netz_VL_vorMisch	T-Vorlauf Netz vor Mischventil

Sonstiges

T_Aussen	Außentemperatur
VEN_Solar_o	Ventilstellung Puffereinspeisung oben
VEN_Solar_m	Ventilstellung Puffereinspeisung mitte
VEN_Solar_u	Ventilstellung Puffereinspeisung unten

7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 9 zeigt die Energiebilanz der Anlage „NW St. Ruprecht“ während der Monitoringperiode. In den Monaten Juli und August 2020 konnte der gesamte Wärmebedarf vollständig von der Solaranlage gedeckt werden. Ab September wird die Wärmeerzeugung von den Hackgutkesseln 1 (grau) und 2 (rot) unterstützt.

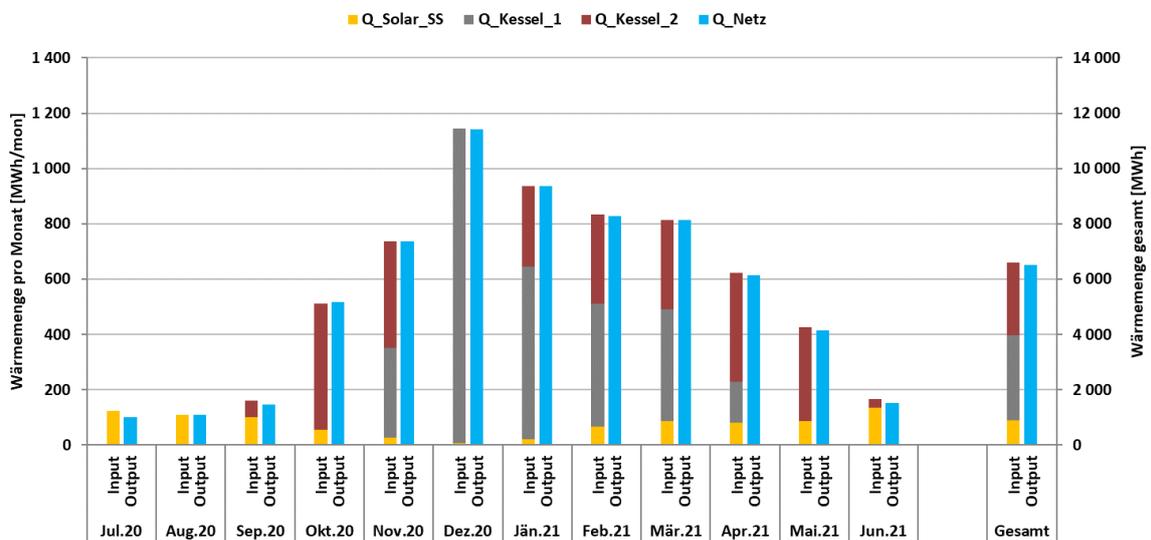


Abbildung 9: Energiebilanz der Anlage "NW St. Ruprecht"

7.1.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 10 bis Abbildung 12 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 „NW St. Ruprecht“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 458 kWh/m²a und eine Globalstrahlung von 1.216 kWh/m²a prognostiziert. Im Betrachtungszeitraum lag die Globalstrahlung in Kollektorebene etwas unter, der spezifische Ertrag hingegen deutlich (+45%) über der Prognose. Dies liegt

wesentlich in dem erhöhten Verbrauch gegenüber der Prognose, den niedrigen Netzurücklauftemperaturen und der guten Regelungsstrategie begründet.

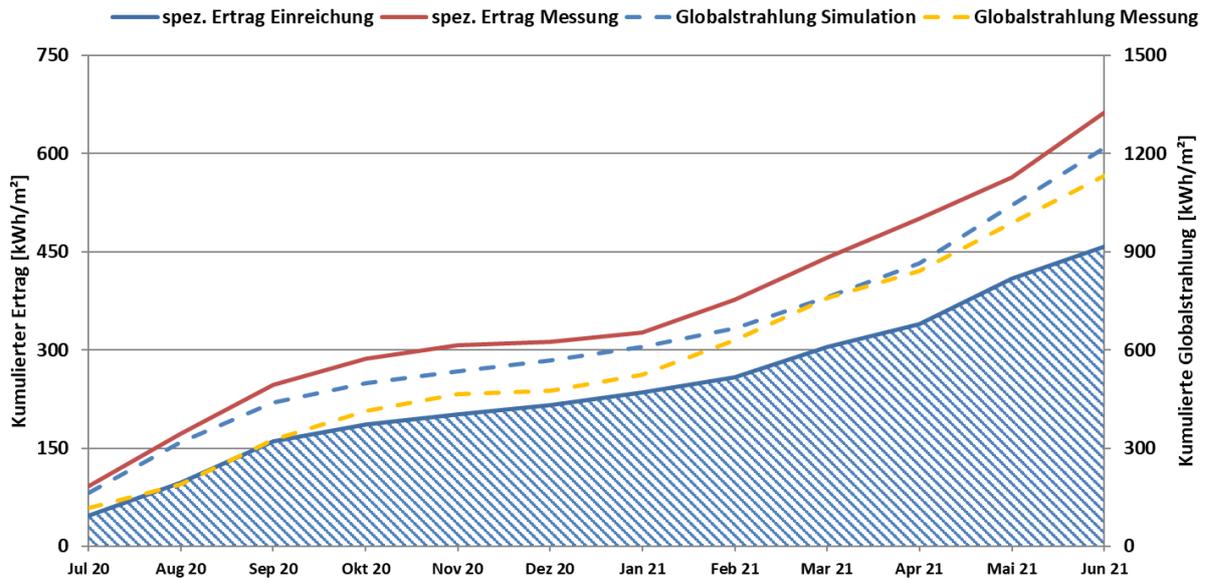


Abbildung 10: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „NW St. Ruprecht“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 12,7 % angegeben (Abbildung 11). Im Betrachtungszeitraum liegt der gemessene solare Deckungsgrad von Juli bis September 2020 deutlich über, ab Oktober 2020 im Bereich der Prognose. Im Mai 2021 führte das schlechte Wetter zu einem erhöhten Verbrauch bei schlechterem Solarertrag. Über die gesamte Monitoringperiode hinweg, konnte der prognostizierte solare Deckungsgrad mit gemessenen 14 % knapp überschritten werden.

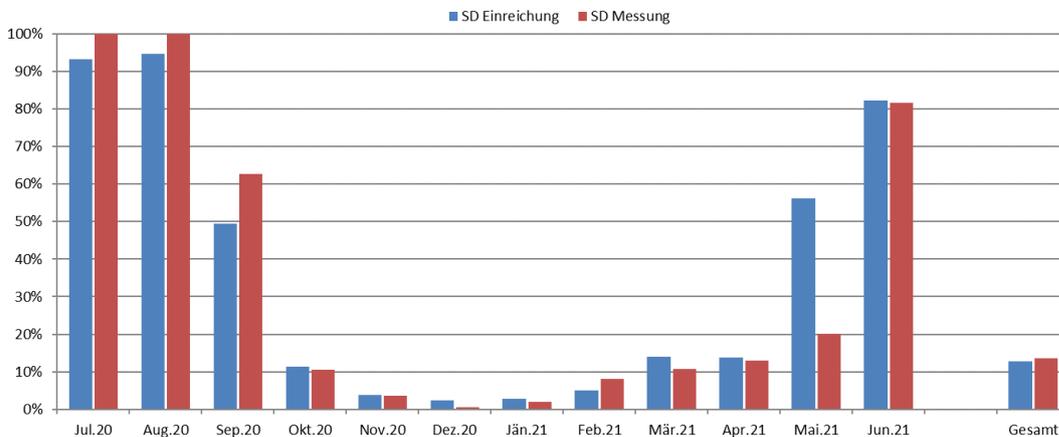


Abbildung 11: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „NW St. Ruprecht“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 4.509 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 12 zu entnehmen. In den ersten 3 Monaten der Monitoringperiode lag der tatsächliche Verbrauch im Bereich der Prognose, ab Oktober ist ein deutlicher Mehrverbrauch feststellbar. Über die gesamte Monitoringperiode hinweg, wurde – in guter Übereinstimmung mit dem Mehrertrag – ein um rund 44 % höherer Verbrauch gegenüber der Prognose gemessen.

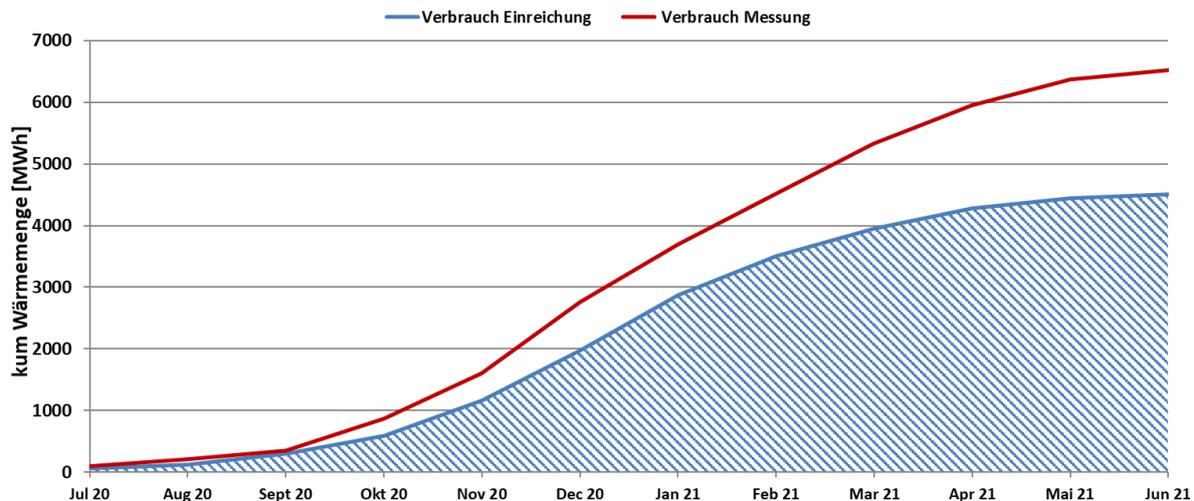


Abbildung 12: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Projekts „NW St. Ruprecht“

7.1.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

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

Im oberen Teil der Abbildung 13 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär = strichliert und sekundär=durchgezogen), im 100 m³ Solar-Pufferspeicher, im 38 m³ Bestandpufferspeicher 2 (alle Puffertemperaturen punktiert dargestellt) sowie die Globalstrahlung dargestellt, in der Mitte sind die Temperaturverläufe der beiden Kessel, des Netzes sowie ebenso die Puffertemperaturen und unten die Durchflüsse für Solarkreis, die beiden Kessel und das Netz dargestellt. Wie der untersten Grafik zu entnehmen ist, waren an diesem schönen Julitag beide Hackgutkessel nicht in Betrieb. Der Bedarf durch das Wärmenetz konnte also vollständig von der Solaranlage sowie von den Reserven in den Pufferspeichern abgedeckt werden. Der solare Sekundärkreis ist drehzahl geregelt, wodurch bereits ab kurz vor 8 Uhr morgens Energie in den Pufferspeicher eingebracht werden kann. Die primären und sekundären solare Vorlauf- bzw. Rücklauftemperaturen sind im Betrieb praktisch deckungsgleich. Meist beträgt der Temperaturunterschied zwischen den beiden Vorlauf- bzw. zwischen den beiden Rücklauftemperaturen max. 1 K. Dies lässt auf einen großzügig ausgelegten solaren Wärmetauscher schließen. Die seriell verschalteten Pufferspeicher zeigen sehr konsistent Schichtung. Dadurch stehen der Solaranlage die kältesten Systemtemperaturen für den Rücklauf zur Verfügung und erlauben so einen sehr effizienten Betrieb.

Die Vor- und Rücklauftemperaturen von Kessel 2 sind scheinbar vertauscht (Rücklauf > Vorlauf). Dies ist allerdings nur bei ausgeschaltetem Kessel der Fall.

Die stark schwankenden Netzeinspeisetemperaturen kommen durch eine Kombination aus schwankendem Durchfluss und der Funktion des Beimischventils zustande (der Wärmemengenzähler sitzt innerhalb des Beimischventils). Allein durch die Analyse der Messdaten ist es schwer abzuschätzen, ob hier Optimierungsbedarf gegeben ist, da der Bedarf bzw. die Konditionen des Wärmenetzes nicht bekannt sind.

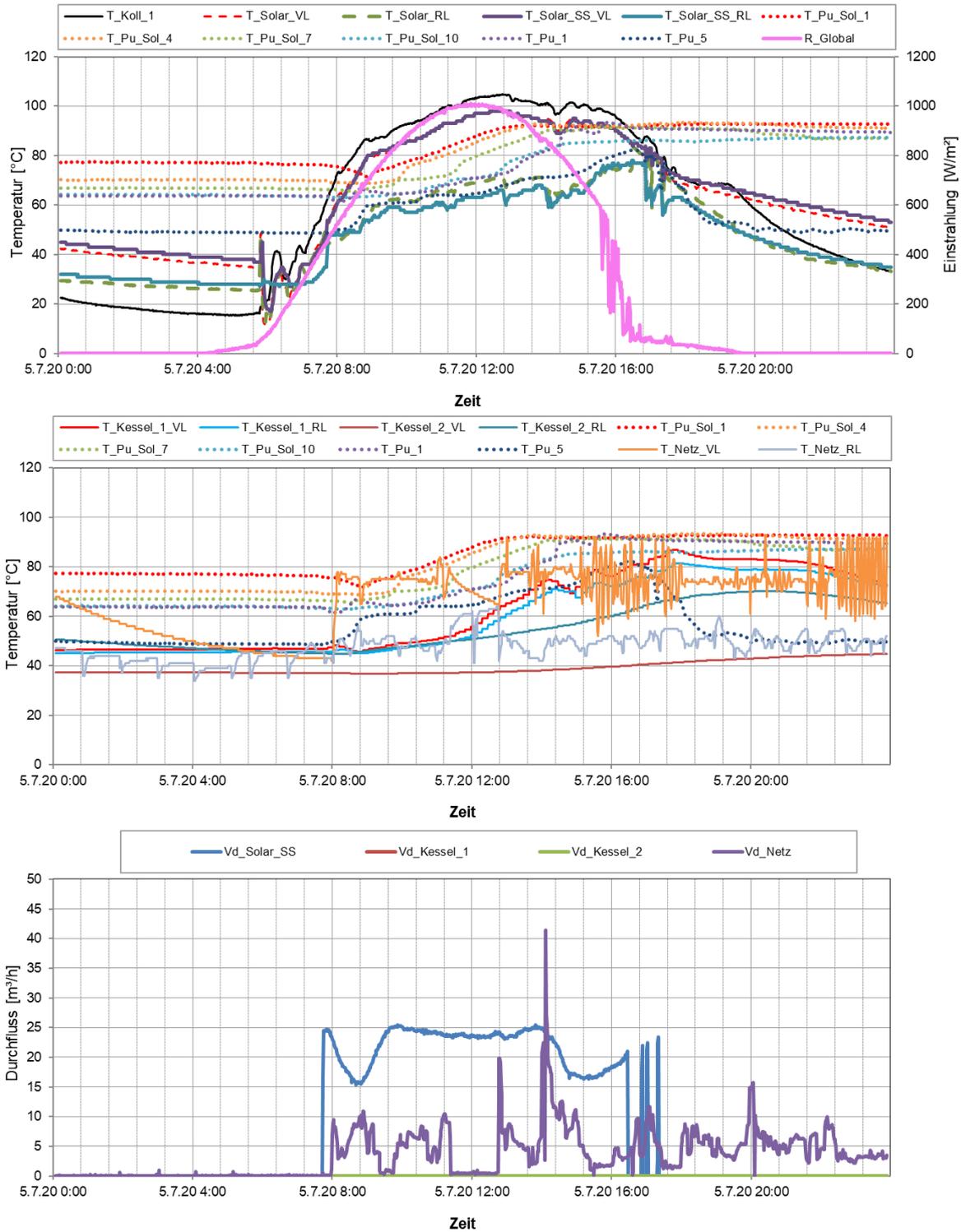


Abbildung 13: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und in den Pufferspeichern zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; mitte: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kessel und des Netzes; unten: Durchflüsse der Solaranlage, Kessel 1, Kessel 2 und Netz an einem einstrahlungsreichen Tag (5.7.2020)

Abbildung 14 zeigt den Verlauf der Kollektortemperaturen aller 13 Kollektorfelder. Der Verlauf aller Temperaturen ist immer hochgradig parallel, mit geringen Temperaturunterschieden von max. 4,5 K.

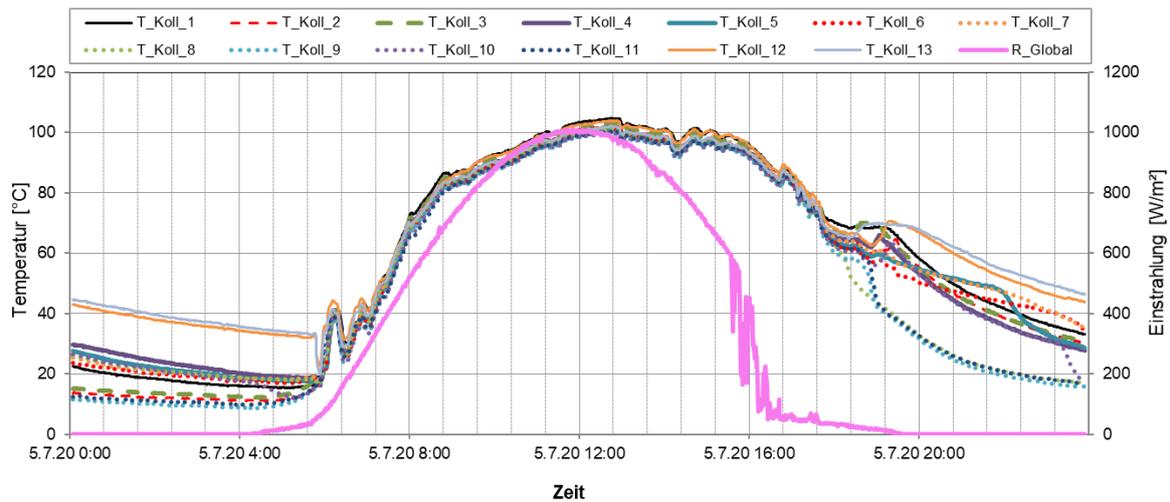


Abbildung 14: Verlauf der Kollektortemperaturen der verschiedenen Kollektorfelder zuzügllicher der Einstrahlung in Kollektorebene an einem einstrahlungsreichen Tag (5.7.2020)

Im oberen Teil der Abbildung 15 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär = strichliert und sekundär=durchgezogen), im 100 m³ Solar-Pufferspeicher, im 38 m³ Bestandpufferspeicher 2 (alle Puffertemperaturen punktiert dargestellt) sowie die Globalstrahlung dargestellt, in der Mitte sind die Temperaturverläufe der beiden Kessel, des Netzes sowie ebenso die Puffertemperaturen und unten die Durchflüsse für Solarkreis, die beiden Kessel und das Netz dargestellt. Anhand der Durchflüsse ist zu erkennen, dass im Vergleich zum Julitag eine deutlich höhere Anforderung aus dem Netz bestand (violett). Diese wurde in den Nachtstunden von Kessel 1 (rot) und Kessel 2 (grün) abgedeckt. Kurz nach 9 Uhr überschreiten die Kollektortemperaturen 60 °C und die Solaranlage geht in Betrieb. Gegen 11:30 Uhr erreichen die Kollektortemperaturen mehr als 90 °C, daraufhin wird die Leistung der Hackgutkessel auf rund die Hälfte reduziert. Dadurch kann die Solaranlage die zur Verfügung stehende Einstrahlung voll ausnutzen und in die Pufferspeicher einbringen. Dieses Zusammenspiel aus Solaranlage und Hackgutkesseln trägt wesentlich dazu bei, dass die Solaranlage einen so guten Ertrag liefern konnte. Im Vergleich zum Julitag zeigen die Netztemperaturen einen wesentlich stabileren Verlauf.

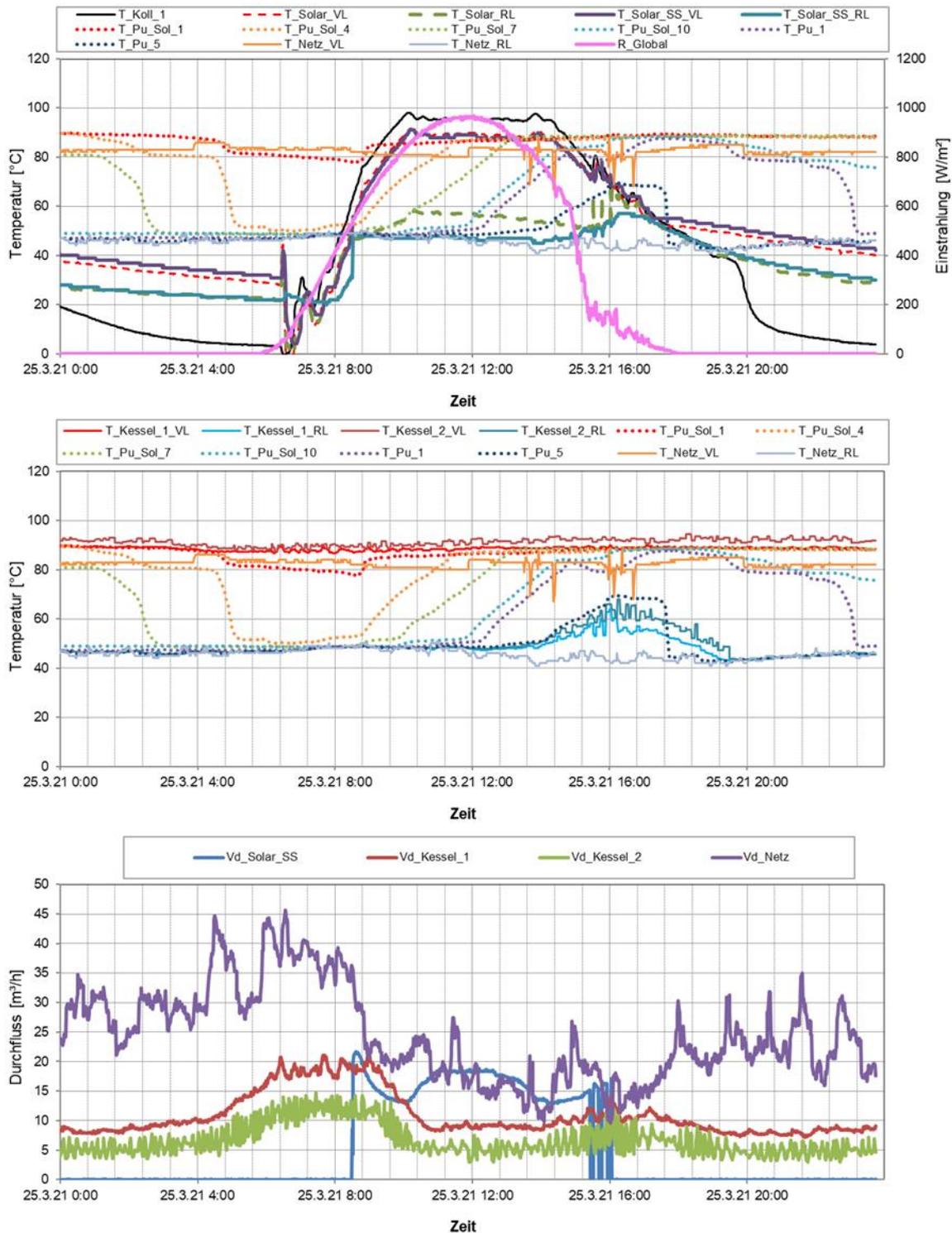


Abbildung 15: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und in den Pufferspeichern zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; mitte: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kessel und des Netzes; unten: Durchflüsse der Solaranlage, Kessel 1, Kessel 2 und Netz an einem einstrahlungsreichen Tag im März (25.3.2021)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 16 eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In der Betrachtungsperiode brachten Kessel 1 und 2 ungefähr gleich viel Energie ins System ein. Die Solaranlage lieferte einen Beitrag von rund 14 %. Spannend bei dieser Anlage ist die gute Übereinstimmung der Temperaturniveaus von Erzeugern (Kessel 1 und 2, Solaranlage) und dem Verbraucher

(Netz). Das Netz wird auf einem relativ klar definierten Temperaturniveau von 84 °C/46 °C betrieben, die Kessel bringen Wärme auf einem typischen Temperaturniveau zwischen rund 93 und 95 °C ein. Die relativ niedrigen Netz-Rücklauftemperaturen von 46 °C erlauben einen sehr effizienten Betrieb der Solaranlage, welche Energie auf einem mittleren gewichteten Temperaturniveau von 80 °C produzierte.

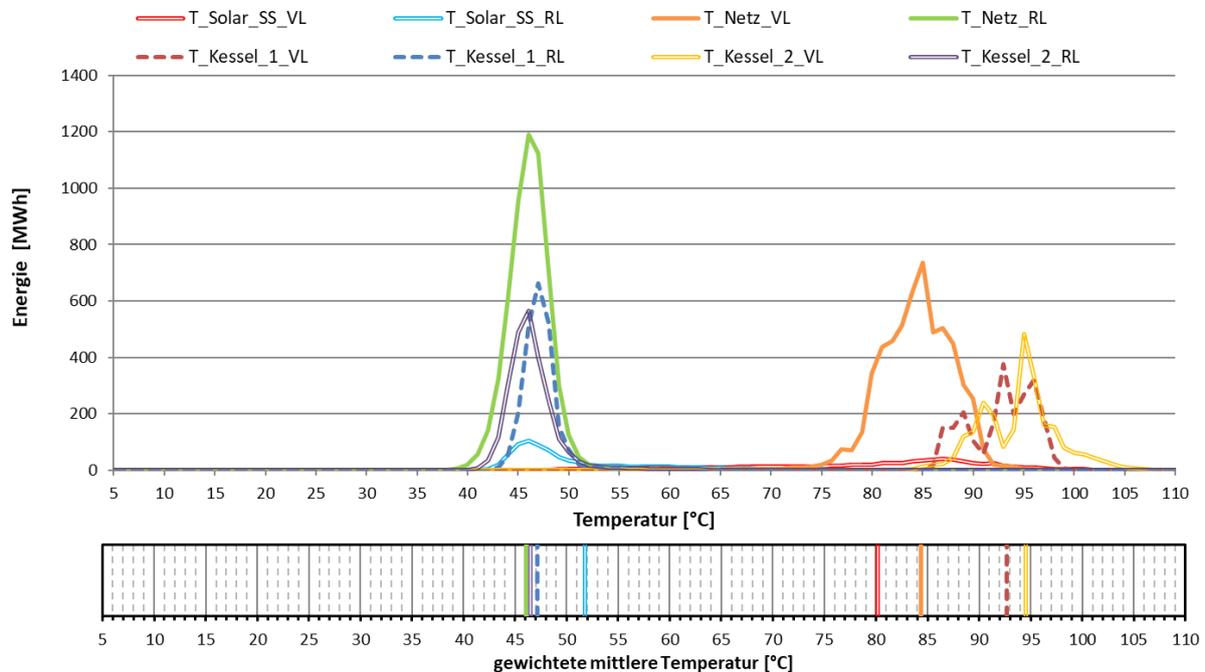


Abbildung 16: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage, Hackgutkessel und Netz in der Monitoringperiode

7.1.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „NW St. Ruprecht“ kann als hochgradig stabil beschrieben werden. Im Betrachtungszeitraum liegt der Verbrauch rund 45 % über der Prognose. Dies ist in guter Übereinstimmung mit einem Mehrertrag von 45 % gegenüber der Prognose. Hinsichtlich solarem Deckungsgrad konnte der Prognosewert von 12,7 % mit gemessenen 14 % knapp überschritten werden, in den Monaten Juli und August 2020 konnte sogar der gesamte Wärmebedarf von der Solaranlage abgedeckt werden. Die sehr guten Ergebnisse der Anlage „NW St. Ruprecht“ liegen jedenfalls auch in der gut durchdachten Regelung begründet, welche die vorhandene solare Einstrahlung bzw. die aktuellen solaren Temperaturen berücksichtigt. Sobald die Solaranlage hinreichend Temperatur liefern kann, wird die Leistung der Hackgutkessel deutlich zurückgefahren. Dies erlaubt eine maximale Ausnutzung der solaren Einstrahlung.

Die 13 Kollektortemperaturen der verschiedenen Kollektorfelder zeigen einen sehr konsistenten, parallelen Verlauf mit einem maximalen Temperaturunterschied von rund 4,5 K. Im Betrachtungszeitraum ging die Anlage niemals in Stagnation. Die vorhandenen Pufferspeicher sind also ausreichend groß dimensioniert.

Im Betrachtungszeitraum konnten keine Optimierungspotentiale festgestellt werden.

7.2 Logistikzentrum IKEA, W

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Logistikzentrum IKEA
<u>Adresse:</u>	1210 Wien
<u>Art der Anwendung:</u>	Solaranlagen in Kombination mit Wärmepumpen
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	9. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2018
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	1.342 m ² (unabgedeckte Absorbermatten, Viessmann SLK-600)
<u>Aperturfläche:</u>	1.203 m ²
<u>Neigung:</u>	0°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	135° (Süd-Ost)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1.440 m ³ Eisspeicher, 10 m ³ Kältespeicher, 5 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Sole/Wasser-Wärmepumpen (je 500 kW Heizen / 337 kW Kühlen) 1 Wasser/Wasser-Wärmepumpe (414 kW Heizen/ 300 kW Kühlen) Gaskessel (1,6 MW)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	320 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit März 2022
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Laufe des Jahres 2019 wurde in Wien ein neues IKEA Logistikzentrum errichtet. In dem Gebäude sind sowohl umfangreiche Lager- und Logistikbereiche wie auch Büros und ein Gastrobereich untergebracht. Insgesamt werden 42.634 m² Gebäudefläche mit einer Heizlast von 1,68 MW bzw. einer Kühllast von 446 kW versorgt. Für die Wärmeversorgung kommen 2 Sole-Wasser-Wärmepumpen, eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe und ein Gaskessel zum Einsatz. Kernstück der Anlage ist ein 1.440 m³ großer Eisspeicher, welcher als Quelle für die Sole-Wasser-Wärmepumpen dient. Eine 1.342 m² große Solaranlage aus unabgedeckten Absorbermatten, welche am Dach des neuen Gebäudes montiert ist, dient für die Regeneration des Eisspeichers oder als direkte Quelle für die Sole-Wasser-Wärmepumpen. Das Wärmeversorgungssystem kann auch für die Kühlung des Gebäudes genutzt werden. Dies kann über natürliche Kühlung direkt aus dem Eisspeicher oder der Brunnenanlage wie auch in Form aktiver Kühlung mit Hilfe der Wärmepumpen passieren. Als Rückkühler stehen der Eisspeicher wie auch die Solaranlage zur Verfügung. Abbildung 17 zeigt ein Luftbild von der Errichtung des Eisspeichers, welcher bei dieser Anlage eine zylindrische Form aufweist.

Abgerundet wird das Gesamtkonzept durch eine 1 MWp Photovoltaik-Anlage, welche rund 20.000 m² Dachfläche belegt.



Abbildung 17: Bau des Eisspeichers (links, Quelle: IKEA), unabgedeckte Absorbermatten sowie Photovoltaik-Anlage am Dach der Anlage Logistikzentrum IKEA (rechts) (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 18: Neu errichtetes IKEA Logistik-Zentrum in Wien (Quelle: IKEA)

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem der Anlage „Logistikzentrum IKEA“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 19 dargestellt. Die Versorgungsanlage kann 8 verschiedene Betriebsmodi einnehmen, welche im Folgenden detailliert beschrieben werden.

Als zentrales Wärme- und Kälteversorgungssystem dienen die Sole-Wasser-Wärmepumpen für die die Solaranlage bzw. der Eisspeicher als Quellen zur Verfügung stehen. Natürliche Kühlung kann direkt aus dem Eisspeicher gefahren werden (reine Umwälzung, kein Wärmepumpenbetrieb). Sowohl Eisspeicher als auch Solaranlage können im Fall aktiver Kühlung als Abwärmesenke verwendet werden. Die Wasser-Wasser-Wärmepumpe dient als Ausfallssicherheit. Der Brunnen (Quelle der Wasser-Wasserwärmepumpe) kann auch für natürliche Kühlung verwendet werden, wenn der Eisspeicher bereits zu warm ist. Der Gaskessel dient einerseits als weitere Ausfallsreserve

und andererseits ist er wie ein Durchlauferhitzer (zur Anhebung des Heizungsvorlaufs) in die Wärmeversorgung des Gebäudes eingebunden. Die Wasser-Wasser-Wärmepumpe und der Gaskessel sind keinen eigenen Betriebsmodi zugeordnet, da sie primär der Ausfallsicherheit dienen.

Der Eisspeicher ist über einen internen und einen externen Wärmetauscher in das System eingebunden. Der interne Wärmetauscher dient dem Energieentzug, über den externen Wärmetauscher wird Wärme zur Regeneration in den Eisspeicher eingebracht.

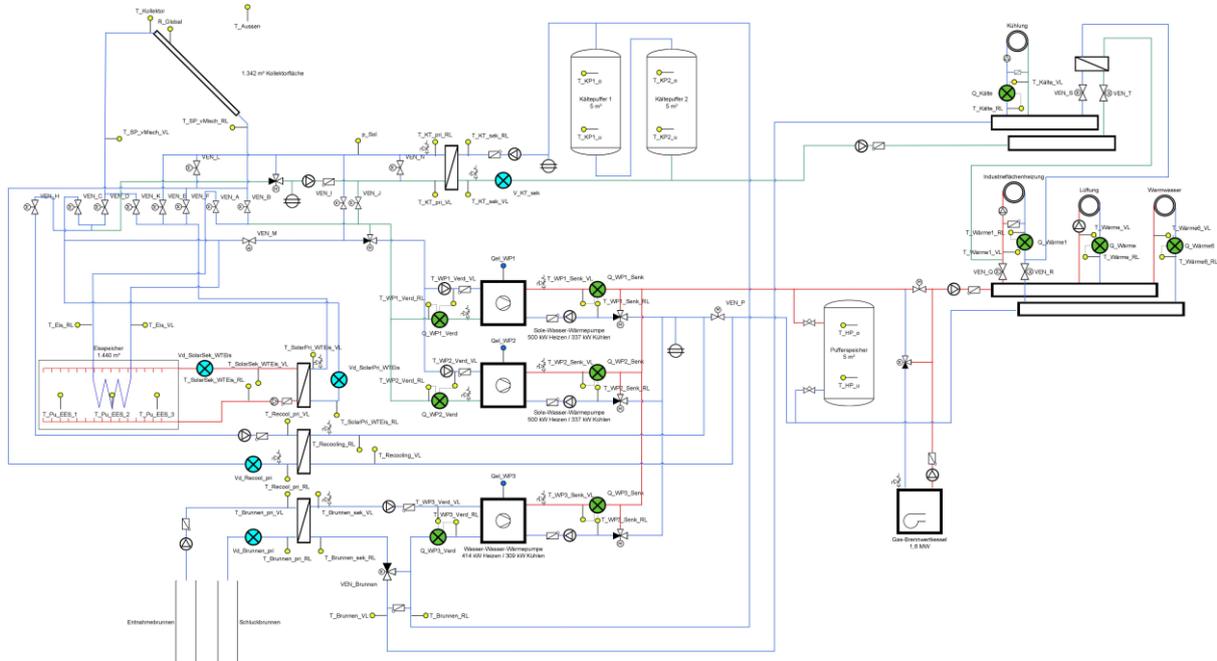


Abbildung 19: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Logistikzentrum IKEA“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler)

Betriebsmodus 1.1: Heizen (ohne solare Regeneration)

Wie Modus 1.2 jedoch ohne solare Regeneration des Eisspeichers.

Betriebsmodus 1.2: Heizen (mit solarer Regeneration)

In diesem Szenario wird das Gebäude mit Wärme versorgt, welche von den Sole-Wasser-Wärmepumpen bereitgestellt wird. Als Quelle dient der Eisspeicher, welcher zeitgleich von der Solaranlage regeneriert wird. Dieser Modus soll aktiv sein, wenn die Außentemperatur unter 12 °C liegt.

Offene Ventile

- Solaranlage: N, L, C, K
- Wärmepumpe: M, A, P

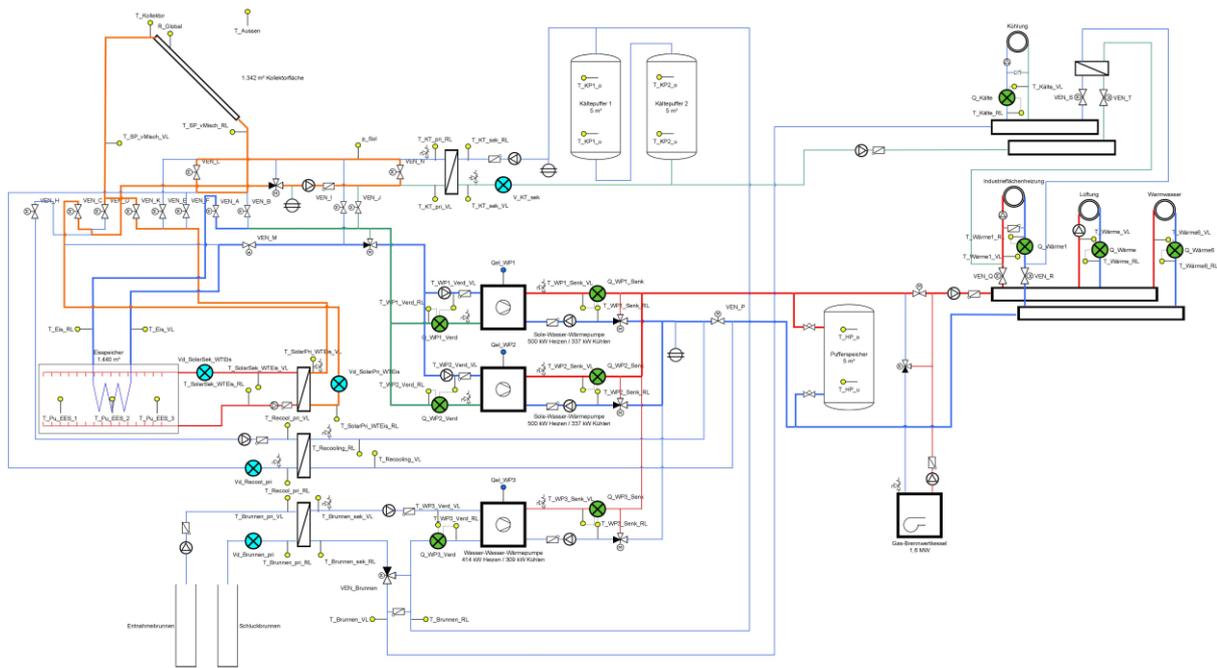


Abbildung 20: Betriebsmodus 1 - Heizen: Eisspeicher dient den Wärmepumpen als Quelle, Regeneration des Eisspeichers via Kollektoren in Modus 1.2

Betriebsmodus 2: Heizen

Bei diesem Modus dient die Solaranlage als direkte Quelle für die Sole-Wasser-Wärmepumpen.

Offene Ventile: D, C, M, B, P

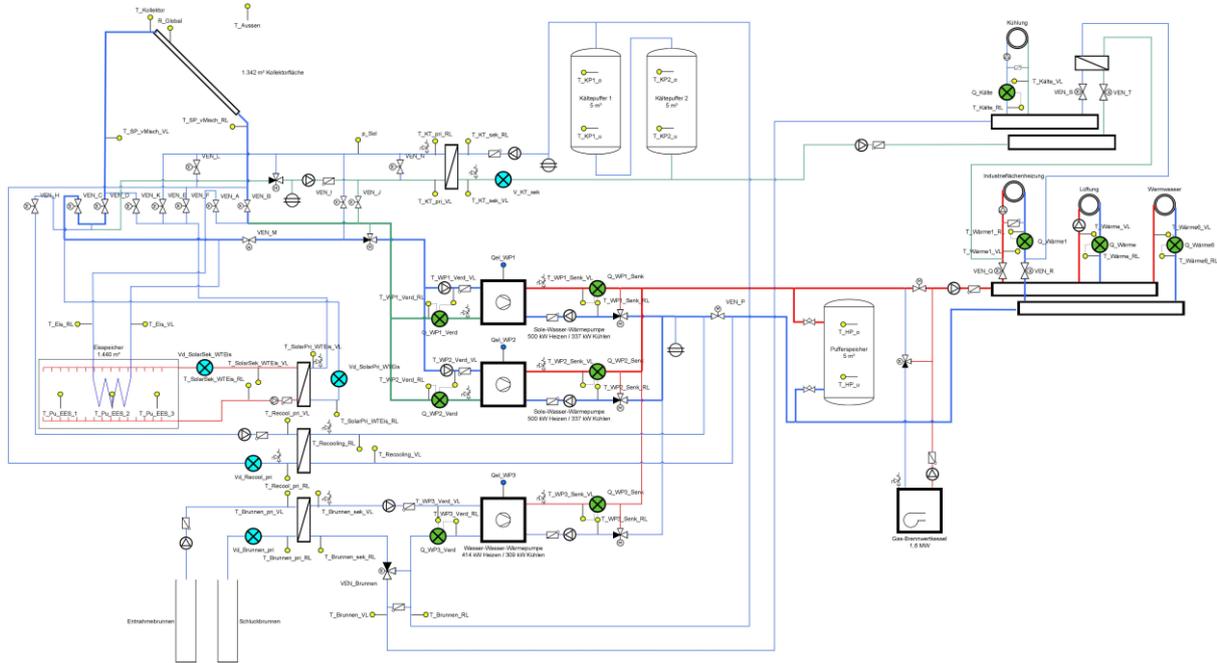


Abbildung 21: Betriebsmodus 2 - Heizen: Kollektoren dienen den Wärmepumpen als Quelle

Betriebsmodus 3: Abtauen der Kollektoren

Betriebsmodus 3 muss manuell aktiviert werden und dient dem gegebenenfalls notwendigen Abtauen der Solaranlage. Dies wird erreicht, indem vorhandene Wärme aus den Heizkreisen durch die Solaranlage gepumpt wird ohne, dass andere Wärmeerzeuger (Wärmepumpen oder Gaskessel) aktiv sind.

Offene Ventile:

- Solaranlage: D, H
- Heizkreis: Q, R

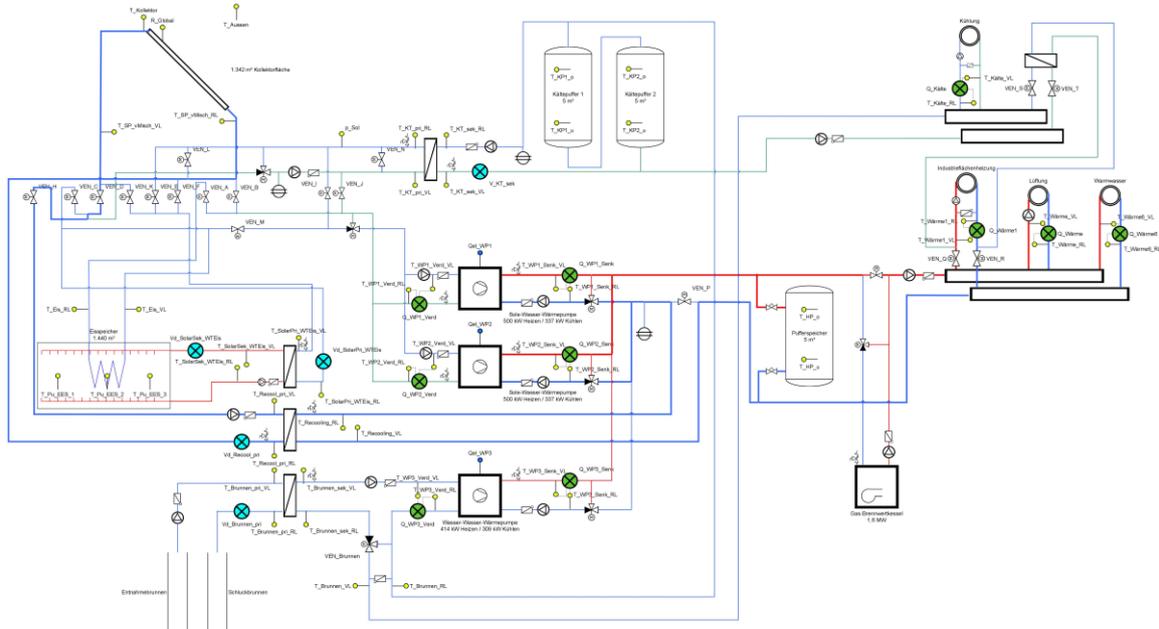


Abbildung 22: Betriebsmodus 3: manuelles Abtauen der Kollektoren

Betriebsmodus 4: Natürliche Kühlung

Natürliche Kühlung ist ab einer Außentemperatur von 20 °C vorgesehen. Kälteenergie wird aus dem Eisspeicher entnommen und über einen externen Wärmetauscher in die Räume eingebracht. Auf diese Weise wird der Eisspeicher regeneriert.

Offene Ventile: E, C

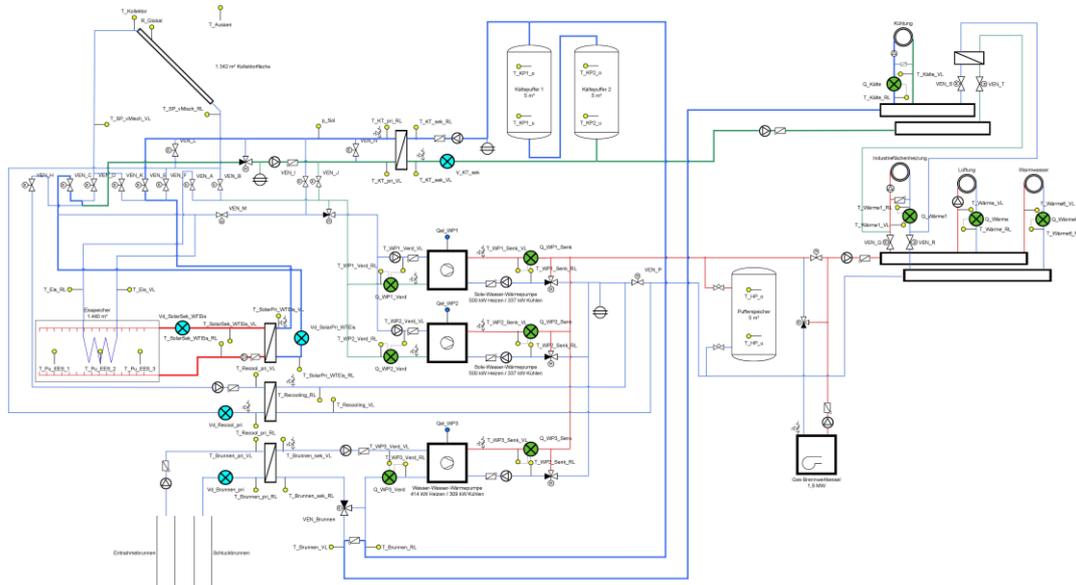


Abbildung 23: Betriebsmodus 4 - Kühlen: Eisspeicher dient als Wärmesenke (Natural Cooling)

Betriebsmodus 5.1: Aktive Kühlung – Abwärme in Eisspeicher

Wenn die Eisspeicher-Temperaturen zu hoch für natürliche Kühlung geworden sind und die Außentemperaturen weiterhin über 20 °C liegen, wird weitere Kühlung über die Wärmepumpen generiert. Die Wärmepumpen entziehen den Räumen Wärme und bringen diese zunächst in den Heizungspufferspeicher ein. Ist dieser voll, wird der Eisspeicher auf bis maximal 25 °C erwärmt.

Offene Ventile:

- Wärmepumpen senkenseitig: I, J
- Eisspeicher: C, F, H

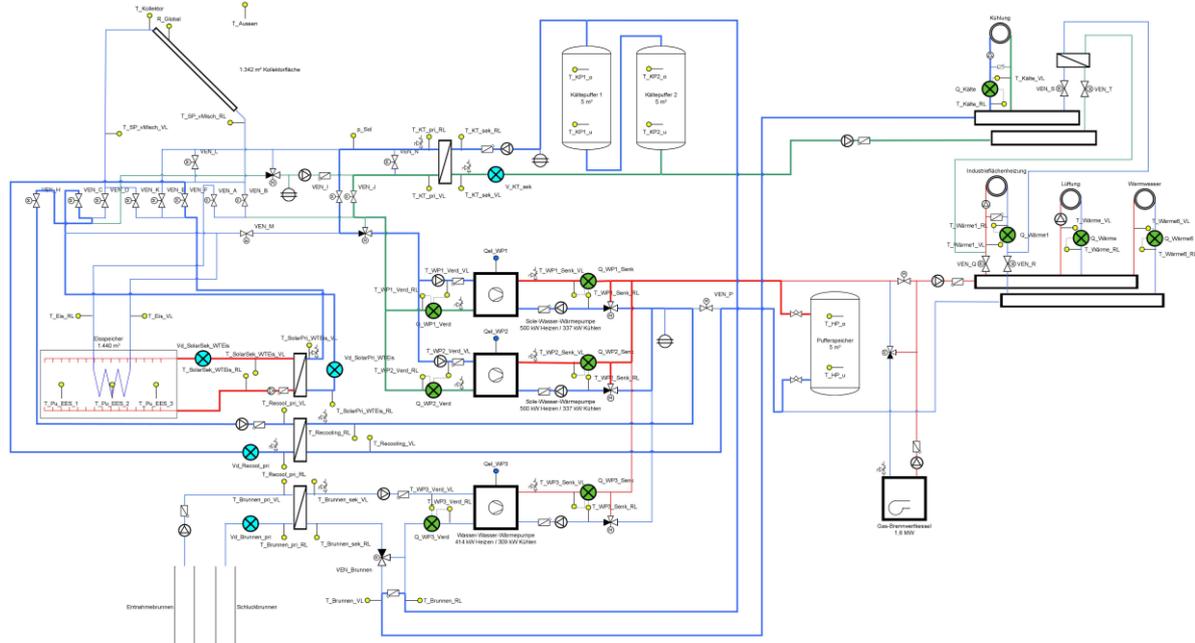


Abbildung 24: Betriebsmodus 5 - Kühlen: Aktive Kühlung über Wärmepumpen, Rückkühlung in den Eisspeicher

Betriebsmodus 5.2: Sommerregeneration

Von Juni bis September soll die Solaranlage vornehmlich in den Nachtstunden (22 bis 6 Uhr) den Eisspeicher regenerieren.

Offene Ventile: N, L, C, K

Betriebsmodus 6: Aktive Kühlung – Abwärme über Solaranlage

In Szenario 6 wird die Abwärme aus aktiver Kühlung über die Solaranlage rückgekühlt. Dies ist nur möglich, wenn zu diesem Zeitpunkt keine Sonne scheint und die Außentemperatur nicht über 25 °C liegt.

Offene Ventile:

- Wärmepumpen senkenseitig: I, J
- Solaranlage: D, H

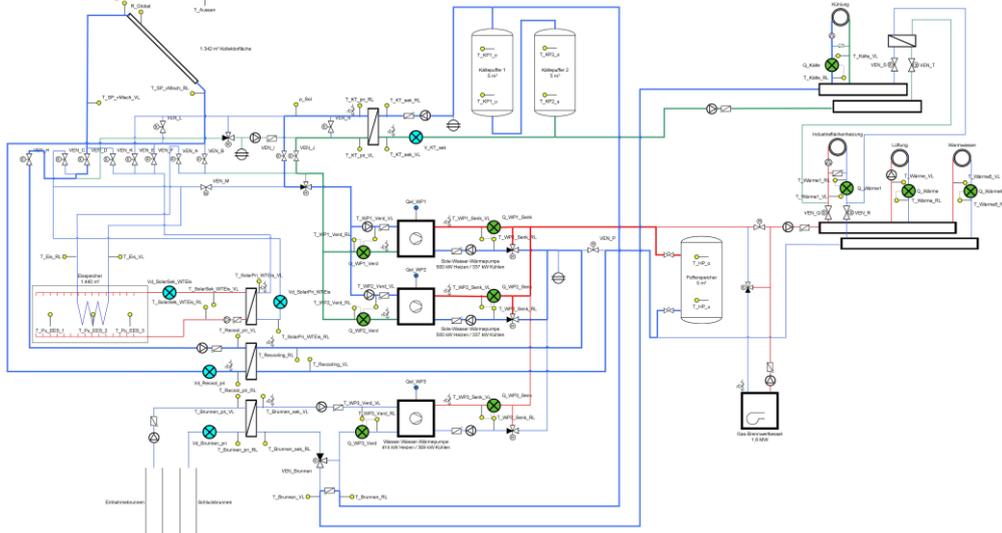


Abbildung 25: Betriebsmodus 6 - Kühlen: Aktive Kühlung über Wärmepumpen, Rückkühlung über den Kollektor

Betriebsmodus 7.0: Brunnenwasserkühlung

Betriebsmodus 7.0 nutzt den Brunnen der Wasser-Wasser-Wärmepumpe für natürliche Kühlung. Dieser Modus kann in Kombination mit aktiver Kühlung genutzt werden, sofern die Rücklauftemperatur der Gebäudekälte über ca. 15 °C liegt.

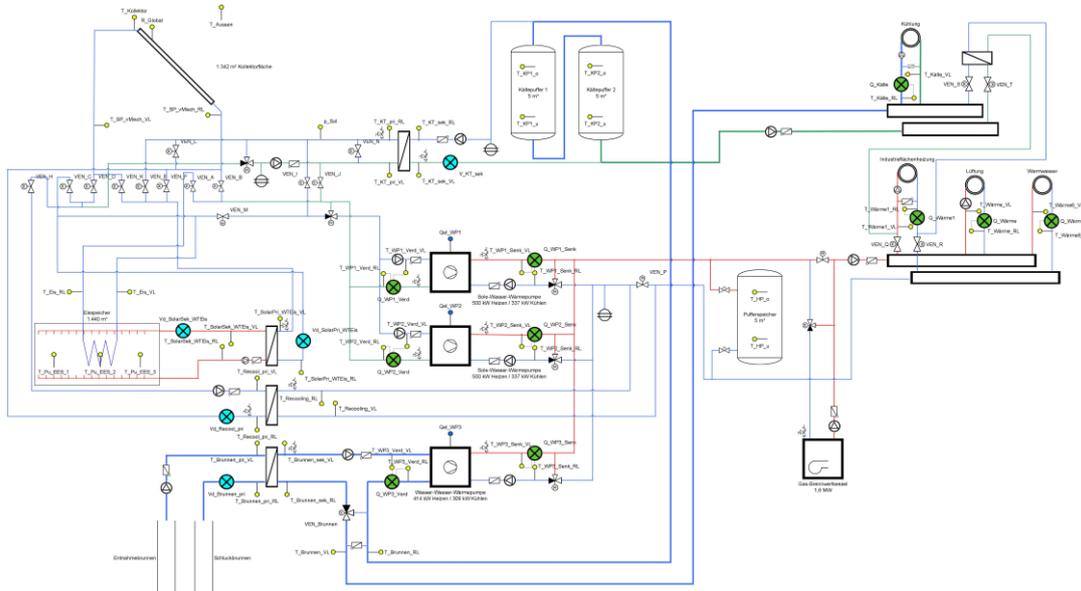


Abbildung 26: Betriebsmodus 7.0 - Kühlen: Kühlung über Brunnenwasser

Betriebsmodus 7.1: Heizen mit Brunnenwasser

Betriebsmodus 7.1 nutzt den Brunnen der Wasser-Wasser-Wärmepumpe als Wärmequelle und versorgt das Gesamtsystem (zusätzlich) mit Wärme.

Betriebsmodus 8: Zwangserwärmung des Eisspeichers

Das Gesamtsystem ist so ausgelegt, dass die Kühllast gemeinsam mit den Solarerträgen den Eisspeicher vor der Heizperiode vollständig regenerieren kann. Sollte jedoch zu wenig Kühllast auftreten, kann eine Zwangserwärmung des Eisspeichers notwendig werden. Dies wird erreicht, in dem das Heizwärme- und Kälteverteilsystem über einen externen Wärmetauscher direkt miteinander verbunden werden. Betriebsmodus 8 ist als Ausfallszenario vorgesehen.

Offene Ventile:

- Eisspeicher: E, C
- Kälteverteilung: S, T

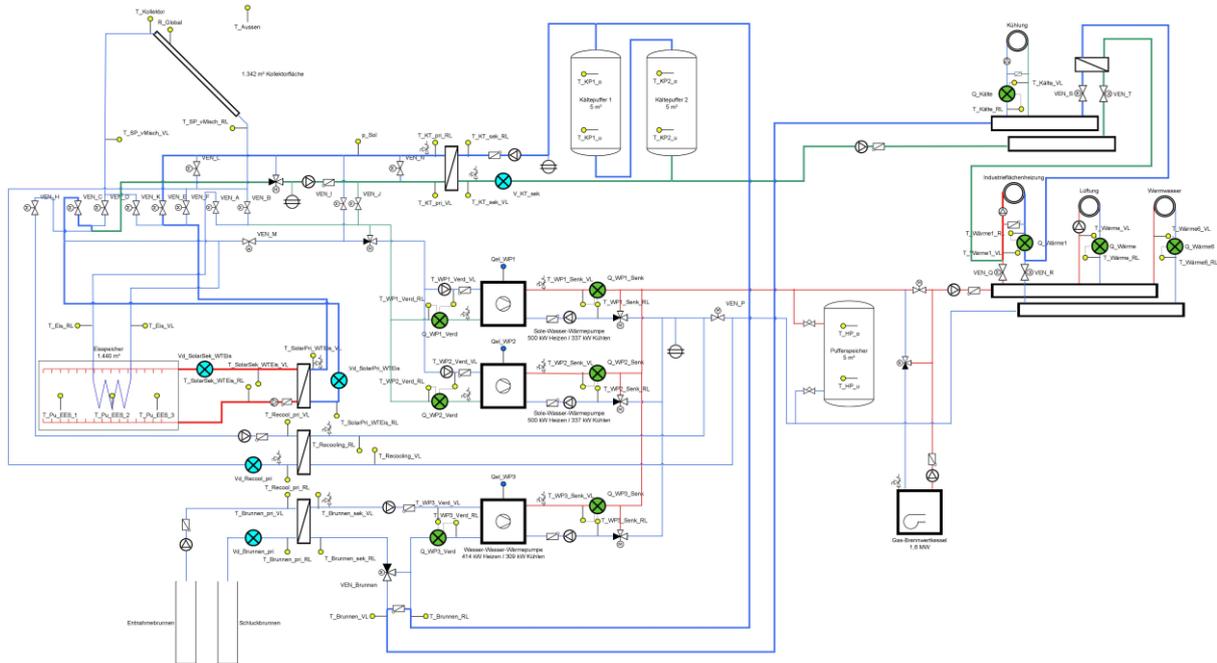


Abbildung 27: Betriebsmodus 8 – Zwangserwärmung des Eisspeichers

Neun Wärmemengenzähler, 7 Kältezähler, 5 Durchflusszähler, 3 Stromzähler, 37 Temperatursensoren, 19 Ventilstellungen, ein Drucksensor im solaren Primärkreis und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

- | | |
|---------------|-----------------------------------|
| R_Global | Globalstrahlung in Kollektorebene |
| T_Koll_1 | Kollektorfühler 1 |
| T_SolarPri_VL | Solar Vorlauf Primär |
| T_SolarPri_RL | Solar Rücklauf Primär |
| p_Solar | Anlagendruck Solar |

Eisspeicher

- | | |
|---------------------|--|
| Vd_SolarPri_WTEis | Durchfluss Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Glykol |
| T_SolarPri_WTEis_VL | Vorlauf Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Glykol |
| T_SolarPri_WTEis_RL | Rücklauf Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Glykol |
| Vd_SolarSek_WTEis | Durchfluss Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Wasser |
| T_SolarSek_WTEis_VL | Vorlauf Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Wasser |
| T_SolarSek_WTEis_RL | Rücklauf Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Wasser |
| T_Pu_Eis_1 | Eisspeicherfühler 1 |
| T_Pu_Eis_2 | Eisspeicherfühler 2 |

T_Pu_Eis_3	Eisspeicherfühler 3
T_Eis_VL	Eisspeicher Austritt
T_Eis_RL	Eisspeicher Eintritt

Kühlsystem

T_KaelteWT_pri_VL	Kältetauscher Primär VL
T_KaelteWT_pri_RL	Kältetauscher Primär RL
Vd_KaelteWT_sek	Kältetauscher Sekundär
T_KaelteWT_sek_VL	Kältetauscher Sekundär VL
T_KaelteWT_sek_RL	Kältetauscher Sekundär RL
T_Kaelte_Pu1_o	Kältepuffer 1 oben
T_Kaelte_Pu1_u	Kältepuffer 1 unten
T_Kaelte_Pu2_o	Kältepuffer 2 oben
T_Kaelte_Pu2_u	Kältepuffer 2 unten
T_Kaelte_VL	Kältebalken Vorlauf
T_Kaelte_RL	Kältebalken Rücklauf
Q_Kaelte1-4	Energie Kaelte 1-4
V_Kaelte1-4	Volumen Kaelte 1-4
T_Kaelte1-4_VL	T-Vorlauf Kaelte 1-4
T_Kaelte1-4_RL	T-Rücklauf Kaelte 1-4

Heizungssystem

T_Waerme_Pu_o	Heizungspuffertemperatur oben
T_Waerme_Pu_u	Heizungspuffertemperatur unten
T_Waerme_VL	Wärmevorlauf
T_Waerme_RL	Wärmerücklauf
Q_Wärme 1-6	Energie Wärme 1-6
V_Wärme 1-6	Volumen Wärme 1-6
T_Wärme 1-6_VL	T-Vorlauf Wärme 1-6
T_Wärme 1-6_RL	T-Rücklauf Wärme 1-6

Wärmepumpen 1-3

Q_WP 1-3_Verd	Energie WP 1-3
V_WP 1-3_Verd	Volumen WP 1-3
T_WP 1-3_Verd_VL	T-Vorlauf WP 1-3
T_WP 1-3_Verd_RL	T-Rücklauf WP 1-3
Qel_WP 1-3	Elektrische Energie WP 1-3
Q_WP 1-3_Senk	Energie WP 1-3
V_WP 1-3_Senk	Volumen WP 1-3
T_WP 1-3_Senk_VL	T-Vorlauf WP 1-3
T_WP 1-3_Senk_RL	T-Rücklauf WP 1-3

Recooling

Vd_Recool_pri	Recool-WT primär Vd
T_Recool_pri_VL	Vorlauftemperatur Recool-WT primär
T_Recool_pri_RL	Rücklauftemperatur Recool-WT primär
T_Recool_sek_VL	Vorlauftemperatur Recool-WT primär
T_Recool_sek_RL	Rücklauftemperatur Recool-WT primär

Brunnen

Vd_Brunnen_pri	Brunnen primär Vd
T_Brunnen_pri_VL	Vorlauftemperatur Brunnen primär
T_Brunnen_pri_RL	Rücklauftemperatur Brunnen primär
T_Brunnen_sek_VL	Vorlauftemperatur Brunnen primär
T_Brunnen_sek_RL	Rücklauftemperatur Brunnen primär
T_Brunnen_VL	Vorlauf Brunnen + WP3 direkt
T_Brunnen_RL	Rücklauf Brunnen + WP3 direkt

Sonstiges

VEN_A	Ventilstellung A
VEN_B	Ventilstellung B
VEN_C	Ventilstellung C
VEN_D	Ventilstellung D
VEN_E	Ventilstellung E
VEN_F	Ventilstellung F
VEN_H	Ventilstellung H
VEN_I	Ventilstellung I
VEN_J	Ventilstellung J
VEN_K	Ventilstellung K
VEN_L	Ventilstellung L
VEN_M	Ventilstellung M
VEN_N	Ventilstellung N
VEN_P	Ventilstellung P
VEN_Q	Ventilstellung Q
VEN_R	Ventilstellung R
VEN_S	Ventilstellung S
VEN_T	Ventilstellung T
VEN_Brunnen	Ventil Brunnenkühlung

7.2.3 Energiebilanz

Aufgrund der Komplexität und der unterschiedlichen Anwendungsfälle Heizen und Kühlen wurden mehrere unterschiedliche Energiebilanzen erstellt, um einen guten Überblick über das Gesamtsystem zu vermitteln.

Abbildung 9 zeigt die Energiebilanz für Heizen der Anlage „Logistikzentrum IKEA“ während der Monitoringperiode. Die Heizwärme wird ausschließlich von den Wärmepumpen erzeugt, welche nach Quellen farblich unterschieden werden. Den größten Anteil an der Wärmeerzeugung liefern die Sole-Wasser-Wärmepumpen mit der Solaranlage als direkte Quelle. An zweiter Stelle steht die Wasser-Wasser-Wärmepumpe, knapp gefolgt von den Sole-Wasser-Wärmepumpen mit dem Eisspeicher als Quelle. Über das Jahr gesehen mit einem sehr geringen Anteil, jedoch in den Monaten September und Oktober mit einem durchaus beachtlichen Anteil, werden die einen Räume aktiv mit den Sole-Wasser-Wärmepumpen gekühlt und andere Räume gleichzeitig mit der (veredelten) Abwärme geheizt („Wärmepumpen (Quelle Raum)“, dunkelrot). Der als Notheizung installierte Gaskessel war im Betrachtungszeitraum nie aktiv.

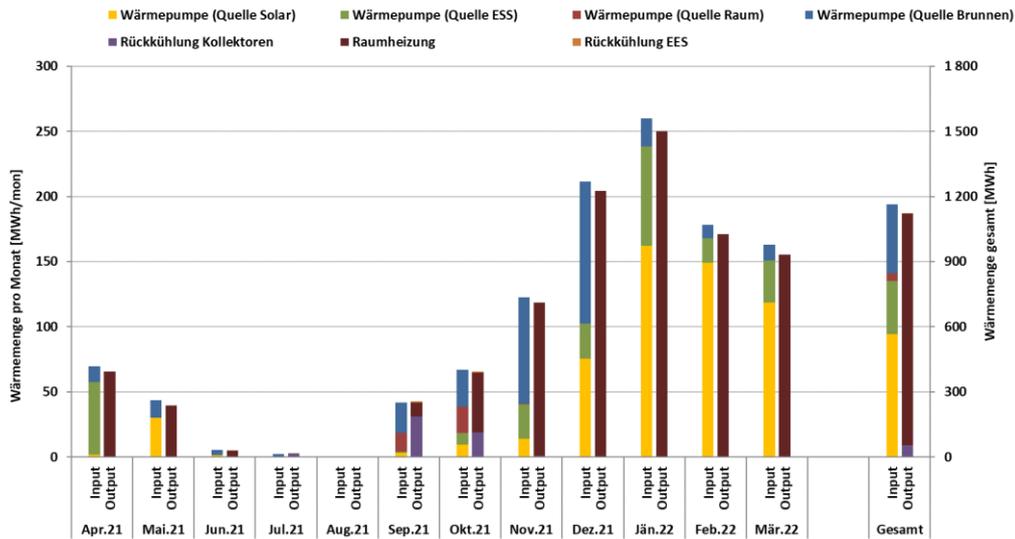


Abbildung 28: Energiebilanz der Anlage "Logistikzentrum IKEA" für den Heizbetrieb

Abbildung 29 zeigt die Energiebilanz für den Kühlbetrieb der Anlage „Logistikzentrum IKEA“ während der Monitoringperiode. Das Zurverfügungstellen von Kälte kann grundsätzlich passiv (frei) und aktiv erfolgen. Als Wärmesenken für das passive (oder freie) Kühlen stehen einerseits der Eisspeicher (hellblau schraffiert) und andererseits der Brunnen (hellblau) zur Verfügung. Der Eisspeicher als Senke für freie Kühlung wurde primär in den Monaten April bis Juni genutzt. Im Hochsommer (Juli und August) wurde praktisch ausschließlich mit Hilfe des Brunnens passiv gekühlt.

Mit beiden Wärmepumpentypen ist aktive Kühlung möglich. Für die Sole-Wasser-Wärmepumpen konnte messtechnisch zwischen den unterschiedlichen Senken für die Abwärme unterschieden werden. Hier geht der größte Anteil über die Solaranlage (=Luft-Wasser-Wärmetauscher) an die Umgebung und nur ein verschwindend kleiner Anteil in den Eisspeicher. Bei der aktiven Kühlung ist aber hauptsächlich die Wasser-Wasser-Wärmepumpe der bestimmende Faktor (dunkelrot). Da diese Wärmepumpen vollkommen unabhängig vom Restsystem agiert, von den in der Regelung hinterlegten Betriebsmodi völlig unbeeinflusst ist und auch aufgrund der sehr komplexen Systemhydraulik ist eine Zuordnung der Abwärmeströme aus dieser Wärmepumpe extrem schwierig. Sicher ist, dass der Eisspeicher hier keine Abwärmesenke darstellt. Qualitativ kann man sagen, dass ein Großteil der Abwärme vermutlich über die Solaranlage rückgekühlt wird.

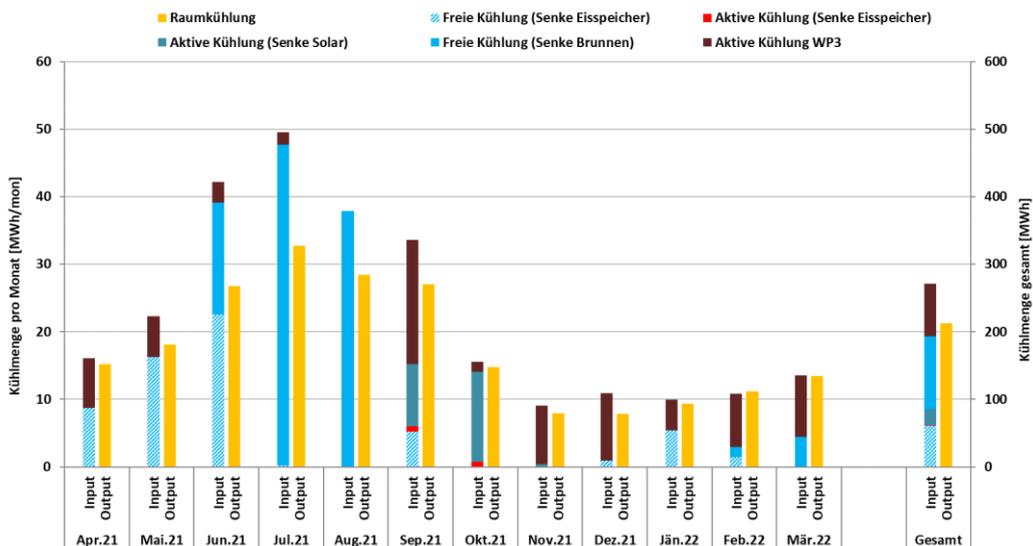


Abbildung 29: Energiebilanz der Anlage "Logistikzentrum IKEA" für den Kühlbetrieb

In Abbildung 30 ist ein prozentueller Vergleich der Abwärmesenken über den Monitoringzeitraum dargestellt. Über das Jahr gesehen wird etwa gleich viel Wärme an die Umgebung (über die Solaranlage; 37%) und an den Brunnen (40%) abgegeben. 23% der Abwärme wird für die Regeneration des Eisspeichers genutzt.

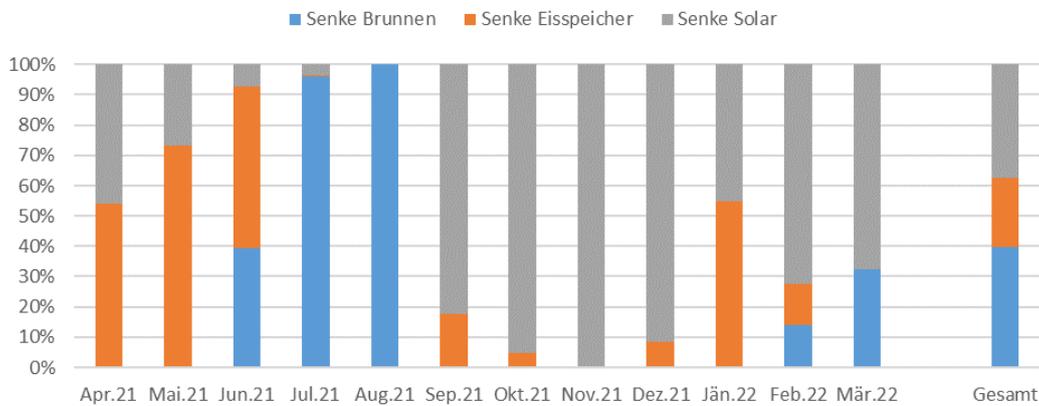


Abbildung 30: Vergleich der Abwärmesenken für den Kühlbetrieb

Abbildung 31 zeigt die Wärmebilanz des Eisspeichers sowie die monatlichen Mittelwerte der Temperaturen im Eisspeicher auf 3 unterschiedlichen Höhen über die Monitoringperiode. Auf der Input-Seite ist praktisch ausschließlich die freie Kühlung zu verzeichnen. Nur 3 % der hydraulisch in den Eisspeicher eingebrachten Wärme kommen aus einem aktiven Kühlbetrieb. Dieser Modus trat ausschließlich im September und Oktober der Monitoringperiode auf. Die Wärmeentnahme aus dem Eisspeicher erfolgt nur im Heizbetrieb ist in Hellorange auf der Output-Seite dargestellt. Auffallend ist die scheinbar nicht ausgeglichene Energiebilanz des Speichers, denn es wurde deutlich mehr Wärme entnommen als eingebracht wurde. Die Antwort auf diese Frage liegt in den monatlichen Mittelwerten der Eisspeichertemperaturen. Diese liegen – mit Ausnahme der Monate September bis November – immer bei rund 3 °C und damit unter der mittleren Temperatur des umgebenden Erdreichs. Zwar wurde die Erdreichtemperatur nicht explizit gemessen, doch liegt diese erfahrungsgemäß bei 10 bis 12 °C mit leichten Schwankungen über das Jahr. Somit findet praktisch ganzjährig ein Wärmestrom vom Erdreich in den Eisspeicher statt.

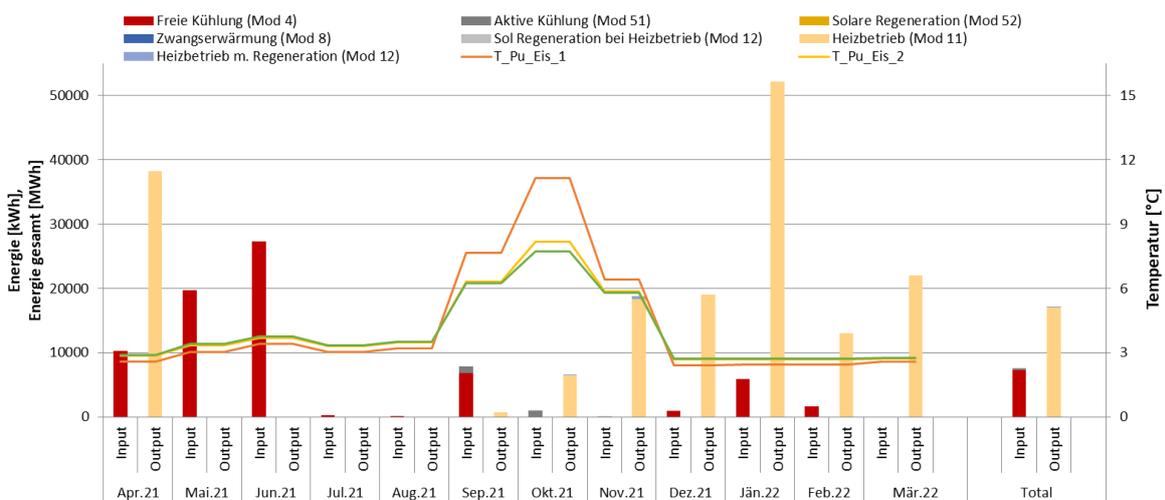


Abbildung 31: Wärmebilanz über den Eisspeicher sowie die monatlichen Mittelwerte der Temperaturen im Eisspeicher auf 3 unterschiedlichen Höhen

7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 10 bis Abbildung 12 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 „Logistikzentrum IKEA“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 1.066 kWh/m²a und eine Globalstrahlung von 1.085 kWh/m²a prognostiziert. Im Betrachtungszeitraum lag die Globalstrahlung in Kollektorebene mit 1.237 kWh/m²a etwas über der Prognose. Der spezifische Solarertrag lag hingegen mit 320 kWh/m²a deutlich (-70%) unter der Prognose. Dies liegt wesentlich in dem reduzierten Verbrauch gegenüber der Prognose begründet. Es ist davon auszugehen, dass dadurch auch keine solare Regeneration des Eisspeichers notwendig wurde. Der gesamte Solarertrag wurde als Quelle für die Wärmepumpen genutzt.

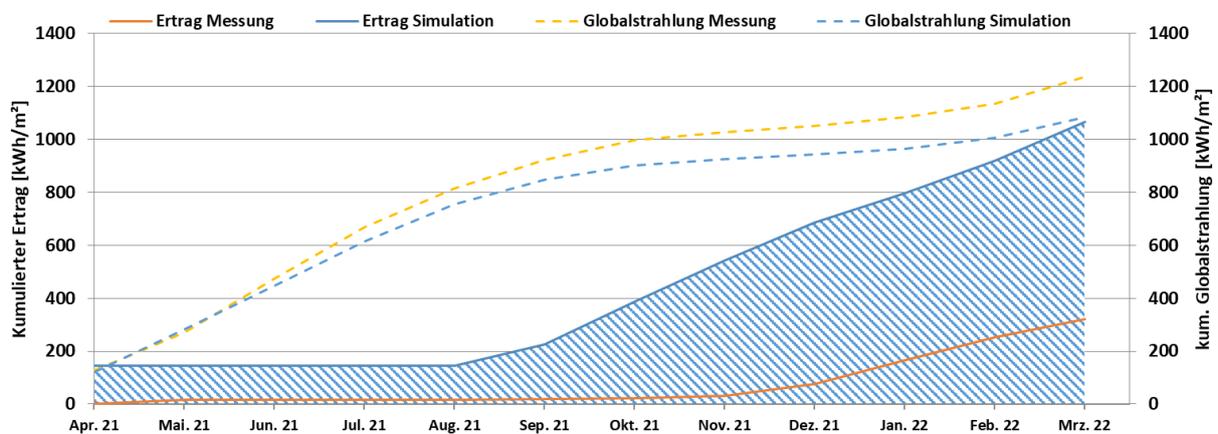


Abbildung 32: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Logistikzentrum IKEA“

Aufgrund der ausschließlich quellseitigen Einbindung der Solaranlage in das Gesamtsystem, kann ein solarer Deckungsgrad nicht sinnvoll definiert werden. Alternativ kann aber eine Quellverteilung für die Sole-Wasser-Wärmepumpen bestimmt werden, welche in Abbildung 11 dargestellt ist. Aus dieser geht hervor, dass ca. 69 % der Quellenergie für die Sole-Wasser-Wärmepumpen durch die Solaranlage bereitgestellt werden konnte.

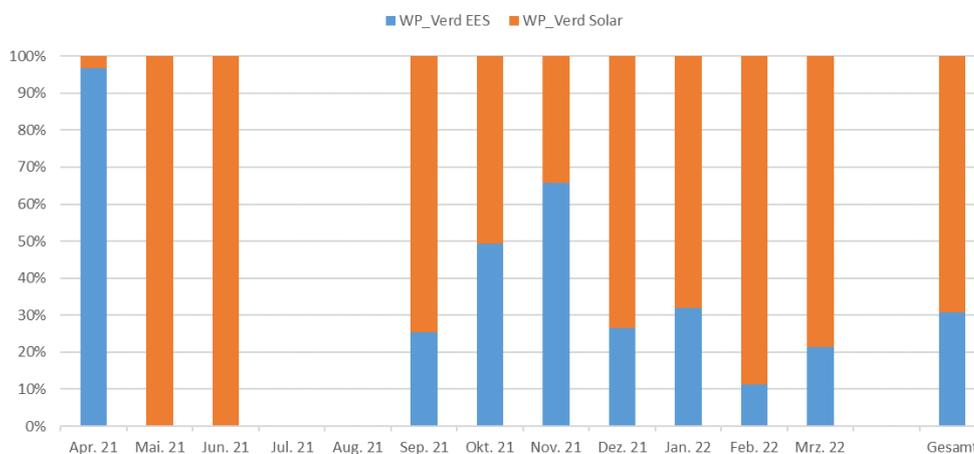


Abbildung 33: Prozentuelle Quellverteilung der Sole-Wasser-Wärmepumpen für das Projekt „Logistikzentrum IKEA“

Abbildung 34 zeigt ebenso die Quellverteilung jedoch in Kilowattstunden.

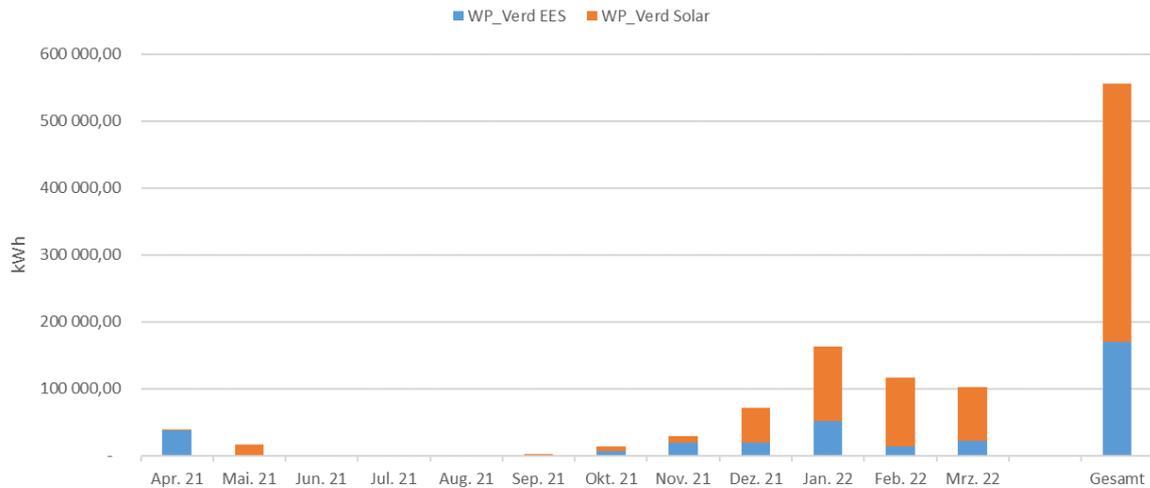


Abbildung 34: Quellverteilung in Kilowattstunden der Sole-Wasser-Wärmepumpen für das Projekt „Logistikzentrum IKEA“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 3.833 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 12 zu entnehmen. In der gesamten Monitoringperiode lag der gemessene Verbrauch relativ konstant rund 72 % unter der Prognose. Gespräche mit dem Förderwerber ergaben, dass das Bauvorhaben wie ursprünglich geplant umgesetzt und auch entsprechend genutzt wurde. Die Ursache für die doch sehr deutliche Abweichung wird in großen Sicherheitsreserven bei der Planung vermutet, konnte aber nicht zweifelsfrei festgestellt werden.

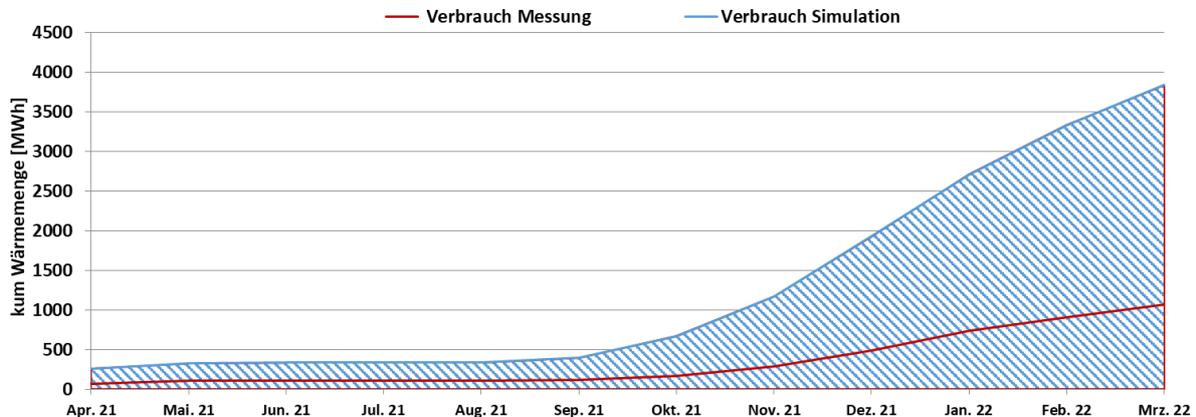


Abbildung 35: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Projekts „Logistikzentrum IKEA“

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.

In Abbildung 36 ist die Laufzeit der in Kapitel 7.2.2 beschriebenen Betriebsmodi in Prozent pro Monat dargestellt. Zunächst fällt auf, dass die Modi 3 (Abtauen der Solarkollektoren) und 5.2 (Solare Eisspeicherregeneration) nie auftraten. Mit Abstand die größte Laufzeit von hatte der Modus 2 (Heizen mit Quelle Solaranlage, violett; rund 2.780 Stunden). Die anderen beiden Heizmodi 1.1 (Quelle Eisspeicher, hellrot; rund 1.285 Stunden) und 7.1 (Quelle Brunnen, grün; rund 1.000 Stunden) unterstützen die Wärmeversorgung mit deutlich geringeren Laufzeiten. Hinsichtlich Gebäudekühlung verzeichnet Modus 7.0 (freie

Kühlung über Brunnen, dunkelrot; ca. 1.900 Stunden) die höchste Laufzeit. An zweiter Stelle steht die freie Kühlung mit dem Eisspeicher als Senke (Mode 4, hellblau) mit rund 820 Stunden, knapp gefolgt von Modus 6 (aktives Kühlen mit Abwärme über Kollektoren, dunkelblau; ca. 640 Stunden). Aktive Kühlung mit Eisspeicherregeneration durch Abwärme trat praktisch nicht auf (Modus 5.1, orange; ca. 20 Stunden).

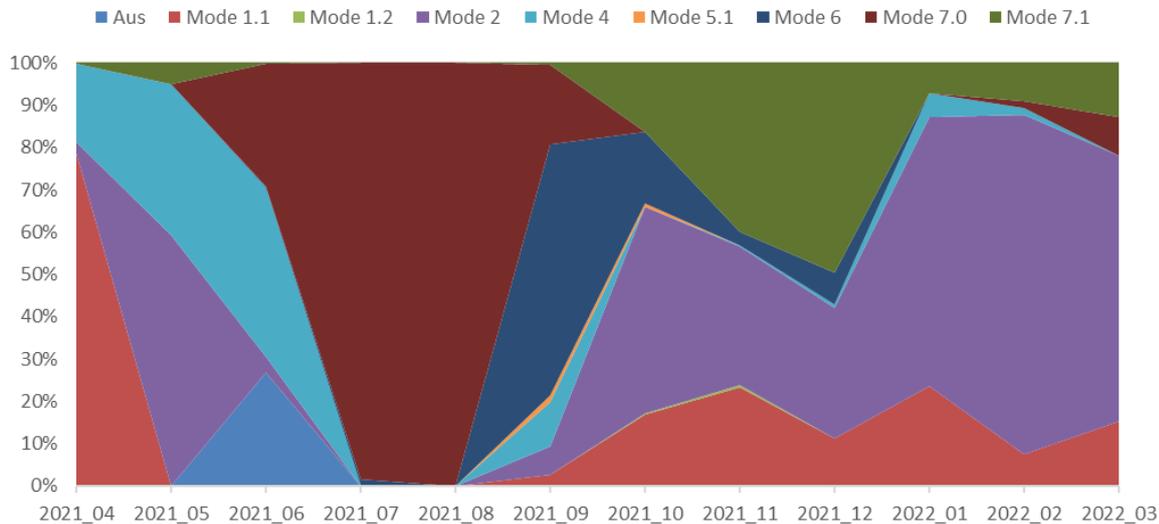


Abbildung 36: Prozentuelle Darstellung der auftretenden Systemmodi über die Monitoringperiode

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

Modus 1.1 – Heizen: Wärmepumpenbetrieb mit Eisspeicher als Quelle

In Abbildung 37 sind die Temperaturen im Kreis der Wärmepumpen 1 und 2 sowie im Eisspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und elektrischen Leistungsaufnahme aller Wärmepumpen dargestellt. Trotz guter Einstrahlung in der Größenordnung von 800 W/m^2 nutzt die Wärmepumpe 1 den Eisspeicher als Energiequelle. Wärmepumpe 2 ist an diesem Tag nicht in Betrieb. Als Quelltemperaturen stehen im Schnitt $-2,6 \text{ }^\circ\text{C}$ aus dem Eisspeicher zur Verfügung. Allein anhand der Messdaten lässt sich nicht feststellen, warum der Quelle Eisspeicher gegenüber der Quelle Solaranlage der Vorrang eingeräumt wurde. Hinsichtlich Arbeitszahl wäre der Wärmepumpenbetrieb mit der Solaranlage als Quelle (Modus 2) jedenfalls effizienter. Außerdem ist der Betrieb der Wärmepumpen 3 (Quelle Brunnen) interessant. Diese Wärmepumpe ist einmal um 6 Uhr morgens und einmal gegen 16.00 Uhr in Betrieb (gelb strichliert), ohne dass das System jemals in den Betriebsmodus 7.1 wechselt. Trotz eigenem Betriebsmodus für Wärmepumpe 3, scheint diese – wie bereits weiter oben erwähnt – weitgehend unabhängig vom Restsystem zu agieren.

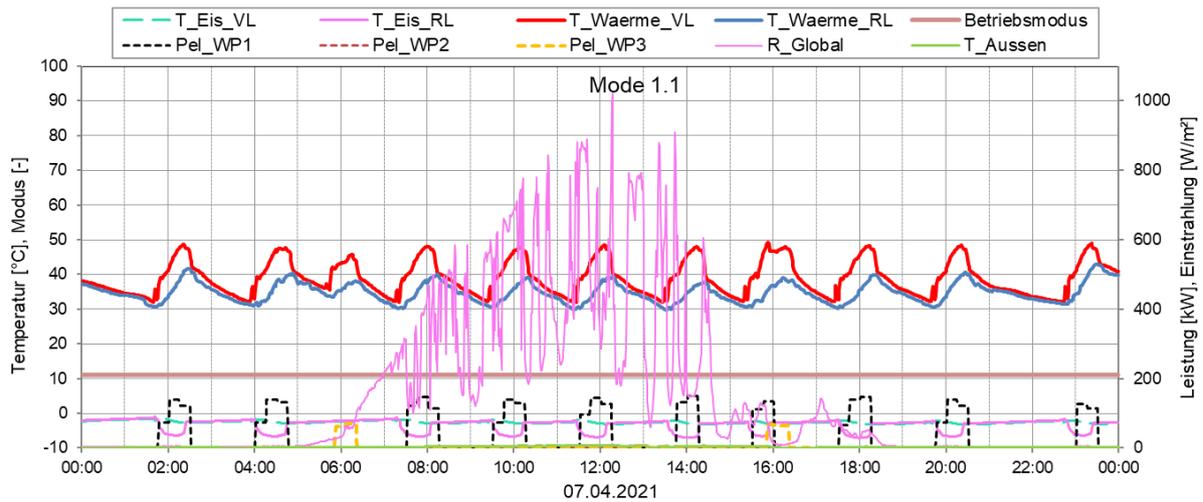


Abbildung 37: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Kreis der Wärmepumpen 1 und 2 sowie im Eisspeicher zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und elektrischen Leistungsaufnahme aller Wärmepumpen für Modus 1.1 (7.4.2021)

Modus 2 – Heizen: Wärmepumpenbetrieb mit Solaranlage als Quelle

In Abbildung 38 sind die Temperaturen im Kreis der Wärmepumpen 1 und 2 sowie im solaren Primärkreis zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und die elektrischen Leistungsaufnahmen aller Wärmepumpen dargestellt. Es handelt sich um einen leicht wechselhaften Tag mit einer maximalen Einstrahlung von rund 430 W/m². Die Kollektortemperatur erreicht einen Tageshöchstwert von max. 14, 5 °C. In etwa alle 2 Stunden ist Wärmepumpe 2 in Betrieb (an diesem Tag ruht Wärmepumpe 1). Dies ist einerseits an der elektrischen Energieaufnahme und andererseits am Einbrechen der solaren Rücklauftemperatur erkennbar. Der Betrieb ist sehr stabil. Auch an diesem Tag ist der unabhängige Betrieb von Wärmepumpe 3 erkennbar, welcher in den Betrieb von Wärmepumpe 2 eingeflochten ist. Auf der Wärmeabgabeseite (T_Waerme_VL/RL) ist kein Unterschied zwischen den Wärmeerzeugern feststellbar.

Des Weiteren ist an diesem Tag eine weitere Besonderheit des Systems zu erkennen: Die Solaranlage als Quelle für die Wärmepumpe ist auch in der Nacht – also in Zeiten ohne nennenswerte Einstrahlung – aktiv und arbeitet dann als Luft-Wasser-Wärmetauscher.

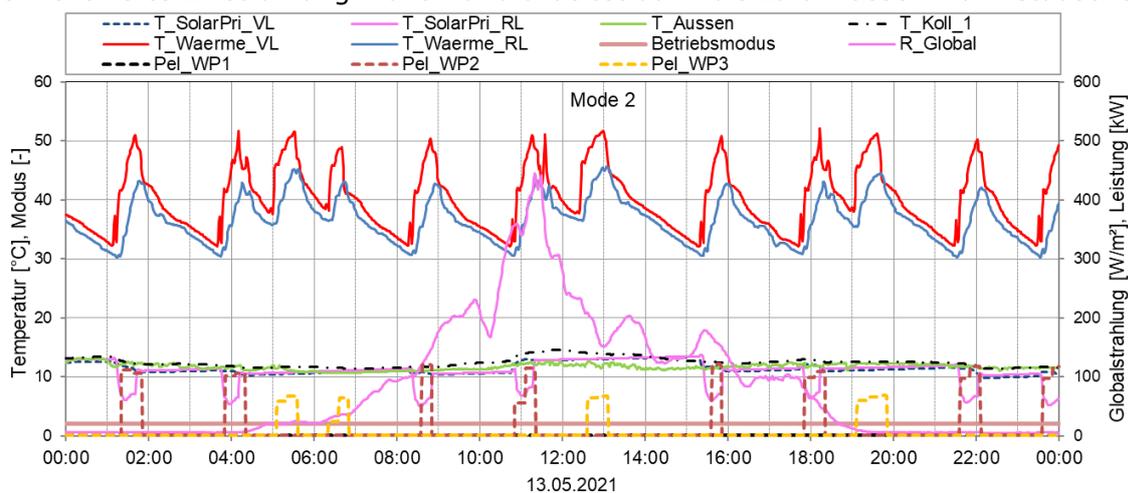


Abbildung 38: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Kreis der Wärmepumpen 1 und 2 sowie im solaren Primärkreis zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und elektrischen Leistungsaufnahme aller Wärmepumpen für Modus 2 (13.5.2021)

Modus 7.1 – Heizen: Wärmepumpenbetrieb mit Brunnen als Quelle

In Abbildung 39 sind die Temperaturen rund um Wärmepumpe 3, der Betriebsmodus, eine Ventilstellung und die elektrischen Leistungsaufnahmen aller Wärmepumpen dargestellt. Zunächst lässt sich exemplarisch dargestellt an diesem Tag feststellen, dass im Betriebsmodus 7.1 die Wärmepumpen 1 und 2 nicht in Betrieb sind. Der gegenständliche Betriebsmodus ist praktisch den ganzen Tag über aktiv und die Wasser-Wasser-Wärmepumpe schickt Wärme auf einem relativ konstanten Vorlauftemperaturniveau von rund 38 °C ins System. Dementsprechend ebenso relativ konstant sind die Temperaturen auf der Quellseite. Der Brunnen stellt rund 18 °C ($T_{\text{Brunnen_pri_VL}}$, pink) zur Verfügung, über den Wärmetauscher auf der Quellseite gehen rund 5 K verloren, sodass die Verdampferseite der Wärmepumpe ($T_{\text{Brunnen_sek_VL}}$, orange strichliert) mit rund 13 °C beaufschlagt wird. Die Dimensionierung des Wärmetauschers ist also grundsätzlich gut gewählt. Auffallend ist jedoch die Stellung des Umschaltventils, welches die Quellseite der Wärmepumpe vom Restsystem trennen kann. Zur Erläuterung sind für den Zeitpunkt 13:13 Uhr am gleichen Tag alle Temperaturen auf der Quellseite der Wärmepumpe 3 in Abbildung 40 direkt in einen Ausschnitt des Hydraulikschemas eingezeichnet. Das Ventil VEN_Brunnen steht mit Ausnahme von 1,5 Stunden in der gesamten Monitoringperiode immer auf 100 %. Das bedeutet, dass Wärmepumpe 3 *immer* gleichzeitig heizt und kühlt (auch in Laufzeiten außerhalb von Modus 7.1) und nie ausschließlich den Brunnen als Quelle nutzt. Es ist schwierig, die Auswirkungen des fehlerhaft geschalteten Ventils auf die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe zu bewerten. Dieser Zustand wurde an den Anlagenbetreiber gemeldet.

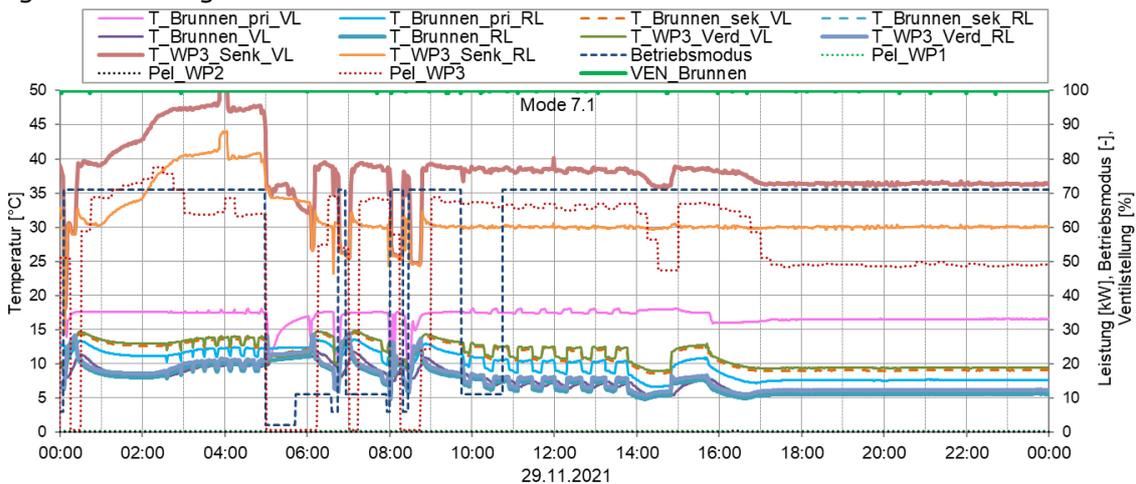


Abbildung 39: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Kreis der Wärmepumpe 3 sowie im Primärkreis des Brunnens zuzüglich der elektrischen Leistungsaufnahme aller Wärmepumpen für Modus 7.1 (29.11.2021)

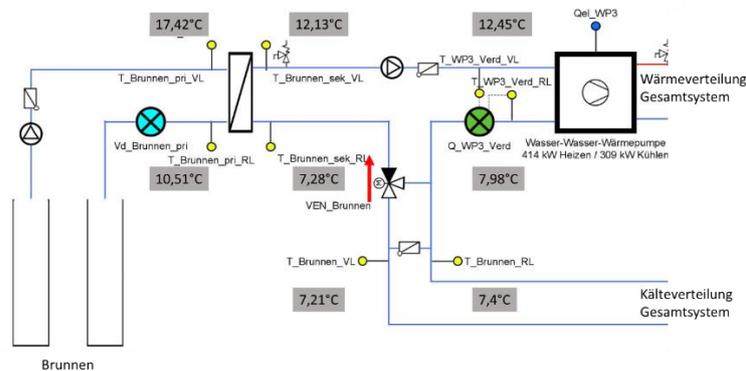


Abbildung 40: Exemplarische Temperaturen bei Betrieb der Wärmepumpe 3 auf der Quellseite (29.11.2021 13:13 Uhr)

Modus 4 – Kühlen: Freie Kühlung aus dem Eisspeicher

In Abbildung 41 sind die Temperaturen am Wärmetauscher beim Eisspeicher sowie im Kühlkreis zuzüglich der relevanten Durchflüsse und der Betriebsmodus dargestellt. Zur Verdeutlichung der Messpunkte ist ein Ausschnitt des Hydraulikschemas in Abbildung 42 dargestellt. Auffallend in diesem Modus ist zunächst, dass der Durchfluss zwischen dem externen Eisspeicher-Wärmetauscher und dem Kältetauscher (rot) sowie nach dem Kältetauscher (gelb) sehr konstant sind. Die Temperaturen im Kühlkreis (T_{Kaelte_VL} – hellblau, T_{Kaelte_RL} – orange) hingegen fluktuieren sehr stark. Diese Schwankungen werden durch den stark schwankenden Pumpenbetrieb zwischen dem Eisspeicher und dem externen Wärmetauscher verursacht (violett). Aus den Messdaten heraus lässt sich dieser Betrieb nicht erklären. Das Pumpenverhalten wurde an den Anlagenbetreiber kommuniziert.

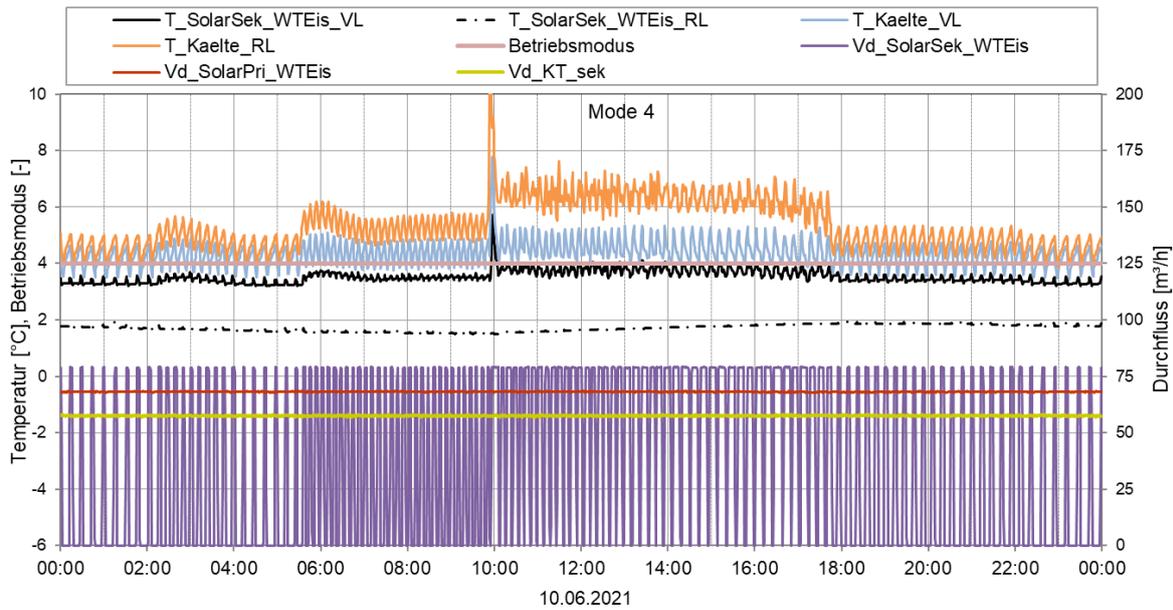


Abbildung 41: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen am Wärmetauscher beim Eisspeicher sowie im Kühlkreis zuzüglich der relevanten Durchflüsse und der Betriebsmodus für Modus 4 (10.06.2021)

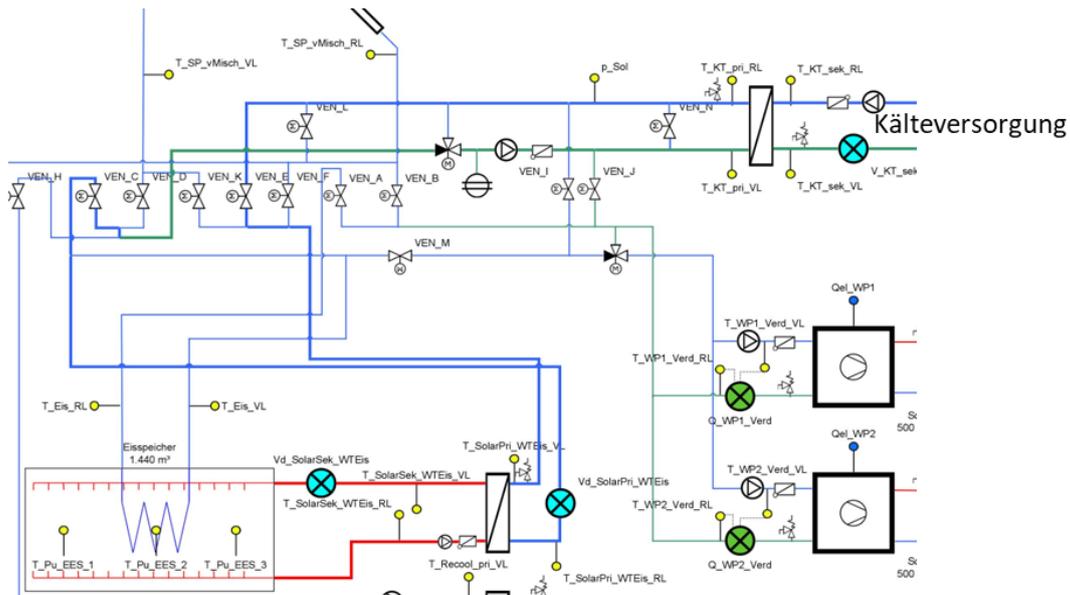


Abbildung 42: Ausschnitt aus dem Hydraulikschema. Die aktiven Leitungen in Modus 4 sind fett hervorgehoben.

Modus 6 – Kühlen: Aktive Kühlung durch Wärmepumpen 1 und 2, Abwärmesenke Kollektor

In Abbildung 43 sind die Temperaturen im Kollektor- sowie im Kühlkreis zuzüglich der relevanten Durchflüsse, der Betriebsmodus, die Außentemperatur und die Globalstrahlung dargestellt. Die Kühlung erfolgt an diesem Tag durchgängig in Modus 6 ausschließlich durch Wärmepumpe 1 (schwarz strichliert), Wärmepumpe 2 ist nicht in Betrieb. Auf der Kälteversorgungsseite sind Temperaturen zwischen 5 und ca. 12 °C festzustellen, wobei die Temperaturminima immer die Laufzeiten von Wärmepumpe 1 markieren. Die produzierte Wärme aus der Wärmepumpe wird über den Heizungspufferspeicher an die Solaranlage geschickt. Zwar produziert die Wärmepumpe rund 40 °C Vorlauftemperatur, die am Kollektor ankommende Temperatur entspricht jedoch der untersten Heizungspufferspeichertemperatur, welche bei rund 26 °C liegt. Die Außentemperatur (hellgrün) liegt bei aktiver Wärmepumpe im Mittel ca. 2,7 K unterhalb der solaren Rücklauftemperatur (=Abwärme Wärmepumpe). Die maximale Temperaturdifferenz liegt bei ca. 4,7 K. Die Kälteabnahme (Vd_KT_sek, hellrot) ist ziemlich konstant, die Laufzeiten der Wärmepumpe jedoch eher kurz und sporadisch. Für die Kälteversorgung ist trotzdem – vermutlich aufgrund der zwischengeschalteten Kälte-Pufferspeicher – immer eine ausreichend geringe Temperatur vorhanden. Die Wärmepumpeneffizienz könnte evtl. im Kühlbetrieb durch eine Vergrößerung des Kälte-Puffervolumens verbessert werden.

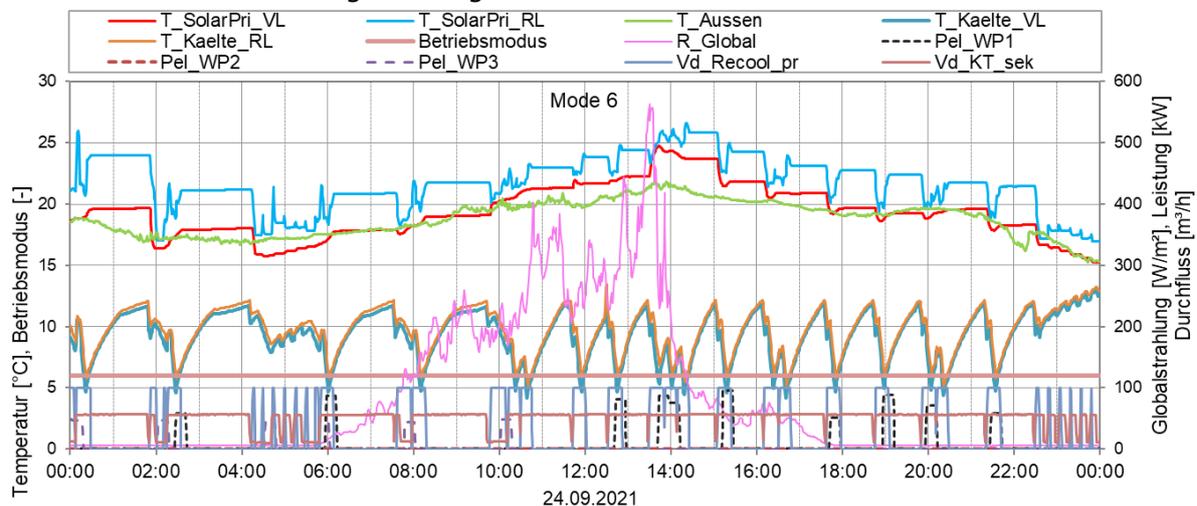


Abbildung 43: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Kollektor- sowie im Kühlkreis zuzüglich der relevanten Durchflüsse, der Betriebsmodus, die Außentemperatur und die Globalstrahlung für Modus 6 (24.09.2021)

In Abbildung 44 sind die Temperaturen und der Durchfluss im Kühlkreis 2 zuzüglich der Durchflüsse in den anderen Kühlkreisen dargestellt. Auffallend ist der im Vergleich zu den anderen 3 Kühlkreisen sehr hohe Durchfluss von rund 50 m³/h. Dies führt zu einer extrem kleinen Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur in Kühlkreis 2. Im Schnitt liegt die Temperaturdifferenz an diesem Tag bei ca. 0,23 K. Dies tritt ganzjährig mit Ausnahme der Monate Juli und August auf. Aber auch dort liegt die Temperaturdifferenz bei maximal 1,5 K bei praktisch gleichem Durchfluss. In diesem Kreis ist der Durchfluss zu überprüfen und gegebenenfalls nach unten zu korrigieren. Dieses Problem wurde dem Anlagenbetreiber kommuniziert.

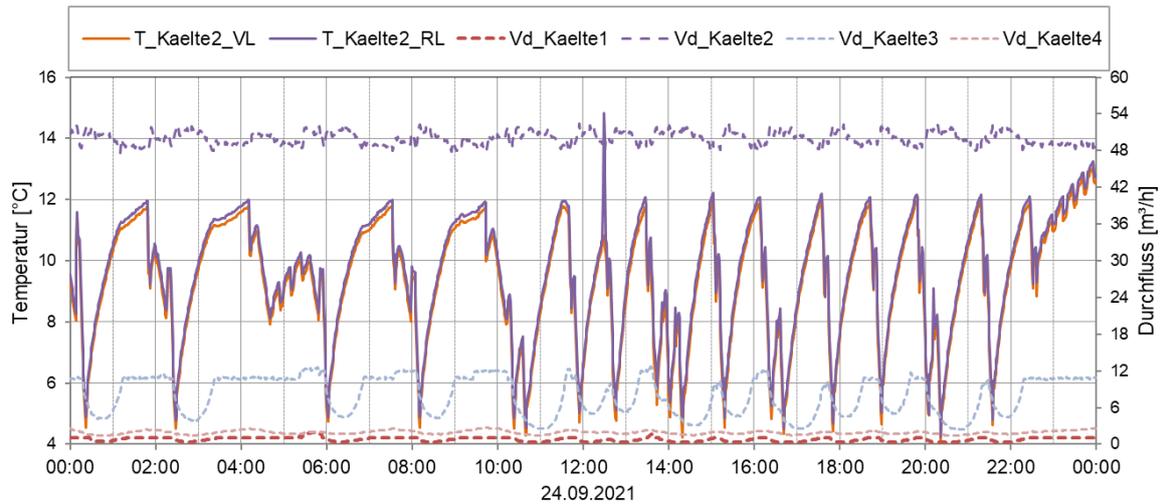


Abbildung 44: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Durchflusses im Kühlkreis 2 zuzüglich der Durchflüsse in den anderen Kühlkreisen (24.09.2021)

Modus 7.0 – Kühlen: Freie Kühlung aus dem Brunnen

In Abbildung 45 sind die Temperaturen rund um den Brunnenwärmetauscher und bei der Kälteversorgung zuzüglich der relevanten Durchflüsse und des Betriebsmodus für Modus 7.0 dargestellt. Der Durchfluss auf der Sekundärseite des Brunnens (Vd_WP3_Verd, grün) – dargestellt durch den Durchfluss auf der Quellseite der (inaktiven) Wärmepumpe 3 – ist wieder durch den hohen Durchfluss von Kältekreis 2 (Vd_Kaelte2, hellviolett strichliert) bestimmt und liegt durchgehend bei rund 53 m³/h. Der Brunnenwärmetauscher weist eine Temperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärseite von ca. 1 K auf. Dieses Verhalten wurde dem Anlagenbetreiber gemeldet.

Es lässt sich anhand der Messdaten nicht beurteilen, ob bzw. wie weit eine Reduktion des Durchflusses in Kältekreis 2 eine Effizienzverbesserung der freien Brunnenkühlung mit sich bringen würde. Bei Umsetzung der angesprochenen Durchflussreduktion ist jedenfalls auch der Durchfluss auf der Primärseite des Brunnenwärmetauschers (Vd_Brunnen_pri, dunkelblau strichliert), welcher aktuell bei rund 35 m³/h liegt, zu evaluieren und ggf. ebenfalls zu korrigieren.

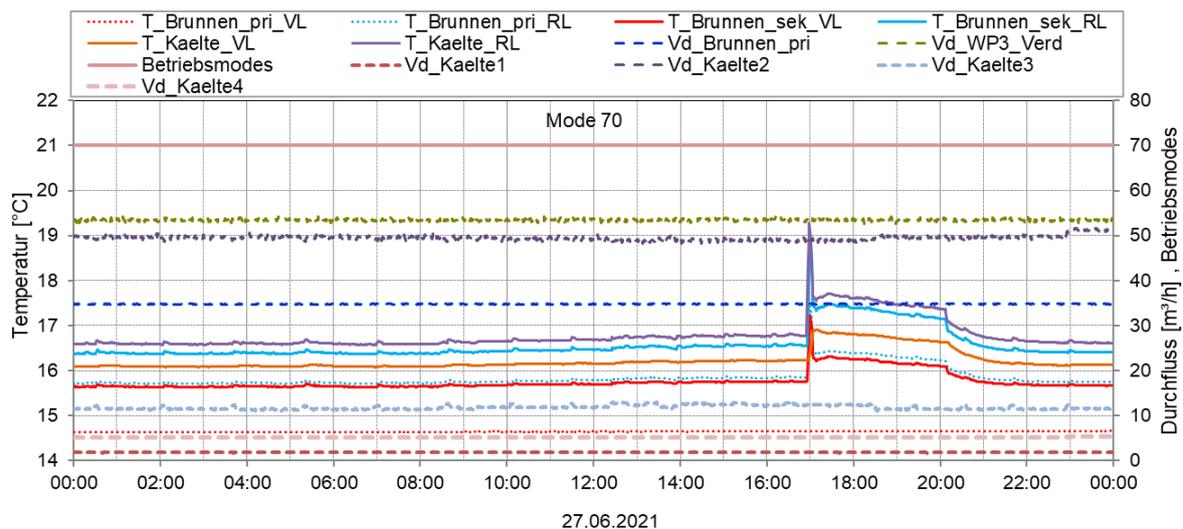


Abbildung 45: Beispielhafter Temperaturverlauf rund um den Brunnenwärmetauscher und der Kälteversorgung zuzüglich der relevanten Durchflüsse und des Betriebsmodus für Modus 7.0 (27.06.2021)

Für die Darstellung der Arbeitszahlen aller Wärmepumpen wurde jeweils nach Maschine und Quellenergie unterschieden. Die Arbeitszahlen der Sole-Wasser-Wärmepumpen (Quelle: Solar), die Wärmemengen und Stromverbräuche als auch die durchschnittlichen Quell- und Abgabtemperaturen der Wärmepumpen sind in Abbildung 46 dargestellt; Wärmepumpe 1 oben, Wärmepumpe 2 unten. Der Quotient aus Stromverbrauch (Input, dunkelrot) und Wärmeabgabe (Output, grau) ergibt die Monats- bzw. Jahresarbeitszahlen, welche im gesamten Monitoringzeitraum bei rund 4 lagen. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg betragen die Arbeitszahlen im Mittel 3,89 (WP1) und 4,02 (WP2). Dies kann als durchaus gutes Ergebnis gewertet werden.

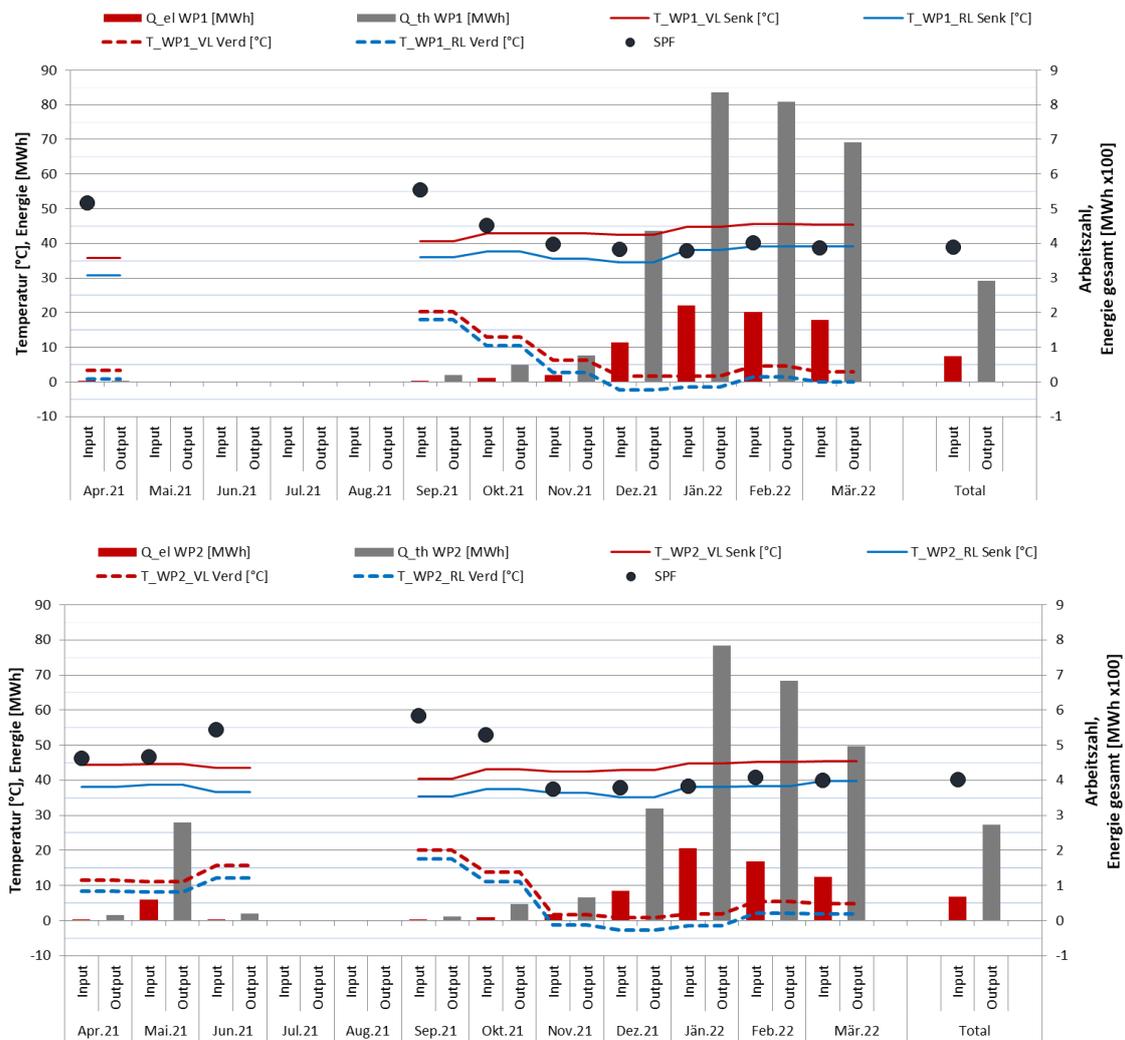


Abbildung 46: Detailanalyse der Sole-Wasser-Wärmepumpe 1 (oben) und der Sole-Wasser-Wärmepumpe 2 (unten) jeweils mit der Solaranlage als Wärmequelle hinsichtlich Temperaturniveaus der Quell- und Senkenseite sowie Berechnung der Arbeitszahl

Die Arbeitszahlen der Sole-Wasser-Wärmepumpen (Quelle: Eisspeicher), die Wärmemengen und Stromverbräuche als auch die durchschnittlichen Quell- und Abgabtemperaturen der Wärmepumpen sind in Abbildung 47 dargestellt; Wärmepumpe 1 oben, Wärmepumpe 2 unten. Der Quotient aus Stromverbrauch (Input, dunkelrot) und Wärmeabgabe (Output, grau) ergibt die Monats- bzw. Jahresarbeitszahlen, welche im gesamten Monitoringzeitraum zwischen ca. 3,5 und 4 lagen. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg betragen die Arbeitszahlen im Mittel 3,56 (WP1) und 3,63 (WP2). Dies kann als akzeptables Ergebnis gewertet werden. Der Unterschied in den Arbeitszahlen im Vergleich zur Quelle Solaranlage ist auf die niedrigeren Quelltemperaturen (Verdampfer) zurückzuführen. Der Vergleich der strichlierten Linien in

den beiden Modi zeigt, dass die Quelltemperaturen aus dem Eisspeicher um bis zu 15 K unter jenen aus der Solaranlage liegen.

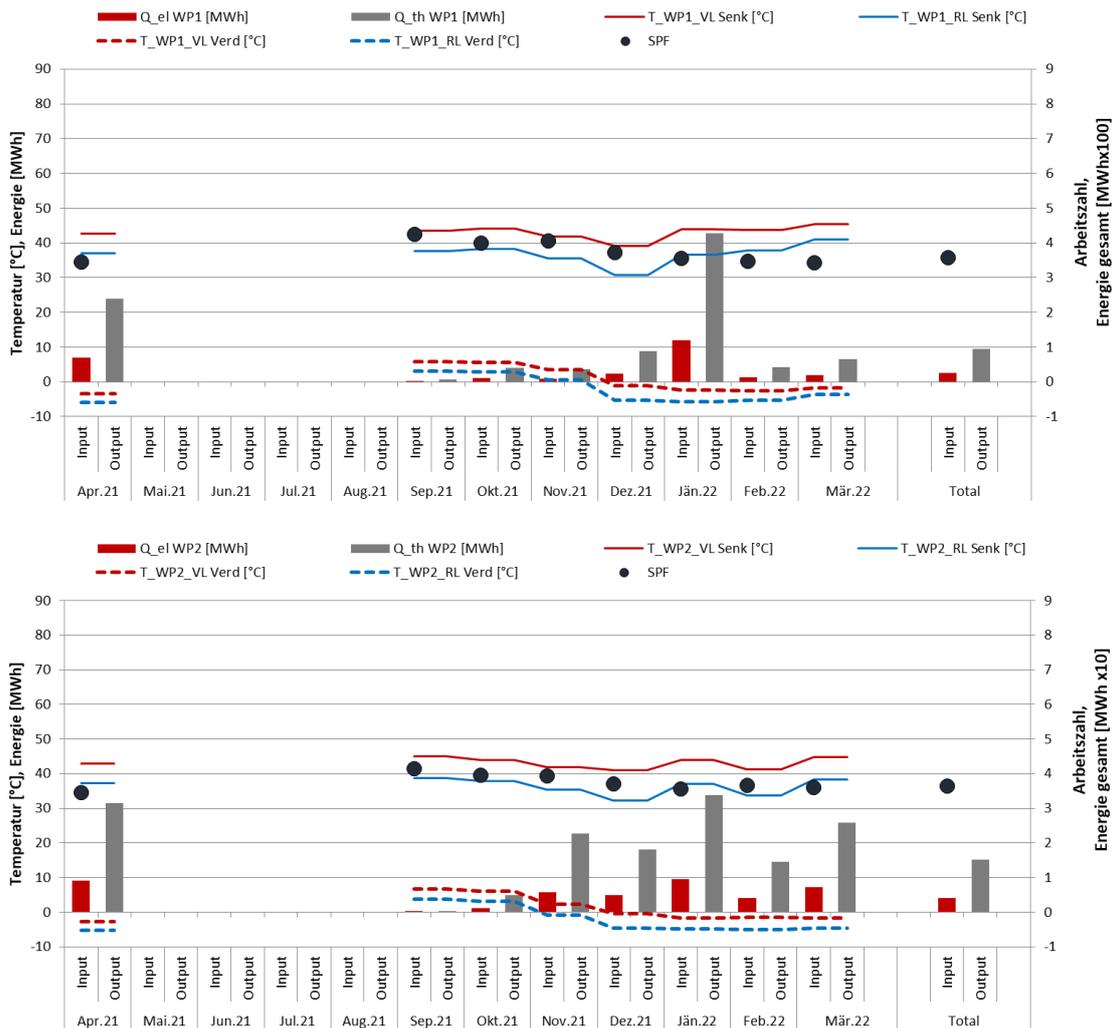


Abbildung 47: Detailanalyse der Sole-Wasser-Wärmepumpe 1 (oben) und der Sole-Wasser-Wärmepumpe 2 (unten) jeweils mit dem Eisspeicher als Wärmequelle hinsichtlich Temperaturniveaus der Quell- und Senkenseite sowie Berechnung der Arbeitszahl

Die Arbeitszahlen der Sole-Wasser-Wärmepumpen mit den Räumen als Wärmequelle (=aktives Kühlen), die Wärmemengen und Stromverbräuche als auch die durchschnittlichen Quell- und Abgabtemperaturen der Wärmepumpen sind in Abbildung 48 dargestellt; Wärmepumpe 1 oben, Wärmepumpe 2 unten. Der Quotient aus Stromverbrauch (Input, dunkelrot) und Wärmeabgabe (Output, grau) ergibt die Monats- bzw. Jahresarbeitszahlen. Dieser Modus trat ausschließlich in den Monaten September und Oktober, in geringen Teilen im November auf. In diesem Zeitraum lagen die Arbeitszahlen zwischen rund 3 und ca. 3,7. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg betragen die Arbeitszahlen im Mittel 3,46 (WP1) und 3,79 (WP2). Im Hinblick auf die Quelltemperaturen zwischen 9 und 11 °C kann das als eher bescheidenes Ergebnis gewertet werden. Grund dafür sind vermutlich die eher geringen Laufzeiten sowie die Interaktion mit der unabhängig betriebenen Wasser-Wasser-Wärmepumpe 3, welche durch die oben beschriebene hydraulische Fehlschaltung nicht nur die Quelltemperaturen für die Wärmepumpen 1 und 2 im aktiven Kühlmodus wesentlich reduzierte, sondern auch den Löwenanteil der Kühlung – teilweise ungewollt – übernahm.

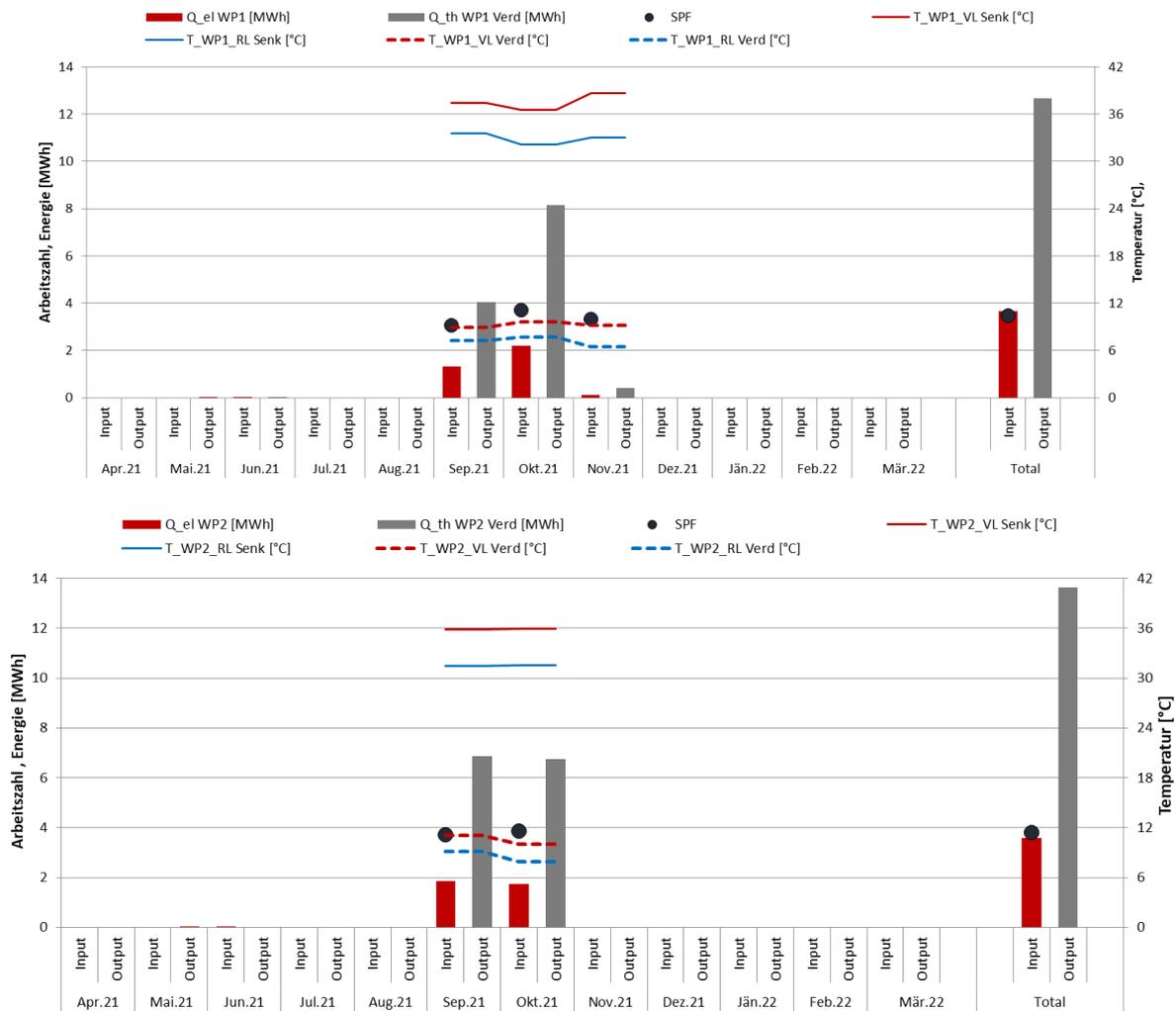


Abbildung 48: Detailanalyse der Sole-Wasser-Wärmepumpe 1 (oben) und der Sole-Wasser-Wärmepumpe 2 (unten) jeweils mit der Raumwärme als Wärmequelle (=aktives Kühlen) hinsichtlich Temperaturniveaus der Quell- und Senkenseite sowie Berechnung der Arbeitszahl

Die Arbeitszahlen der Wasser-Wasser-Wärmepumpe, die Wärmemengen und Stromverbräuche als auch die durchschnittlichen Quell- und Abgabtemperatures der Wärmepumpe sind in Abbildung 49 dargestellt. Der Quotient aus Stromverbrauch (Input, dunkelrot) und Wärmeabgabe (Output, grau) ergibt die Monats- bzw. Jahresarbeitszahlen, welche im gesamten Monitoringzeitraum zwischen ca. 3,6 und 5 lagen. Über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg betrug die Arbeitszahl im Mittel 4,31. Dies kann als gutes Ergebnis gewertet werden und ist wesentlich auf die relativ stabilen Quelltemperaturen $>10\text{ °C}$ zurückzuführen.

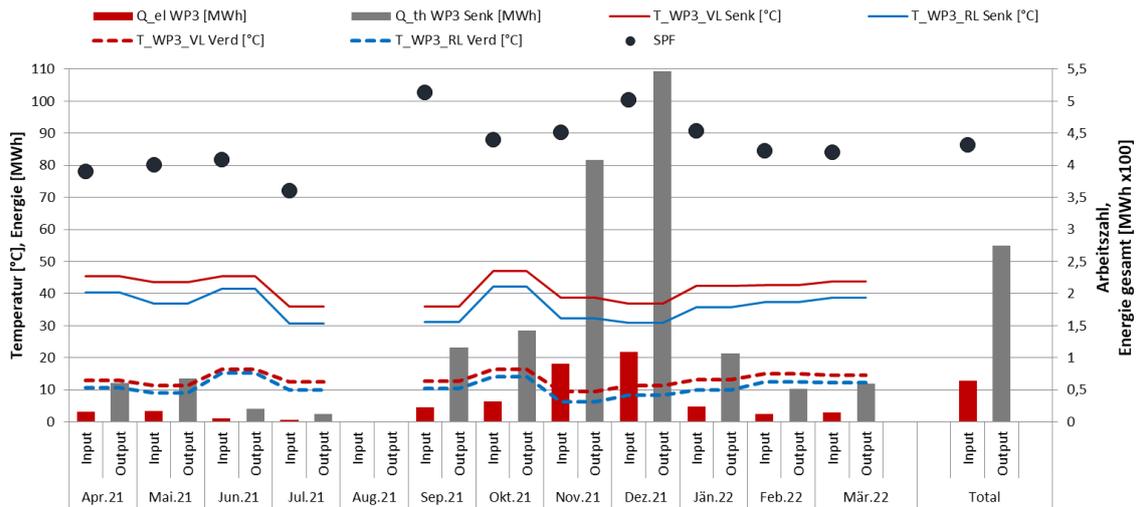


Abbildung 49: Detailanalyse der Wasser-Wasser-Wärmepumpe hinsichtlich Temperaturniveaus der Quell- und Senkenseite sowie Berechnung der Arbeitszahl

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 16 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) der beiden Sole-Wasser-Wärmepumpen angeführt. In der Betrachtungsperiode brachten die beiden Wärmepumpen 1 und 2 ungefähr gleich viel Energie auf weitgehend gleichem Temperaturniveau ins System ein. Im gewichteten Mittelwert lagen die Quelltemperaturen bei ca. 2 °C.

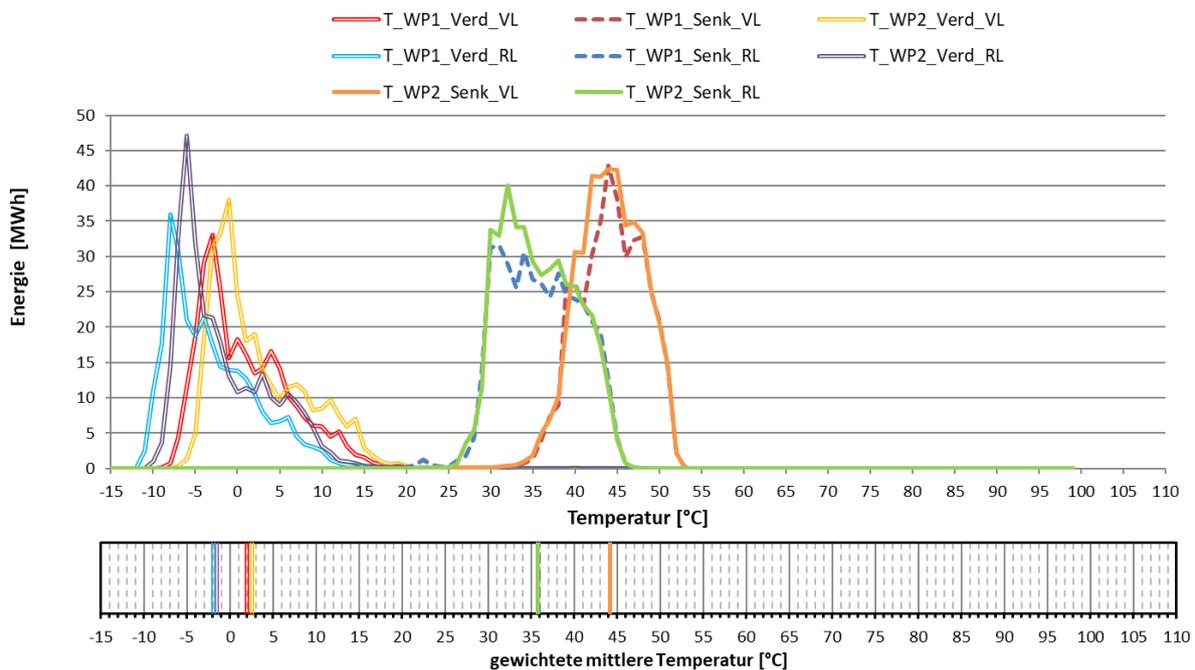


Abbildung 50: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Sole-Wasser-Wärmepumpen in der Monitoringperiode

In Abbildung 51 ist eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) der beiden Sole-Wasser-Wärmepumpen (WP1 und WP2) und zusätzlich der Wasser-Wasser-Wärmepumpen (WP3) angeführt. Die Zieltemperaturen von WP3 sind im Heizbetrieb durchaus vergleichbar, die Quelltemperaturen jedoch mit ca. 13 °C im gewichteten

Mittelwert deutlich höher. Auch gut erkennbar ist der energetische Anteil an der Gesamtwärmeproduktion von rund 30 % (vgl. Abbildung 9).

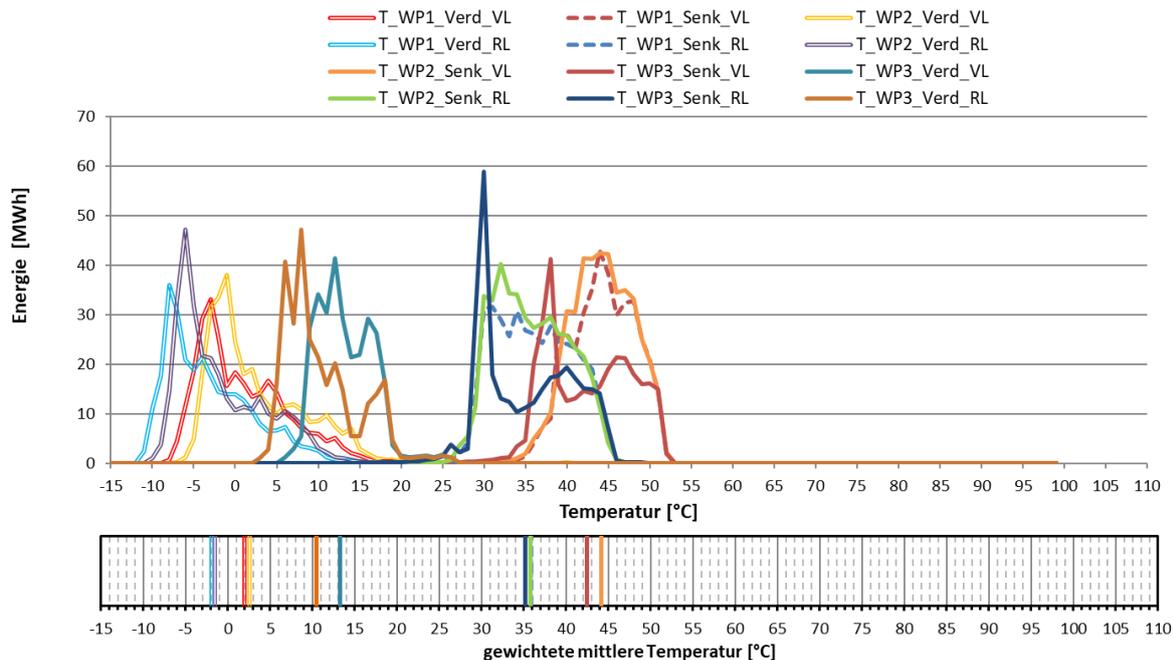


Abbildung 51: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Sole-Wasser-Wärmepumpen (WP1 und WP2) und die Wasser-Wasser-Wärmepumpe (WP3) in der Monitoringperiode

7.2.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „IKEA Logistikzentrum“ kann als stabil beschrieben werden. Im Vergleich zu den prognostizierten Werten liegen sowohl Verbrauch mit -72 %, als auch Ertrag mit -70% wesentlich hinter den Prognosen zurück, wobei bei der Globalstrahlung ein Plus von 12 % gemessen wurde. Klar ist, dass der deutlich geringere Verbrauch, die Ergebnisse für den solaren Ertrag bedingt. Die Ursache für die Abweichung konnte weder aus den Messdaten, noch aus Gesprächen mit dem Anlagenbetreiber geklärt werden.

Der solare Deckungsgrad lässt sich für das gegenständliche System mit den klassischen Definitionen nicht bestimmen, weil die Solarenergie ausschließlich auf der Quellseite der Sole-Wasser-Wärmepumpe ins System eingebunden ist. Betrachtet man jedoch die Quellennutzung der Sole-Wasser-Wärmepumpen, so stellt die Solaranlage 69 % der notwendigen Quellenergie. Ein weiterer Anwendungsbereich der Solaranlage ist die Rückkühlung von Abwärme aus aktiver Kühlung: 37 % der Abwärme wird über die Solaranlage, 40 % in den Brunnen und 23 % für die Regeneration des Eisspeichers genutzt.

Die Arbeitszahlen der Wärmepumpen unterscheiden sich deutlich in Abhängigkeit der Wärmequelle. So haben die Sole-Wasser-Wärmepumpen bei Quelle Solar eine Jahresarbeitszahl von ca. 4, bei Quelle Eisspeicher liegt die Jahresarbeitszahl bei ca. 3,6. In den verhältnismäßig wenigen Betriebsstunden der aktiven Kühlung durch die Sole-Wasser-Wärmepumpen liegt die Jahresarbeitszahl bei ca. 3,5. Die Wasser-Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Brunnen) erreichte eine Jahresarbeitszahl von ca. 4,3.

Im Betrachtungszeitraum konnten folgende Optimierungspotentiale festgestellt werden:

- Das Umschaltventil, welches beim Heizbetrieb der Wasser-Wasser-Wärmepumpe das Restsystem vom Brunnen entkoppeln soll, ist immer offen. Sprich, wenn WP3 im Heizmodus ist, wird immer gleichzeitig gekühlt und die Quelltemperaturen für die Wärmepumpe sind eine Mischung aus Kältekreisen und dem Brunnen.
- Die Pumpe im hydraulischen Kreis zwischen dem Eisspeicher und dem externen Wärmetauscher am Eisspeicher (Regenerationswärmetauscher) weist einen extrem

schwankenden Betrieb auf. Aus den Messdaten heraus ist dieser Betrieb nicht erklärbar. Er führt jedoch zu stark schwankenden Temperaturen in den anderen Kreisen.

- Im Vergleich zu den anderen Kühlkreisen (<15 m³/h) wird Kühlkreis 2 mit einem sehr hohen Durchfluss von 50 m³/h betrieben. Dies führt zu mittleren Temperaturdifferenzen zwischen Vorlauf und Rücklauf von ca. 0,23 K. Dies tritt ganzjährig mit Ausnahme der Monate Juli und August auf, aber auch dort liegt die mittlere Temperaturdifferenz bei nur ca. 1,5 K bei praktisch gleichem Durchfluss. Eine Optimierung bzw. Reduktion des Durchflusses könnte zu wesentlichen Einsparungen hinsichtlich Pumpenstrom führen.
- Eventuell durch die hohen Durchflüsse in Kühlkreis 2 bedingt, lassen sich auf der Primärseite des Brunnens ebenfalls sehr hohe Durchflüsse in der Größenordnung von 35 m³/h feststellen. In Folge einer Reduktion des Durchflusses in Kühlkreis 2, sollte auch hier der Durchfluss neu evaluiert werden.
- Der Betrieb der Wasser-Wasser-Wärmepumpe (WP3) ist weitgehend unabhängig von den in Kapitel 7.2.2 beschriebenen Betriebsmodi. Eine klare Regelungsstrategie bzw. Laufzeitenpriorität ist aus den Messdaten nicht erkennbar.

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

7.3 Fußballzentrum Tivoli, T.

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Footballzentrum Tivoli
<u>Adresse:</u>	Innsbruck
<u>Art der Anwendung:</u>	Solaranlagen in Kombination mit Wärmepumpen
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung- und Warmwasserversorgung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	166 m ² (Flachkollektor, SIKO Classic)
<u>Aperturfläche:</u>	144 m ²
<u>Neigung:</u>	40°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	170° (SSO)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5 m ³ Pufferspeicher (bis 40 °C), 10 m ³ Pufferspeicher (ca. 70 °C)
<u>Nachheizungssystem:</u>	1 Luft/Wasser-Wärmepumpe (48 kW) 1 Wasser/Wasser-Wärmepumpe (18,4 kW) Je 1 elektr. Heizstab pro Pufferspeicher
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	45,3 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	300,2 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit März 2022
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Jahr 2019 wurde in Innsbruck eine neue Trainingsheimstätte für den Football-Club Swarco Raiders Tirol errichtet, wo auch Wettkämpfe von Kinder- und Jugendmannschaften sowie internationale Trainingscamps stattfinden sollen. Es handelt sich um ein zweigeschossiges Gebäude. Das Untergeschoss erstreckt sich über einen länglichen Baukörper in Massivbauweise, wo im Wesentlichen die Umkleiden- und Duschräume für die Mannschaften ihren Platz finden. Noch dazu werden Lagerräume, die Schiedsrichterumkleiden, ein Arztbüro, eine Waschküche, ein Büro für die Veranstalter, ein

Mannschafts-Meetingraum und die Haustechnikräume im Untergeschoss untergebracht. Das Spielfeld wird vom Untergeschoss aus ebenerdig erschlossen.

Im Erdgeschoss befinden zwei Sanitärblöcke für Zuschauer, ein kleiner Kiosk, sowie Sprecher- und Presseboxen. Die Überdachung der Zuschauerplätze erfolgt über ein Flugdach, auf welchem sich die Solaranlage befindet.

Das Wärmeversorgungssystem besteht neben der Solaranlage aus zwei Wärmepumpen, welche über einen Pufferspeicher seriell miteinander verschaltet sind. Der Wärmebedarf der Anlage besteht zu rund $\frac{3}{4}$ aus Warmwasserbedarf und rund $\frac{1}{4}$ aus Wärmebedarf für die Raumheizung des Erdgeschosses. In der Planungsphase wurde eine detaillierte Aufstellung des Trainingsplans gemacht, um die Anlage entsprechend den auftretenden Lasten korrekt zu dimensionieren. Der reguläre Spielbetrieb findet von März bis Juli bzw. von September bis November statt. In dieser Zeit finden bis zu 4 Spiele pro Tag statt, an denen maximal 110 Personen pro Spiel teilnehmen, welche nach dem Spiel innerhalb einer halben Stunde die Duschen nutzen. Die Spielzeit beträgt 2 bis 2,5 Stunden. Innerhalb dieser Zeit können die Speicher beladen werden. Im Dezember und Jänner findet kein Betrieb der Anlage statt.

In Abbildung 52 sind der Neubau sowie das Spielfeld im Vordergrund dargestellt.



Abbildung 52: Spielfeld mit neu errichteter Tribüne im Hintergrund, am Dach die Solaranlage. Im Hintergrund das Tivoli Stadion (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 53: links: thermische Solaranlage am Dach, im Vordergrund eine 25 kWp PV-Anlage
rechts: die drei parallel verschalteten Frischwassermodule (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 54: Heizraum – warmer (links) und kalter (rechts) Pufferspeicher (Quelle: AEE INTEC)

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Footballzentrum Tivoli“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 55 dargestellt.

Die beiden parallel verschalteten Kollektorfelder bedienen über einen externen Wärmetauscher sowohl den Niedertemperatur- (NT; P1) als auch den Hochtemperaturpufferspeicher (HT; P2). Die beiden Pufferspeicher sind über eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit 18,4 kW thermischer Leistung verbunden, welche das Temperaturniveau des kühlen Pufferspeichers (bis ca. 40 °C) auf des Nutztemperaturniveau der Warmwasserbereitung (ca. 70 °C) hebt. Die Warmwasserbereitstellung geschieht über 3 parallel verschaltete Frischwassermodulen. Zur Erfüllung der Hygienestandards gibt es eine Zirkulationsleitung auf der Frischwasserseite. Bei Zirkulationsbetrieb wird der Rücklauf in den oberen Bereich des HT-Pufferspeichers eingebracht, bei Warmwasserzapfungen hingegen wird der Rücklauf in den unteren Bereich des HT-Pufferspeichers eingespeist. Auf diese Weise wird die Effizienz der Solaranlage verbessert.

Die Beheizung des Gebäudes geschieht über Fußbodenheizung im Untergeschoss und in Teilbereichen auch über die Lüftung. Diese beiden Verbraucher werden aus dem NT-Pufferspeicher versorgt. Im Erdgeschoss sind E-Heizkörper in den Sanitärblöcken vorgesehen. Aufgrund der Spiel- und Trainingseinheiten der Betriebsanlage (kein Betrieb im Dezember und Jänner) ist das Gebäude im Untergeschoss in der kalten Jahreszeit lediglich frostfrei zu halten. Die WC-Einheiten und der Kiosk werden dabei elektrisch über Frostwächter oder E-Heizkörper beheizt.

Um über das gesamte Jahr eine Mindest-Quelltemperatur für die Wasser-Wasser-Wärmepumpe sicherzustellen, wurde eine Luft-Wasser-Wärmepumpe mit 48 kW thermischer Leistung an den NT-Pufferspeicher angeschlossen. Diese ist ausschließlich aktiv, wenn die Solaranlage über einen längeren Zeitraum keine Wärme liefern kann. Die Maschine ist als Kompaktgerät ausgeführt und steht – gemeinsam mit dem Luftwärmetauscher – im Freien.

Als absolute Notheizung ist in beiden Pufferspeichern je ein elektrischer Heizstab installiert.

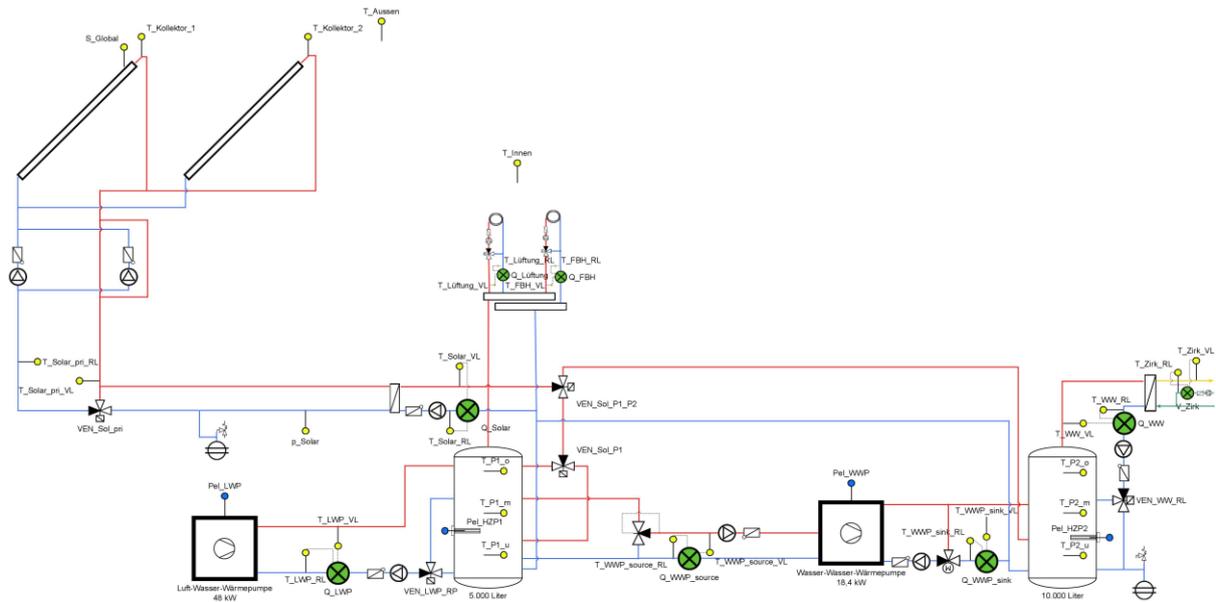


Abbildung 55: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Footballzentrum Tivoli“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler)

Sieben Wärmemengenzähler, 4 Stromzähler, 13 Temperatursensoren, 5 Ventilstellungen, 1 Drucksensor im solaren Primärkreis und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solaranlage

- S_Global Globalstrahlung in Kollektorebene
- T_Kollektor_1 Temperaturfühler Kollektorfeld 1
- T_Kollektor_2 Temperaturfühler Kollektorfeld 2
- p_Solar Anlagendruck Solar
- T_Sol_VL_pri Vorlauftemperatur Solar Primärkreis
- T_Sol_RL_pri Rücklauftemperatur Solar Primärkreis
- VEN_Sol_pri Umschaltventil Solarprimärkreis
- Q_Sol Energie Solar
- V_Sol Volumen Solar
- T_Sol_VL Vorlauftemperatur Solar
- T_Sol_RL Rücklauftemperatur Solar
- VEN_Sol_P1_P2 Umschaltventil Solar P1, P2
- VEN_Sol_P1 Umschaltventil Solar P1 o,u

Pufferspeicher

- T_P1_o Puffertemperatur P1 o
- T_P1_m Puffertemperatur P1 m
- T_P1_u Puffertemperatur P1 u
- T_P2_o Puffertemperatur P2 o
- T_P2_m Puffertemperatur P2 m
- T_P2_u Puffertemperatur P2 u

Verbraucher

Q_FBH	Energie Fußbodenheizung
V_FBH	Volumen Fußbodenheizung
T_FBH_VL	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung
T_FBH_RL	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung
Q_Lueftung	Energie Lüftung
V_Lueftung	Volumen Lüftung
T_Lueftung_VL	Vorlauftemperatur Lüftung
T_Lueftung_RL	Rücklauftemperatur Lüftung
Q_FWM	Energie Frischwassermodul
V_FWM	Volumen Frischwassermodul
T_FWM_VL	Vorlauftemperatur Frischwassermodul
T_FWM_RL	Rücklauftemperatur Frischwassermodul
VEN_WW_RL	Umschaltventil WW RL
Vd_Zirk	Durchfluss Warmwasser-Zirkulation
T_Zirk_VL	Vorlauftemperatur Warmwasser-Zirkulation
T_Zirk_RL	Rücklauftemperatur Warmwasser-Zirkulation

Wärmepumpen

Q_LWP	Energie Luft-Wasser-Wärmepumpe
V_LWP	Volumen Luft-Wasser-Wärmepumpe
T_LWP_VL	Vorlauftemperatur Luft-Wasser-Wärmepumpe
T_LWP_RL	Rücklauftemperatur Luft-Wasser-Wärmepumpe
VEN_LWP_RP	Umschaltventil Rücklauf Luft-Wasser-Wärmepumpe
Q_WWP_source	Energie Wasser-Wasser-Wärmepumpe Quelle
V_WWP_source	Volumen Wasser-Wasser-Wärmepumpe Quelle
T_WWP_source_VL	Vorlauftemperatur Wasser-Wasser-Wärmepumpe Quelle
T_WWP_source_RL	Rücklauftemperatur Wasser-Wasser-Wärmepumpe Quelle
Q_WWP_sink	Energie Wasser-Wasser-Wärmepumpe Senke
V_WWP_sink	Volumen Wasser-Wasser-Wärmepumpe Senke
T_WWP_sink_VL	Vorlauftemperatur Wasser-Wasser-Wärmepumpe Senke
T_WWP_sink_RL	Rücklauftemperatur Wasser-Wasser-Wärmepumpe Senke
Qel_WWP	elektrische Energie Wasser/Wasser-Wärmepumpe
PeL_WWP	elektrische Leistung Wasser/Wasser-Wärmepumpe
Qel_LWP	elektrische Energie Luft/Wasser-Wärmepumpe
PeL_LWP	elektrische Leistung Luft/Wasser-Wärmepumpe

Sonstiges

T_Aussen	Außentemperatur
Qel_HZP1	elektrische Energie Heizstab Puffer 1
PeL_HZP1	elektrische Leistung Heizstab Puffer 1
Qel_HZP2	elektrische Energie Heizstab Puffer 2
PeL_HZP2	elektrische Leistung Heizstab Puffer 2

7.3.3 Energiebilanz

Abbildung 56 zeigt die Energiebilanz der Anlage „Footballzentrum Tivoli“ während der bisherigen Monitoringperiode. Unter „Input“ sind sämtliche Erträge aus allen Wärmeerzeugern angeführt, unter „Output“ werden alle Verbraucher dargestellt. Für die

Wasser-Wasser-Wärmepumpe gibt es daher zwei Säulen: Die erzeugte Wärme ist auf der Input-Seite („Wasser WP Kond.“, pink), die quellseitig aus dem Niedertemperatur-Pufferspeicher entnommene Wärme ist auf der Output-Seite („Wasser WP Verd.“, hellblau). Ab Juni 2021 geht der Solarertrag deutlich zurück. Im Juni und Juli ist dafür im Wesentlichen der deutliche Verbrauchsrückgang im Vergleich zu April und Mai verantwortlich. Ende Juli kam es zusätzlich zu einem technischen Problem der Solaranlage. Die Fehlersuche dauerte bis Anfang Oktober 2021. Daher konnte die Solaranlage in den Sommermonaten keinen Ertrag liefern. In diesem Zeitraum stellt die Luft-Wasser-Wärmepumpe („Luft WP“, dunkelblau) die Quelltemperatur für die Wasser-Wasserwärmepumpe bereit und das energetische Verhältnis zwischen Luft-Wasser-Wärmepumpe und Wasser-Wasser-Wärmepumpe ist praktisch konstant.

Der Energieverbrauch für die Zirkulation (grün straffiert) ist rund doppelt so hoch, wie der Warmwasserverbrauch (dunkelgrün). Das gesamte Wärmeerzeugersystem ist im Wesentlichen zur Warmwasserbereitstellung für die Duschen ausgelegt und der Zirkulationsbetrieb muss den normativen Auflagen entsprechen. Andererseits war die Auslastung der Spielstätte im Betrachtungszeitraum pandemiebedingt deutlich geringer, als prognostiziert. Sobald der Warmwasserverbrauch steigt, sollte sich das Verhältnis zwischen Warmwasser und Zirkulation verbessern.

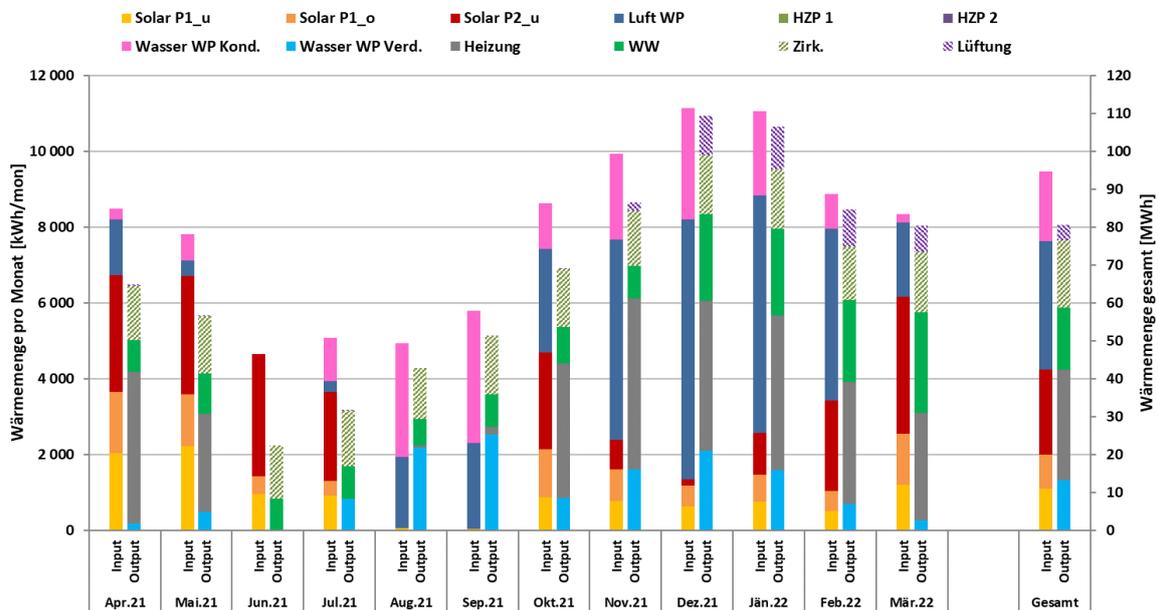


Abbildung 56: Energiebilanz der Anlage "Footballzentrum Tivoli"

7.3.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 57 bis Abbildung 59 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 „Footballzentrum Tivoli“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 607 kWh/m²a und eine Globalstrahlung von 1.332 kWh/m²a prognostiziert.

Die gemessene Globalstrahlung liegt rund 14 % über der Prognose. Der Ertrag liegt mit 300,15 kWh/m²a hingegen wesentlich unter der Prognose. Dies ist – mit Ausnahme der Monate August und September – auf die geringere Auslastung bzw. Nutzung der Sportanlage zurückzuführen, was auch anhand der Verbrauchsgrafik in Abbildung 59 erkennbar ist. Der Totalausfall der Anlage im August und September ist an der waagrechten Ertragskurve (rot) deutlich erkennbar.

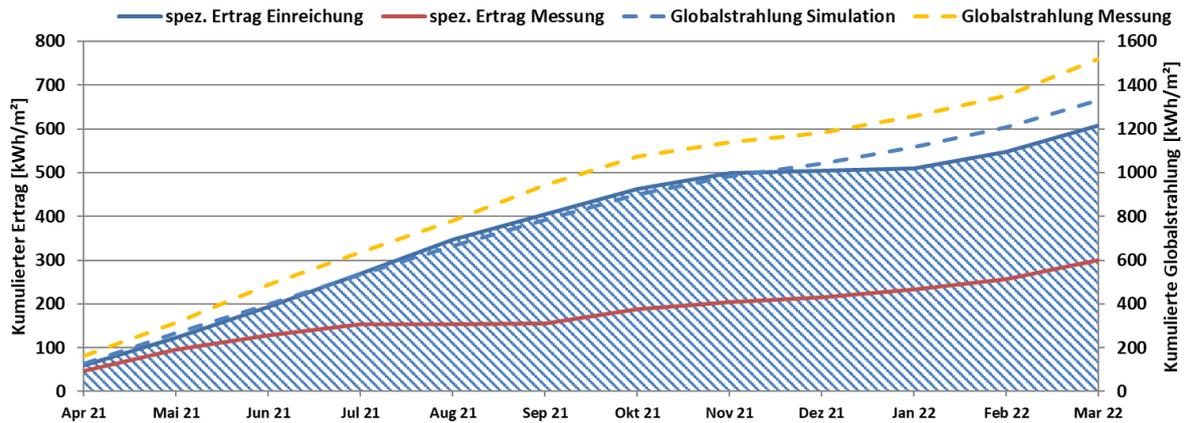


Abbildung 57: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Footballzentrum Tivoli“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers (blau) mit rund 56,6 % angegeben (Abbildung 58). Die Messergebnisse für das Monitorinjahr (rot) zeigen das Potential der Anlage. Von Juli bis September ist jedoch der fehlende Solarertrag offensichtlich. Die Anlage erreichte einen solaren Deckungsgrad von 45,3 %, was in Anbetracht der Rahmenbedingungen als solides Ergebnis betrachtet werden kann.

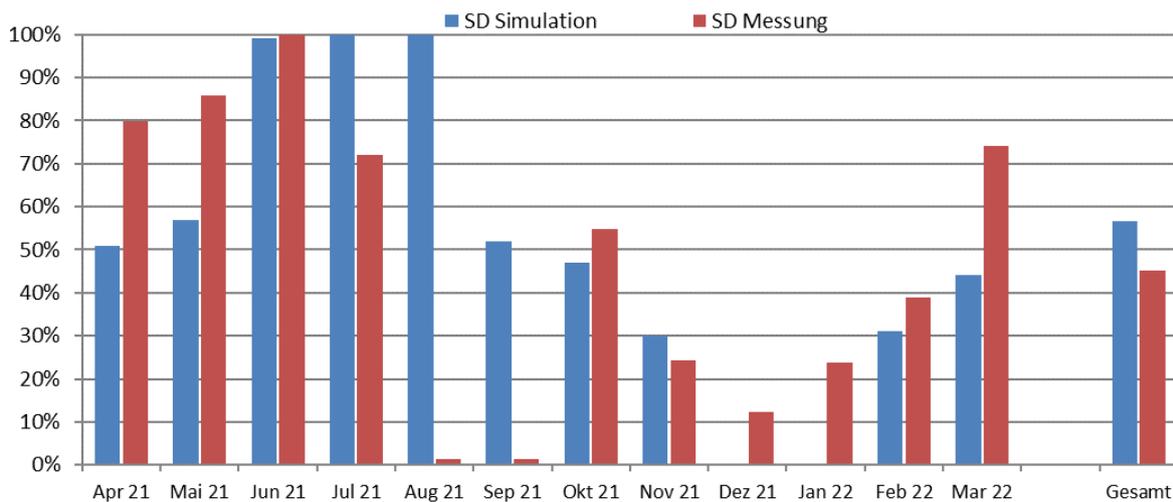


Abbildung 58: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „Footballzentrum Tivoli“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 165,5 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 59 zu entnehmen. Da im Dezember und im Jänner kein Anlagenbetrieb geplant war und die Gebäude über E-Heizkörper frostfrei gehalten werden, verläuft die Kurve der Simulation (blau) in diesen beiden Monaten horizontal. Der gemessene Verbrauch (rot) lag von Anfang an, pandemiebedingt wesentlich unter der Prognose, allerdings gab es auch während der Winterperiode einen deutlichen, nicht prognostizierten Heizwärmeverbrauch (vgl. auch Systembilanz in Abbildung 56). Aus einem Gespräch mit dem Anlagenbetreiber Anfang Oktober 2021 ging hervor, dass die Mannschaft der 1. Liga ins europäische Ranking aufgestiegen ist. Damit wird – gemeinsam mit den Trainingseinheiten der 2. Liga und der Jugendmannschaften – mit einer höheren Auslastung der Trainingsstätte gerechnet. Entgegen der Simulation gab es auch im Dezember und Jänner einen deutlichen Verbrauch. Insgesamt lag der Verbrauch mit 86,6 MWh bei rund 52% des prognostizierten Verbrauchs.

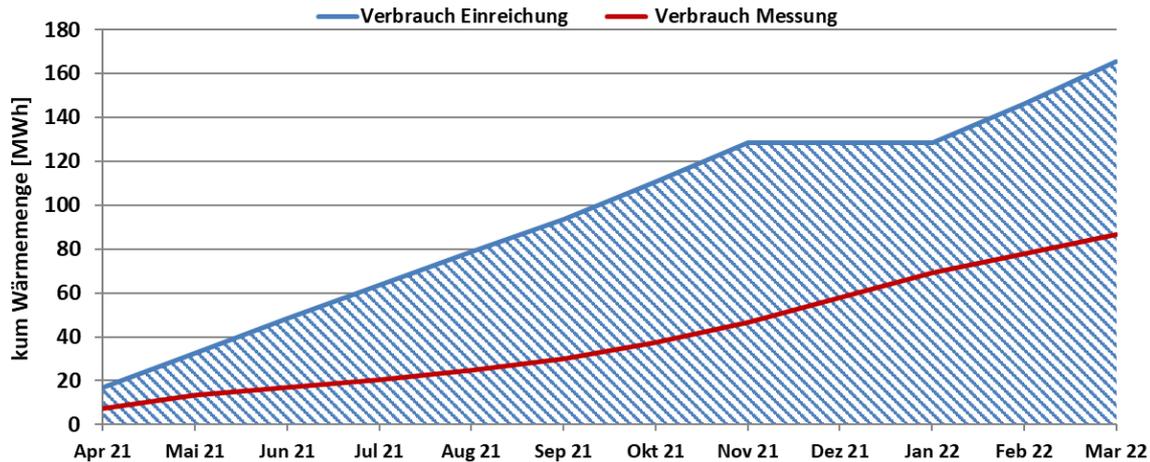


Abbildung 59: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für das Projekt „Footballzentrum Tivoli“

7.3.5 Detailanalyse und Optimierungspotenzial

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 60 sind die Temperaturen im solaren Sekundärkreis und im Luftwärmepumpenkreis, der Druck im solaren Primärkreis, die Temperaturen im kühleren Pufferspeicher 1 (strichliert) und im wärmeren Pufferspeicher 2 (punktiert) zuzüglich der Außentemperatur und Globalstrahlung in Kollektorebene dargestellt. Im Zuge der Systemanalysen konnte eine negative Leistung im Luft-Wasser-Wärmepumpenkreis festgestellt werden. Diese ist als P_LWP_n (dunkel-türkis) mit positivem Verlauf dargestellt. Es handelt sich um einen schönen Tag mit einem relativ glatten Verlauf der Globalstrahlung mit Ausnahme der Mittagsstunden. Anhand der Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarkreis (rot = VL, blau = RL) sind deutlich die Umschaltzeiten zwischen Pufferspeicher 1 und 2 erkennbar. Von 8 bis ca. 11 Uhr wird der kühlerer Pufferspeicher 1 von der Solaranlage beladen. Die gestrichelten Puffertemperaturen steigen langsam an. Dann übersteigt die Kollektortemperatur (schwarz) die unterste Temperatur in Pufferspeicher 2 (hellgrau punktiert) und die Regelung schaltet auf solare Beladung von Pufferspeicher 2 um. Über die nächsten Stunden wird dieser beladen. Nach Absinken der Kollektortemperatur unter die unterste Puffertemperatur von Pufferspeicher 2, wird die Restwärme des Tages wieder in Pufferspeicher 1 eingebracht.

Die Luft-Wasser-Wärmepumpe ist nur in den frühen Morgenstunden ein paar Mal kurz in Betrieb, was primär an den Durchflüssen in Abbildung 62 erkennbar ist. Anhand dieser Durchflussgrafik ist auch erkennbar, dass als Verbraucher nur die Gebäudeheizung und die Warmwasser-Zirkulation auftreten. Die Gebäudeheizung ist in den frühen Morgenstunden bis in den frühen Vormittag hinein, die Zirkulationsleitung durchgehend in Betrieb. Die Vorlauftemperatur des Frischwassermoduls folgt im Prinzip der obersten Puffertemperatur in Pufferspeicher 2 (Abbildung 61). Ein Umschichten von Pufferspeicher 1 zu Pufferspeicher 2 durch die Wasser-Wasser-Wärmepumpe erfolgt zweimal am Tag. Einmal um ca. 4 Uhr in der Früh. Das zweite Mal (um die Mittagszeit) fällt die Betriebszeit mit jener der Solaranlage zusammen. Hier sollte die Regelungsstrategie überprüft werden, ob ein engeres Temperaturband für die Einschaltbedingungen der Wärmepumpe, deren Laufzeit (insbesondere zu Laufzeiten der Solaranlage) verkürzen kann. Dies wurde mit der Regelungsfirma besprochen.

Die Solaranlage besteht aus zwei Kollektorfeldern mit separaten Kollektorfühlern. Da sich die beiden Kollektorfelder zu jedem Zeitpunkt gleich verhalten, wurde zur besseren

Übersichtlichkeit der Grafiken auf die Darstellung der zweiten Kollektortemperatur verzichtet.

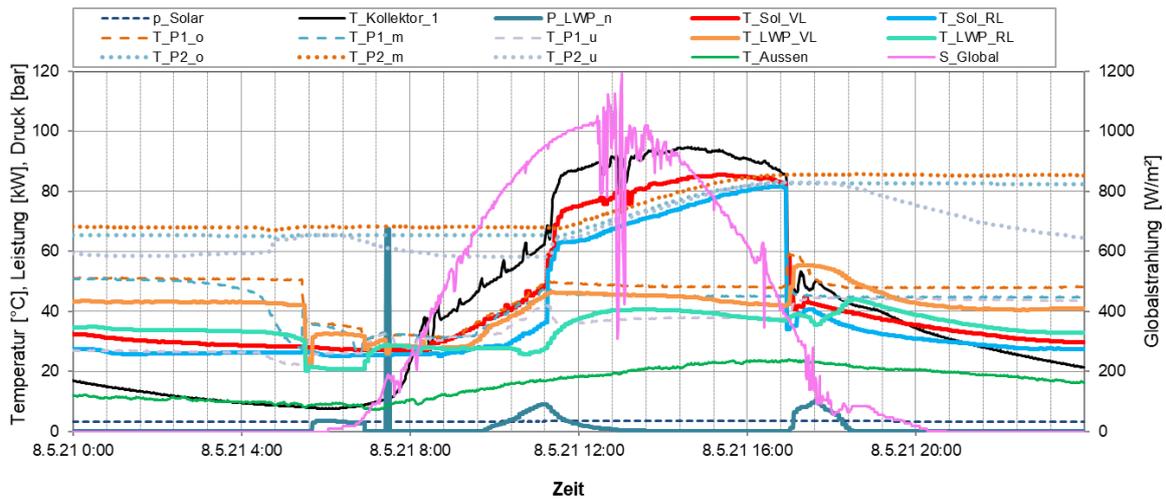


Abbildung 60: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solar- und Luftwärmepumpenkreis sowie in den Pufferspeichern zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und des Drucks im solaren Primärkreis (8.5.2021)

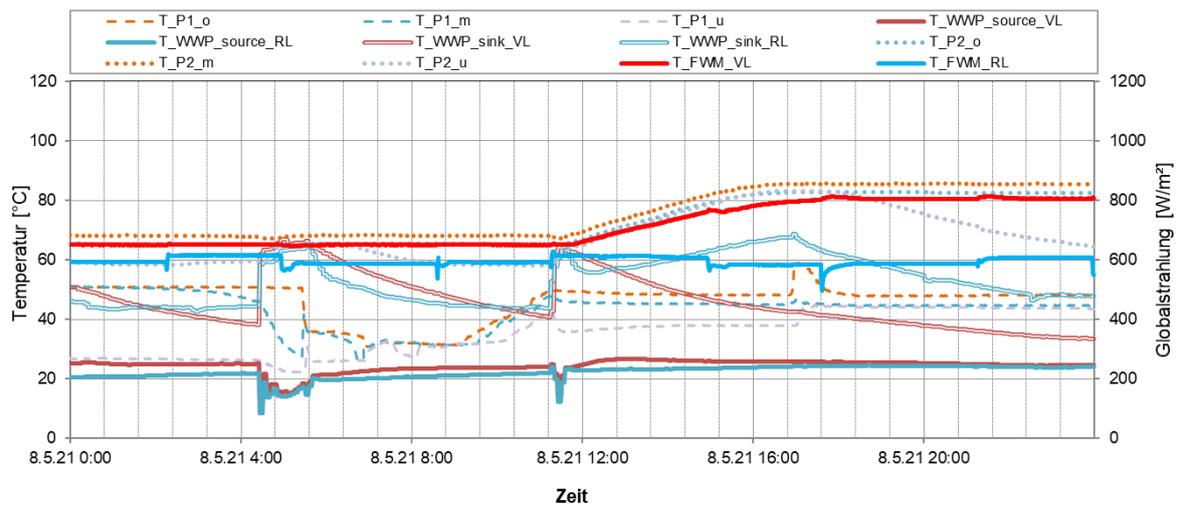


Abbildung 61: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen quell- und senkenseitig von der Wasser-Wasser-Wärmepumpe, der Versorgung des Frischwassermoduls (FWM) sowie in den Pufferspeichern (8.5.2021)

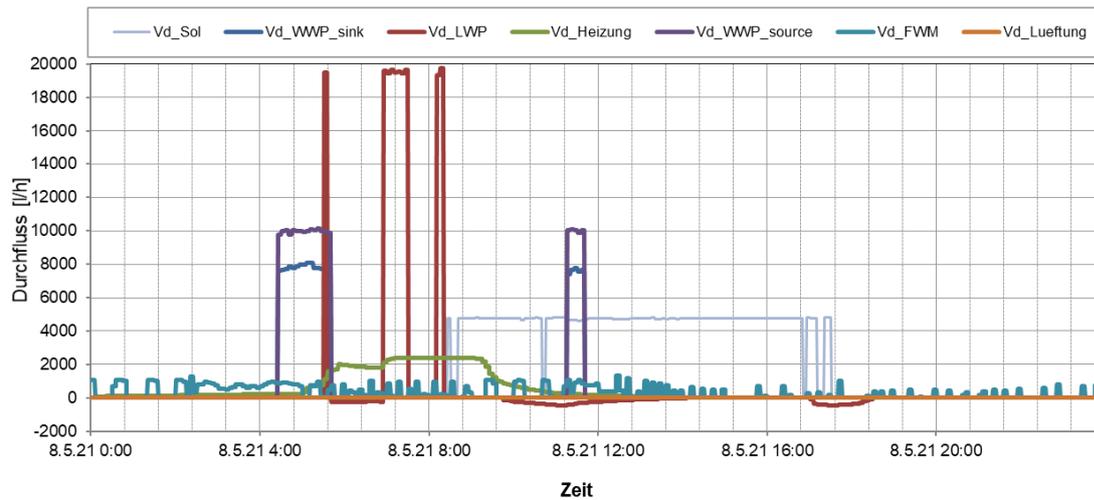


Abbildung 62: Beispielhafter Verlauf der Durchflüsse in allen hydraulischen Kreisen (8.5.2021)

Die negative Leistung im Luftwärmepumpenkreis entsteht durch einen negativen Durchfluss und zeigt keinen nennenswerten Zusammenhang mit dem Durchfluss in den anderen hydraulischen Kreisen. Allerdings ist zeitweise ein deutlicher Abfall in den Temperaturen von Pufferspeicher 1 festzustellen, wie der Zeitraum zwischen ca. 4 und 6 Uhr früh zeigt (strichlierte Linien in Abbildung 60 und Abbildung 61). Abbildung 63 zeigt den hydraulischen Kreis mit der Fehlzirkulation. Das Umschaltventil stand in der Betrachtungsperiode ausschließlich auf der Position 0, also auf den unteren Pufferspeicheranschluss. Nach der Umwälzpumpe ist zwar kein extra Rückschlagventil eingebaut, es befindet sich jedoch eines in der Wärmepumpe. Das Problem wurde mit dem Anlagenbetreiber diskutiert und verfolgt. Die Wärmepumpe ist mitsamt der Außeneinheit im Freien lokalisiert. Durch den Temperaturunterschied zwischen dem Heizraum und dem Aufstellungsort sowie der langen Leitungslängen entsteht vermutlich eine Mikrozirkulation im Leitungsrohr. Zur Eindämmung dieser In-Rohr-Zirkulation ist der Einbau eines Thermosiphons geplant. Dies fand jedoch erst nach Ende der Monitoringperiode statt.

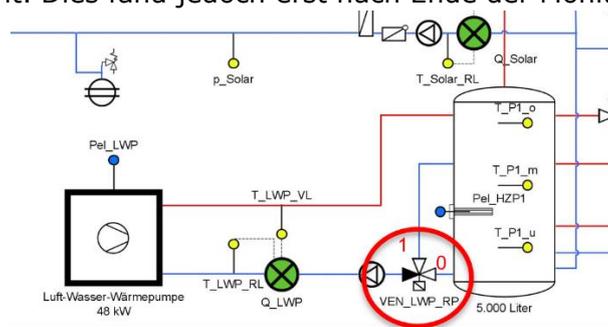


Abbildung 63: Ausschnitt aus dem Hydraulikschema mit Fokus auf den hydraulischen Kreis mit Fehlzirkulation

Abbildung 64 zeigt die Temperaturen im solaren Sekundärkreis und im Luftwärmepumpenkreis, den Druck im solaren Primärkreis, die Temperaturen im kühleren Pufferspeicher 1 (strichliert) und im wärmeren Pufferspeicher 2 (punktiert) zuzüglich der Außentemperatur und Globalstrahlung in Kollektorebene am 23. Juli 2021. An diesem Tag ging die Solaranlage in Stagnation. Das geschah bereits an einigen Tagen im Juni, doch stellte nie ein Problem dar. An dem dargestellten Tag kam es jedoch zu einem jähen Druckabfall im solaren Primärkreis auf 0 bar. Zur Verdeutlichung wurde der Druckwert verzehnfacht (blau strichliert).

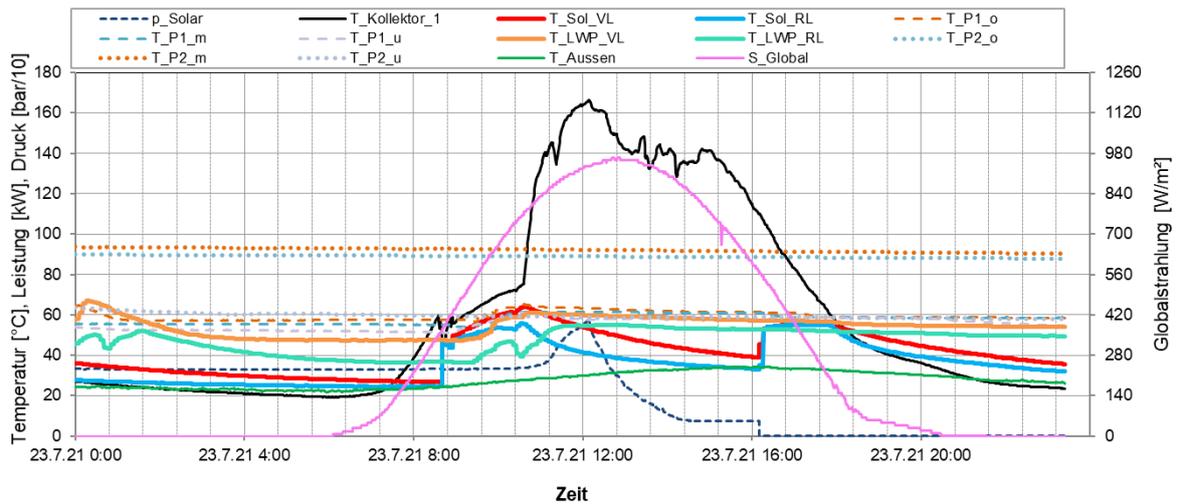


Abbildung 64: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solar- und Luftwärmepumpenkreis sowie in den Pufferspeichern zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und des Drucks im solaren Primärkreis (23.7.2021)

Abbildung 65 zeigt das Anlagenverhalten im August mit druckloser Solaranlage. Wie der unteren Grafik zu entnehmen ist, war der sekundäre Solarkreis zwar in Betrieb (Vd_Sol, hellblau), aber es konnte aufgrund der fehlenden Temperaturdifferenz (rot/blau) keine Energie übertragen werden. Als einziger Verbraucher trat die Warmwasserbereitung bzw. Zirkulation auf, deren Bedarf vollständig von der Wasser-Wasser-Wärmepumpe gedeckt werden konnte. Die Luft-Wasser-Wärmepumpe stellte in dieser Zeit die Quelltemperatur für die Wasser-Wasser-Wärmepumpe sicher.

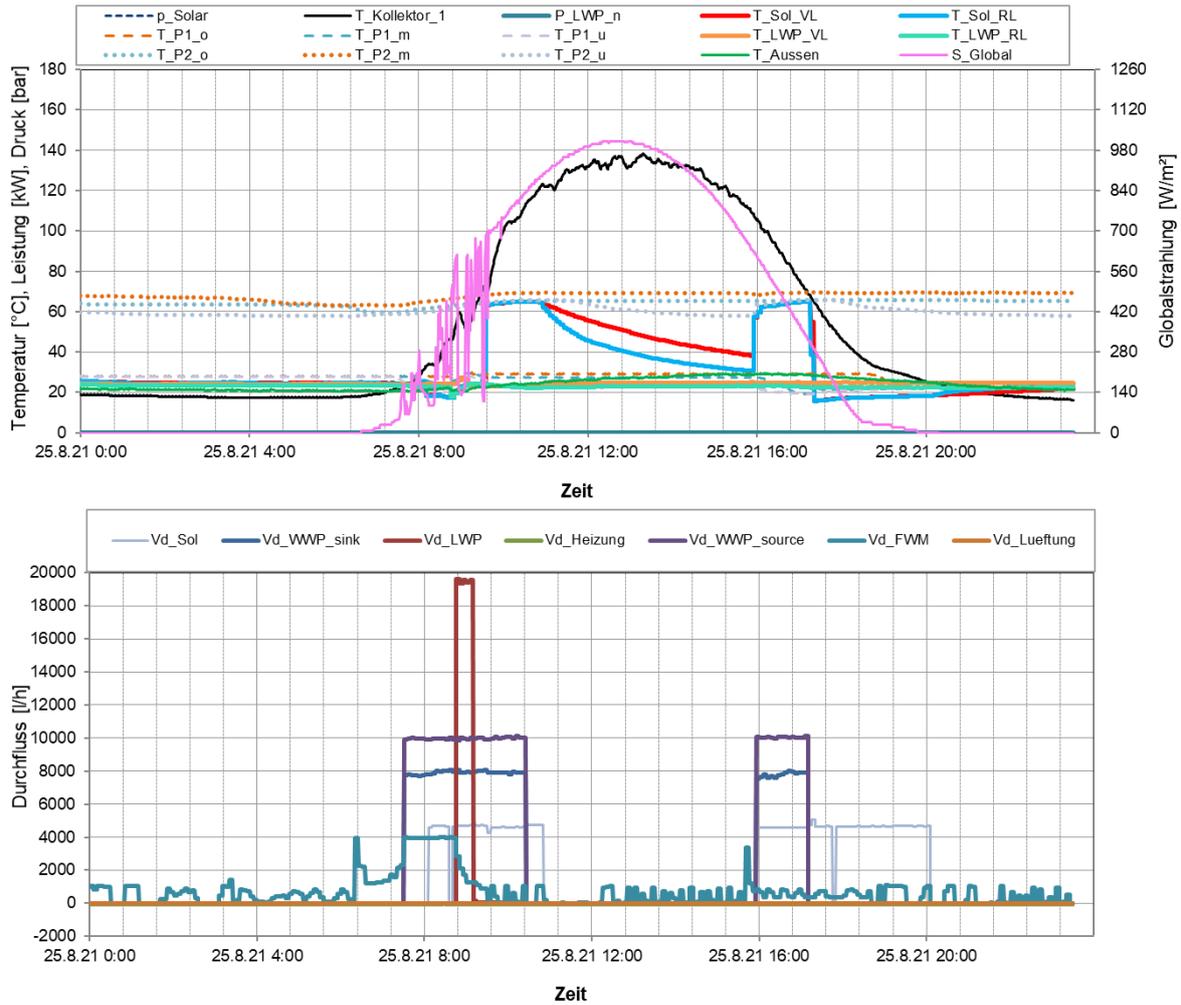


Abbildung 65: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solar- und Luftwärmepumpenkreis sowie in den Pufferspeichern zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung, der Außentemperatur und des Drucks im solaren Primärkreis; unten: Beispielhafter Verlauf der Durchflüsse in allen hydraulischen Kreisen (25.8.2021)

Als Ursache für diesen Druckabfall wurde zunächst ein fehlerhaftes Ausdehnungsgefäß vermutet, das konnte aber nicht bestätigt werden. Nach 2 Monaten intensiven Suchens wurden undichte Taco-Setter am Dach als Fehlerquelle identifiziert und umgehend ersetzt. Ab Mitte Oktober läuft die Solaranlage wieder einwandfrei (Abbildung 66).

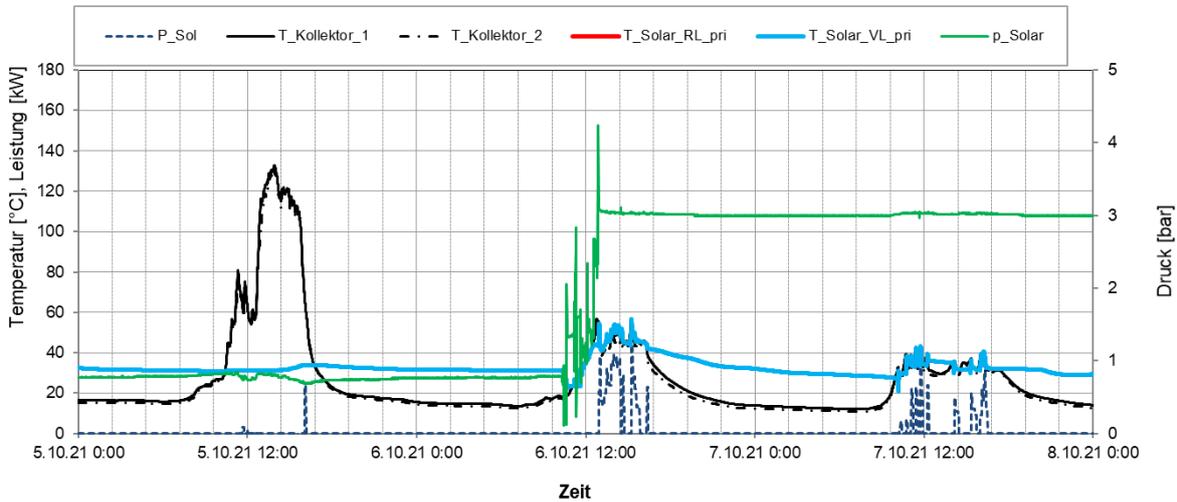


Abbildung 66: Undichte Stellen im Solarkreis wurden am 6.10.2021 repariert und die Solaranlage wieder in Betrieb genommen

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 67 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) der Wärmerezeuger im Monitoringzeitraum angeführt. Deutlich ist der hohe Energieeintrag durch Wasser-Wasser-Wärmepumpe (T_WWP_sink_VL/RL) zu erkennen, welche zu etwa gleichen Teilen durch die Luft-Wasser-Wärmepumpe und Solaranlage als Quellen gespeist wird. Die Energieentnahme aus Pufferspeicher 1 durch die Wasser-Wasser-Wärmepumpe (WWP_source) stimmt gut mit dem produzierten Energieniveau der Luft-Wasser-Wärmepumpe (LWP) bzw. der Solarthermie-Anlage (linker Peak) überein.

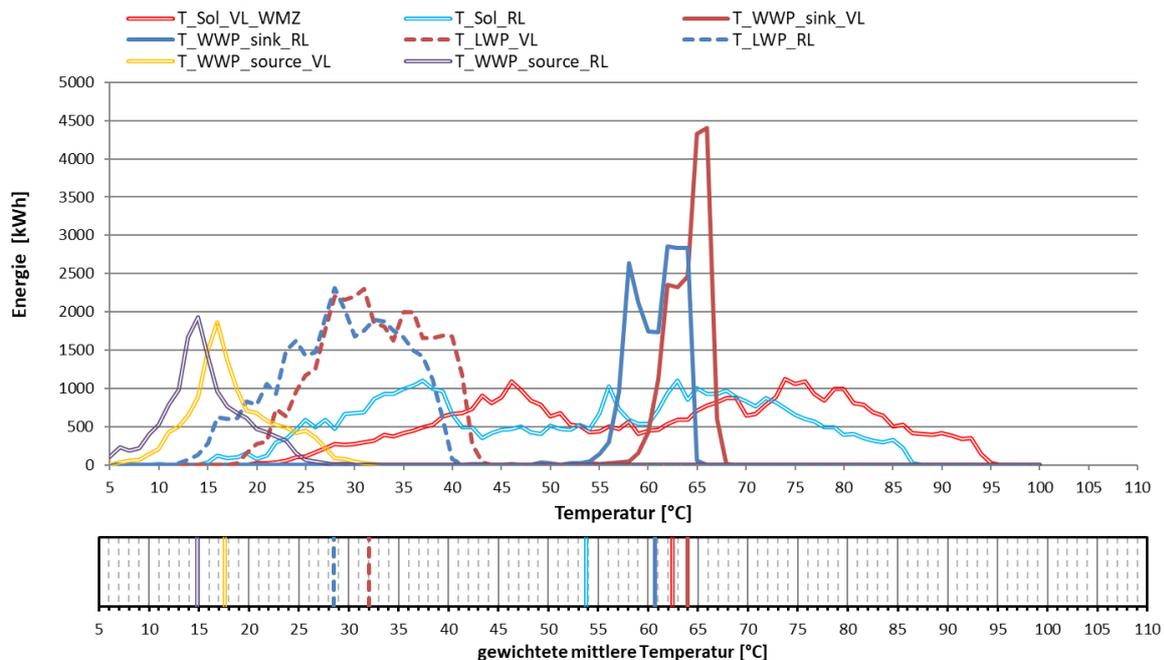


Abbildung 67: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage und Wärmepumpen im Monitoringzeitraum

In Abbildung 68 sind die einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) der Wärmeverbraucher im Monitoringzeitraum angeführt. Deutlich sind die beiden unterschiedlichen Temperaturniveaus erkennbar, welche gut zum Erzeugerportfolio passen: Die Warmwasserbereitung wird von Wasser-Wasser-Wärmepumpe und dem Hochtemperatur-Anteil der Solaranlage sichergestellt, die Raumwärmebereitstellung über Lüftung und Heizkreise wird aus dem kühleren Pufferspeicher abgedeckt.

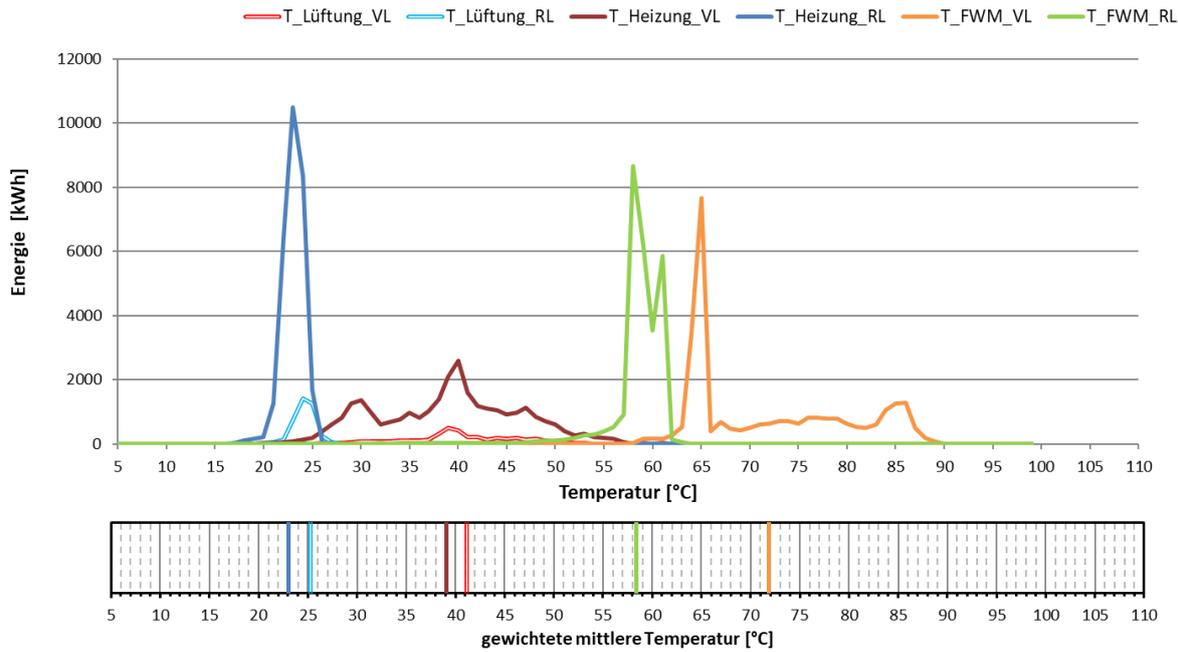


Abbildung 68: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Verbraucher Lüftung, Heizkreis und Frischwassermodule (FWM)

Durchaus spannend ist die Betrachtung der Situation vor Ausfall der Solaranlage am 23.7.2021 (Abbildung 69). In diesem Zeitraum hatte die Solaranlage einen wesentlich höheren Anteil an der Wärmebereitstellung. Die Grafik zeigt das große Potential dieser Anlage bei einwandfreiem Betrieb.

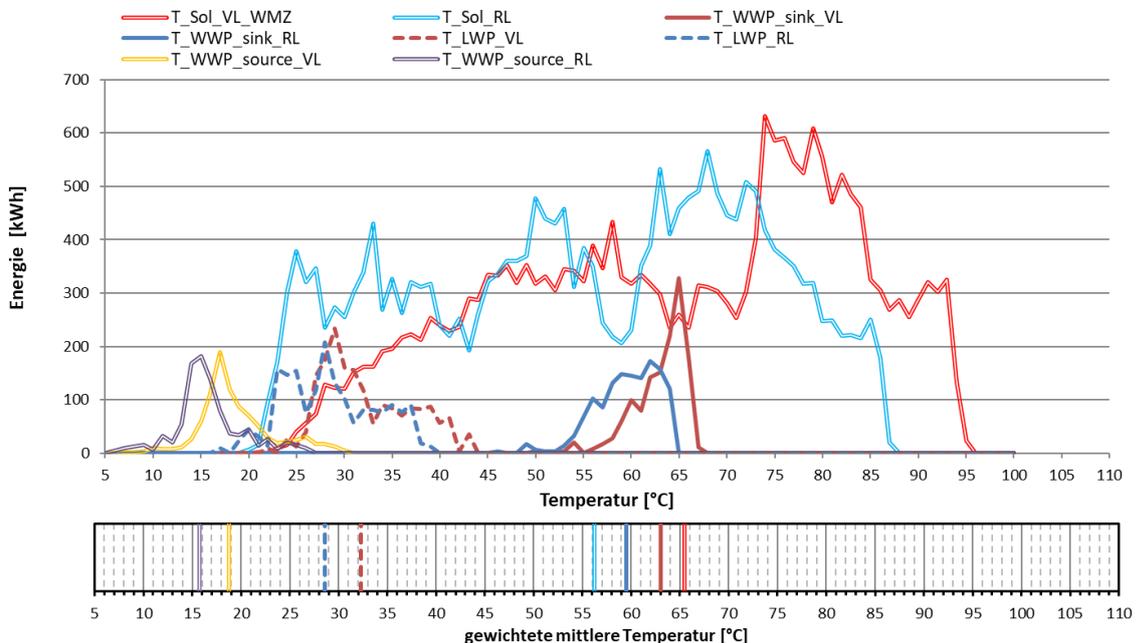


Abbildung 69: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage und Wärmepumpen im Monitoringzeitraum vor dem 23. Juli 2021

7.3.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist fertig errichtet und in Betrieb. In den ersten 3 Monaten der Monitoringperiode lief die Anlage sehr stabil. Aufgrund der pandemiebedingten geringeren Auslastung wurde deutlich weniger Wärme für Warmwasser verbraucht, als prognostiziert. Im Winter gab es gegenüber der Prognose einen deutlichen Mehrverbrauch, welcher auf die ursprünglich nicht geplante Beheizung des Gebäudes zurückzuführen ist. Aufgrund des Verhältnisses zwischen Wärmebedarf für Raumheizung (eher gering) und Wärmebedarf für Warmwasser (sehr hoch) kam es in weiterer Folge zu einem geringeren Solarertrag als prognostiziert. Allerdings konnte in praktisch allen Monaten des Betrachtungszeitraums der erwartete Wert für die solare Deckung überschritten werden, was das Potential dieser Anlage zeigt. Davon ausgenommen sind die Monate Juli 2021 bis September 2021. In diesem Zeitraum stand die Solaranlage aufgrund eines vollständigen Druckabfalls im solaren Primärkreis still und konnte keinerlei Ertrag produzieren. Erst nach einer lange Suche konnten als Ursache fehlerhafte Taco-Setter am Dach festgestellt und getauscht werden. In dieser Zeit konnte die Solaranlage zwar keinen Ertrag liefern, doch das Wärmeversorgungssystem konnte weiterhin den Bedarf vollständig decken, indem die Luft-Wasser-Wärmepumpe die Quelle für die Wasser-Wasser-Wärmepumpe verlässlich auf Temperatur hielt.

Die beiden Kollektorfelder der Anlagen verhielten sich zu jedem Zeitpunkt gleich. Gelegentlich ging die Solaranlage in Stagnation, konnte sich am Tagesende jedoch immer wieder selbst regulieren.

Im hydraulischen Kreis zwischen Luft-Wasser-Wärmepumpe (im Außenbereich aufgestellt) und Pufferspeicher kam es in unregelmäßigen Abständen und Zeiträumen zu einem negativen Durchfluss und damit zu einer Entleerung des Pufferspeichers. Es konnten keinerlei Zusammenhänge mit anderen Durchflüssen im System festgestellt werden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass es sich um eine In-Rohr-Zirkulation handelt. Ein Thermosiphon, welches nach Ende der Monitoringphase eingebaut wurde, soll hier Abhilfe schaffen.

Wasser-Wasser-Wärmepumpe und Solaranlage beliefern beide den wärmeren Pufferspeicher 2. Auffallend ist, dass trotz ausreichend vorhandener Solartemperatur oftmals die Wasser-Wasser-Wärmepumpe zusätzlich Energie in den Pufferspeicher liefert. Hier könnten gegebenenfalls durch Anpassung der Temperaturgrenzwerte die Laufzeiten der Wärmepumpe reduziert werden, wobei selbstverständlich die Sicherstellung des Nutzerkomforts Vorrang hat.

7.4 Steinwendner GmbH, OÖ

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Holztrocknung Steinwendner
<u>Adresse:</u>	Sipbachzell
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Trockenprozess für Hackgut und Scheitholz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	196,8 m ² Luftkollektor (CONA CCS+)
<u>Aperturfläche:</u>	184,3 m ²
<u>Neigung:</u>	15°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	120 Tonnen Steinspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	-
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	406 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit April 2024
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Steinwendner GmbH betreibt ein Sägewerk in Sipbachzell, wo pro Jahr rund 5.000 Festmeter Rundholz zu rund 3.300 Festmeter Schnittware verarbeitet werden. Die Reste der Holzverarbeitung werden einerseits zu Hackgut und andererseits zu Scheitholz verarbeitet. Das Hackgut wird teilweise selbst verfeuert. Der Rest wird gemeinsam mit dem Scheitholz verkauft.

Mit Hilfe eines Neubaus wurden die Lager- und Produktionskapazitäten der Bestandsanlage deutlich erweitert. Die neue Trocknungsanlage umfasst zwei je 85 m³ große Boxen, in welchen Scheitholz lose aufgeschüttet wird. Durch den Lochboden wird die erwärmte Luft über die Fläche verteilt. Die umgebenden Wände, Decken und Tore sind wärmegeklämt ausgeführt.

Ein wärmegeklämter Steinspeicher mit 70 m³ Volumen gefüllt mit 120 Tonnen gewaschener Steinsortierung (32-64 mm) ist direkt neben den Trockenboxen aufgestellt. Er hat eine Breite von 2 m, eine Länge von 9 m sowie eine Höhe von 3,5 m und soll rund 1.270 kWh Wärme speichern können (bei einer Temperaturdifferenz von 40 K).

Als einziger Wärmeversorger steht die 197 m² große Solaranlage zur Verfügung, welche direkt in das Dach der neuen Halle integriert ist.

Abbildung 70 zeigt die neu errichtete Halle von Süden (oben) und Norden (unten).



Abbildung 70: Süd- (oben) und Nordansicht (unten) der neu errichteten Halle inklusive Solaranlage am Dach (Quelle: Steinwendner GmbH)

7.4.2 Luftführungs- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Holztrocknung Steinwendner“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 71 dargestellt.

Die Solarkollektoren werden von Luft durchströmt. Die Ansaugöffnungen befinden sich an den Außenrändern des Solarfelds und sind über die gesamte Dachlänge verteilt. Die erwärmte Luft wird in Abhängigkeit des Betriebsmodus entweder in den Steinspeicher eingebracht oder über eine Mischkammer den Trocknungsboxen zugeführt. Die Trocknungsboxen sind wechselseitig seriell miteinander verbunden, sodass gleichzeitig Vortrocknung von frischem Holz und ein fortgeschrittener Trocknungsvorgang stattfinden können. Um Umschichtungsarbeiten zwischen den Trocknungsboxen möglichst gering zu halten, können die beiden Boxen wechselseitig betrieben werden (die Boxen dienen abwechselnd der Vortrocknung). Mit Hilfe von Klappenstellungen werden die jeweiligen Betriebsmodi sichergestellt.

Drei Differenzdrucksensoren, 1 Stromzähler, 14 Temperatursensoren, 6 Fühler für relative Luftfeuchte, 5 Klappenstellungen, 5 Ventilatorsignale und ein Einstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

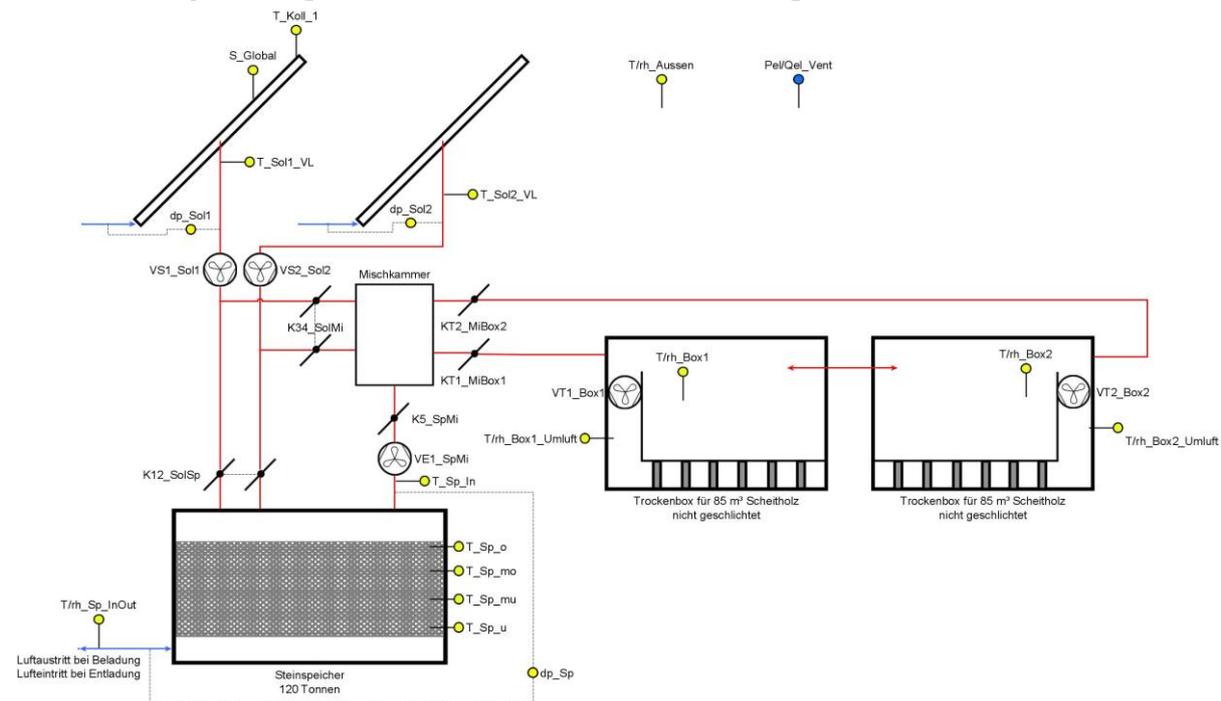


Abbildung 71: Luftführungs- und Messkonzept zum Bauvorhaben Steinwendner GmbH

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solar

S_Global	Globalstrahlungssensor
T_Koll_1	Kollektortemperatur
T_Sol1_VL	Lufttemperatur Solar 1
dp_Sol1	Differenzdruck Solar 1
T_Sol2_VL	Lufttemperatur Solar 2
dp_Sol2	Differenzdruck Solar 2
K12_SolSp	Klappen zwischen Solar 1, Solar 2 und Steinspeicher
VS1_Sol1	Signal Ventilator Solar 1
VS2_Sol2	Signal Ventilator Solar 2

Mischkammer

K34_SolMi	Klappen zwischen Solar 1, Solar 2 und Mischkammer
K5_SpMi	Klappe zwischen Mischkammer und Steinspeicher
KT1_MiBox1	Klappe zwischen Mischkammer und Trockenbox 1
KT1_MiBox2	Klappe zwischen Mischkammer und Trockenbox 2
VE1_SpMi	Signal Ventilator zwischen Speicher und Mischkammer

Steinspeicher

T_SP_In	Lufttemperatur Speichereintritt (von Mischkammer kommend)
T/rH_SP_InOut	Lufttemperatur und relative Feuchte Speicheröffnung zu Maschinenhalle (Luftein- oder -austritt)
T_Sp_o	Steinspeichertemperatur oben
T_Sp_mo	Steinspeichertemperatur mitte oben
T_Sp_mu	Steinspeichertemperatur mitte unten
T_Sp_u	Steinspeichertemperatur unten
dp_Sp	Differenzdruck über Speicher

Trocknungsboxen

T/rH_Box1	Lufttemperatur und relative Feuchte Trockenbox 1
T/rH_Box1_Umluft	Lufttemperatur und relative Feuchte Trockenbox 1 im Umluftbetrieb
T/rH_Box2	Lufttemperatur und relative Feuchte Trockenbox 2
T/rH_Box2_Umluft	Lufttemperatur und relative Feuchte Trockenbox 2 im Umluftbetrieb
VT1_Box1	Umluftventilator Trockenbox 1
VT2_Box2	Umluftventilator Trockenbox 2

Sonstiges

T/rH_Aussen	Lufttemperatur und relative Feuchte Aussenluft
Pel_Vent	Stromzähler Ventilatoren

7.4.3 Energie- und Massenbilanz

Abbildung 88 stellt die Input-Output-Analyse der Anlage „Steinwendner GmbH“. Auf der Inputseite wird einerseits zwischen dem Ertrag aus den beiden Solarfeldern und andererseits zwischen den Senken (direkte Nutzung: volle Farbe; Speicherbeladung: schraffiert) unterschieden. Des Weiteren sind Entladezyklen des Speichers in hellblau dargestellt. Es ist klar zu erkennen, dass ein Großteil der solaren Energie direkt für die Trocknung verwendet wird und der Steinspeicher kaum genutzt wird. Auf der Outputseite ist der Wärmeverbrauch der beiden Trocknungsboxen (rot und grün) sowie die Speicherbeladung (violett) dargestellt. Es ist wichtig anzumerken, dass hier nicht mehr Box 1 und Box 2 physisch zugeordnet sind, sondern die Aufteilung hinsichtlich „primär“ und „sekundär“ gemacht wurde. Die primäre Box ist immer jene mit dem feuchteren (frischeren) Holz. In der sekundären Box passiert die Nachtrocknung. Physisch betrachtet kommt beispielsweise das frische Holz in Box 1, in Box 2 befindet sich dann bereits vorgetrocknetes Holz. Sobald das Holz in Box 2 fertig ist, wird es durch frisches Holz ersetzt und Box 2 wird zur primären Box. In diesem Zusammenhang ist es nachvollziehbar, dass die primäre Box einen höheren Wärmebedarf als Box 2 hat. Dieser Umstand wird grundsätzlich auch durch Abbildung 73 unterstrichen: Das meiste Wasser wird in der primären Box ausgetrieben. Ergänzend ist zu erwähnen, dass die Trocknungsboxen nicht luftdicht sind (Abbildung 74) und der Massenstrom der Luft von der primären in die

sekundäre Box messtechnisch nicht belastbar bestimmt werden kann. Daher kommt es bei der Berechnung des ausgetriebenen Wassers für die sekundäre Box zu negativen Werten.

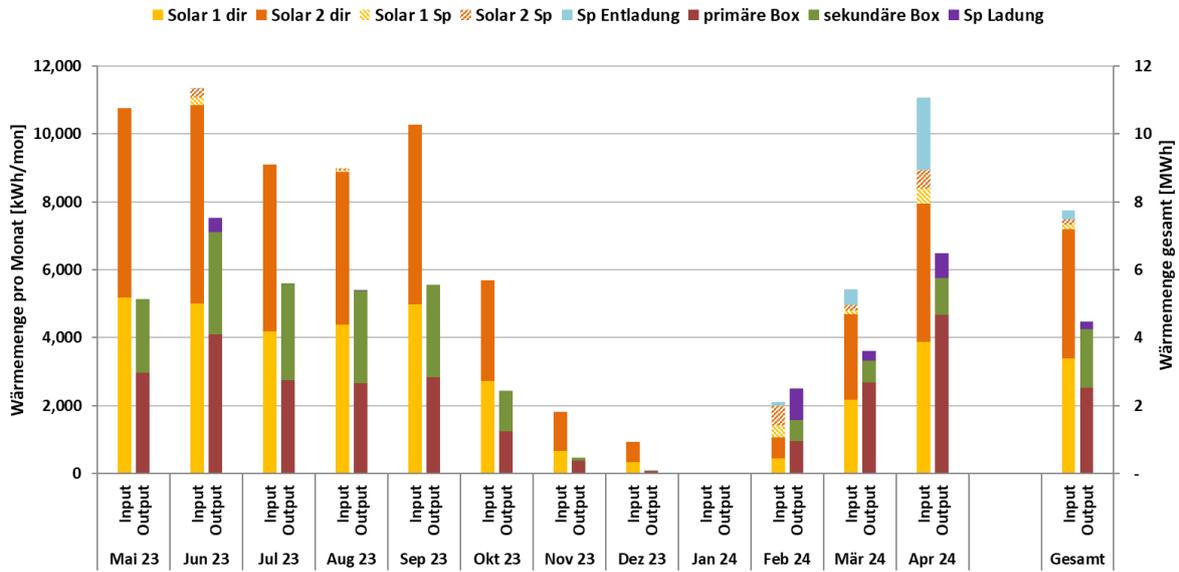


Abbildung 72: Energie der Anlage „Steinwendner GmbH“

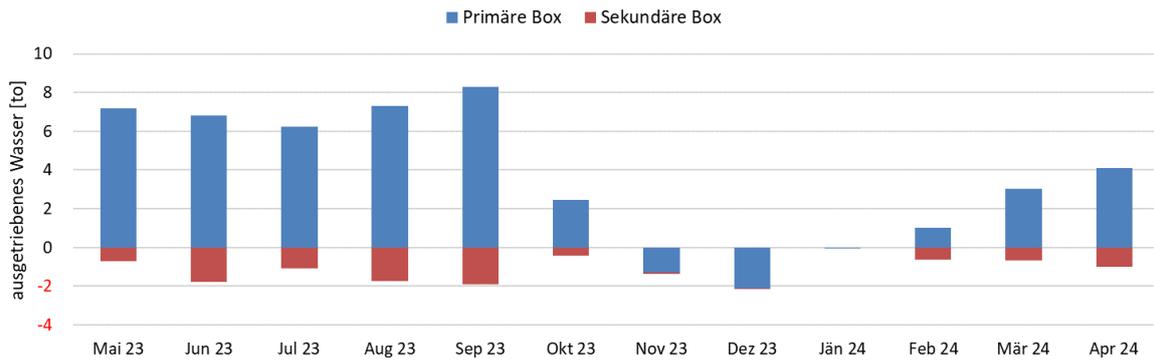


Abbildung 73: ausgetriebenes Wasser aufgeteilt nach primärer und sekundärer Box



Abbildung 74: Luftspalte zwischen den Wänden und dem Tor einer Trocknungsbox (Quelle: AEE INTEC)

7.4.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 89 gibt einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen für den spezifischen Solarertrag betreffend die Anlage „Steinwendner GmbH“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 750 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1.311 kWh/m² erwartet. Der gemessene Solarertrag lag mit 406 kWh/(m²a) etwa 46% unter dem erwarteten Wert, obwohl die Einstrahlung im Bereich der Prognose lag. Eine mögliche Erklärung dafür ist eine geringere Auslastung der Anlage gegenüber der Planung. Ein weiterer Aspekt ist der kaum genutzte Steinspeicher.

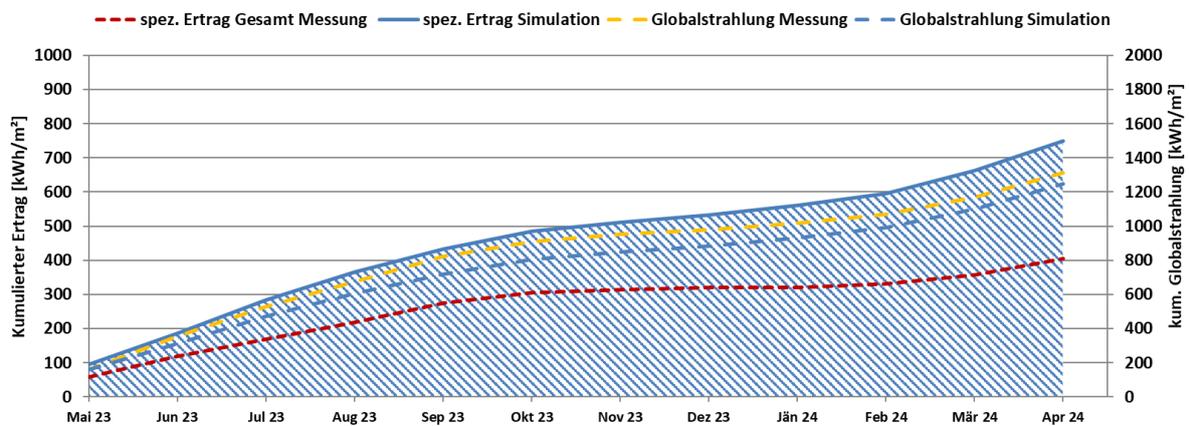


Abbildung 75: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Steinwendner GmbH“

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.

7.4.5 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.

Die Anlage hat aufgrund der vielen Klappen und Ventilatoren eine hohe Zahl an Freiheitsgraden bzw. möglichen Betriebsmodi. Zur Vereinfachung wurde auf wenige Betriebsmodi erzeuger- und verbraucherseitig aggregiert. Im Folgenden werden die Modi sowie ihr Auftreten während der Messperiode dargestellt.

Erzeuger

Modus	Zustand
E_0	Kein Erzeuger in Betrieb
E_3	Speicher laden
E_4	Speicher entladen
E_7	Solar belädt Speicher, Abluft für Trocknung
E_9	Direkte Solartrocknung
-	Unzulässig (keine Verbraucher aktiv)

In Abbildung 76 ist die Auswertung der Laufzeiten der Erzeugermodi über den Monitoringzeitraum dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass die Anlage mehr als die Hälfte der Zeit (64%) stillsteht. Da keine Nachheizung zur Verfügung steht, kann die Anlage während der einstrahlungsfreien Zeiten (nachts) keine Wärme produzieren. Der vorherrschend aktive Modus ist die direkte Solartrocknung (32%). Speicherbeladung und -entladung trat primär im Februar und März 2024 auf. Abbildung 77 zeigt den prozentuellen Anteil der Erzeugermodi an der Gesamtlaufzeit.

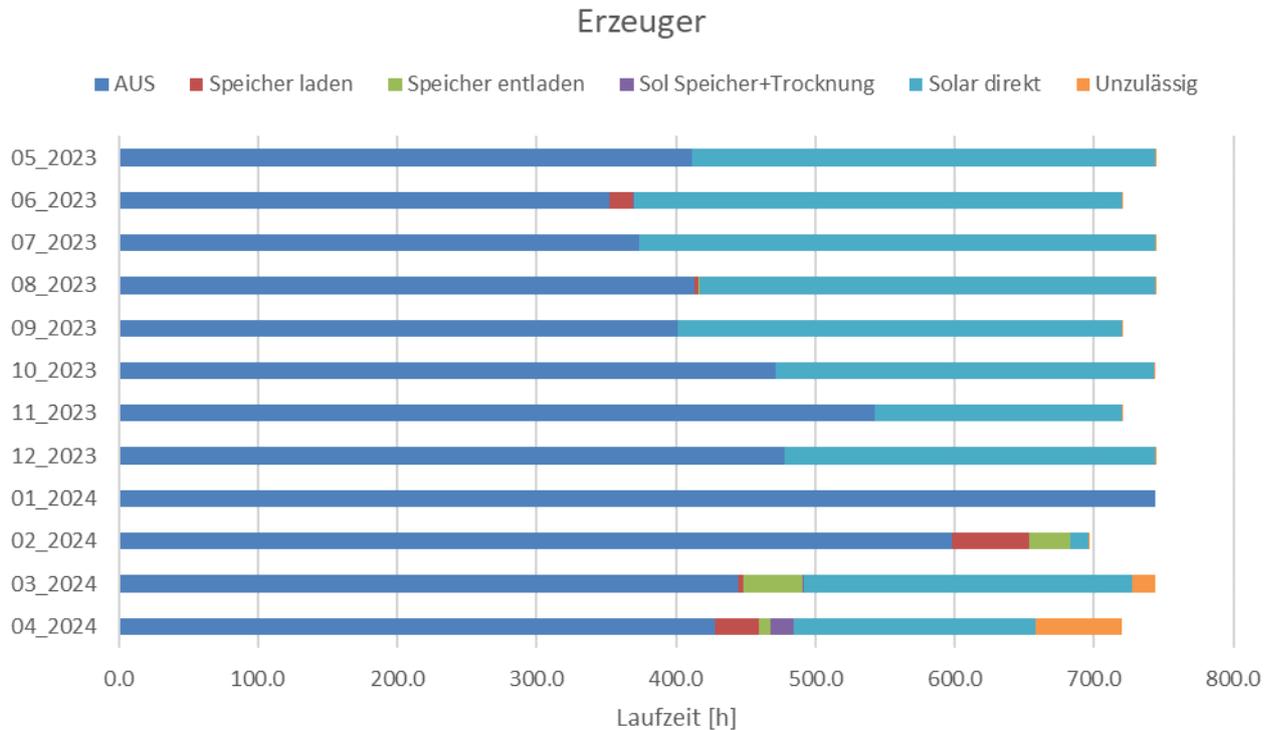


Abbildung 76: Laufzeiten der Erzeugermodi pro Monat in Stunden

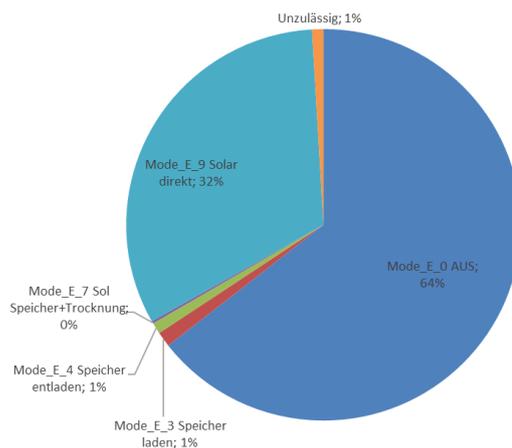


Abbildung 77: Prozentueller Anteil der einzelnen Erzeugermodi

Verbraucher

Modus	Zustand
V_0	Kein Verbraucher in Betrieb
V_1	Trocknung nur in Box 1
V_2	Trocknung nur in Box 2
V_4	Nur Umluft Box 1
V_5	Trocknung Box 1, Umluft Box 1

V_6	Trocknung Box 2, Umluft Box 1
V_8	Nur Umluft Box 2
V_9	Trocknung Box 1, Umluft Box 2
V_10	Trocknung Box 2, Umluft Box 2
V_12	Umluft Box 1, Umluft Box 2
V_13	Trocknung Box 1, Umluft Box 1, Umluft Box 2
V_14	Trocknung Box 2, Umluft Box 1, Umluft Box 2
-	Unzulässig (keine Erzeuger aktiv)

In Abbildung 78 ist die Auswertung der Laufzeiten der Verbrauchermodi über den Monitoringzeitraum dargestellt. Vorherrschend ist auch hier der Modus Null (Anlage Aus), allerdings mit nur 44% (Abbildung 79). Direkte solare Trocknung in nur einer Box tritt nie auf, meist sind es verschiedene Mischformen, die mit 29% den nächstgrößten Anteil haben. Die Umluftmodi (27%) treten eher in der ersten Hälfte des Monitoringzeitraums auf. Für einen besseren Überblick wurden die Modi weiter aggregiert in Abbildung 80 dargestellt.

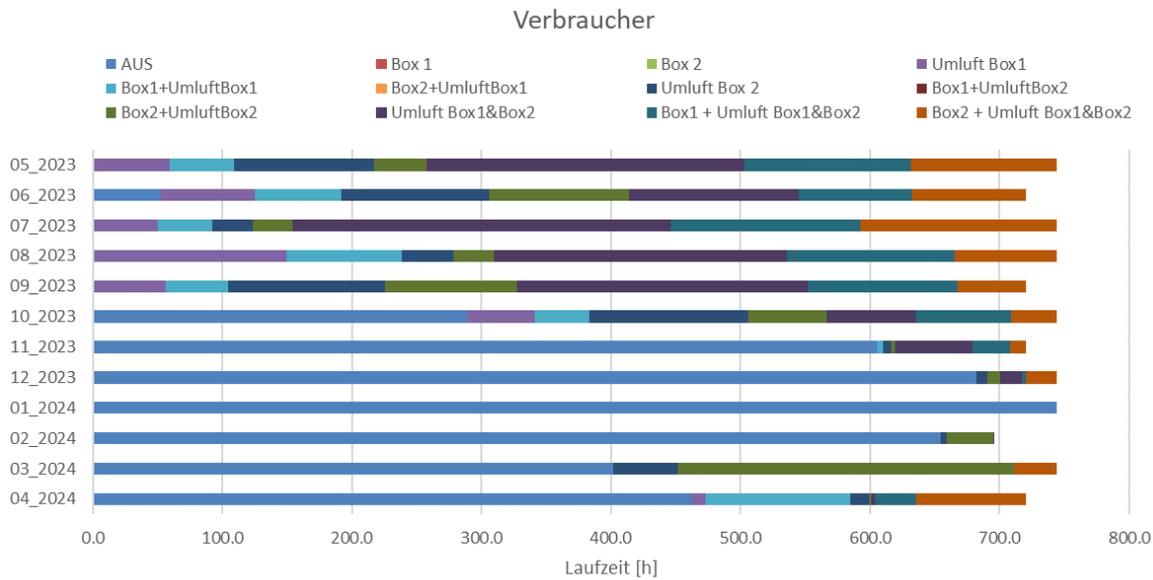


Abbildung 78: Detaillierte Laufzeitverteilung der Verbrauchermodi

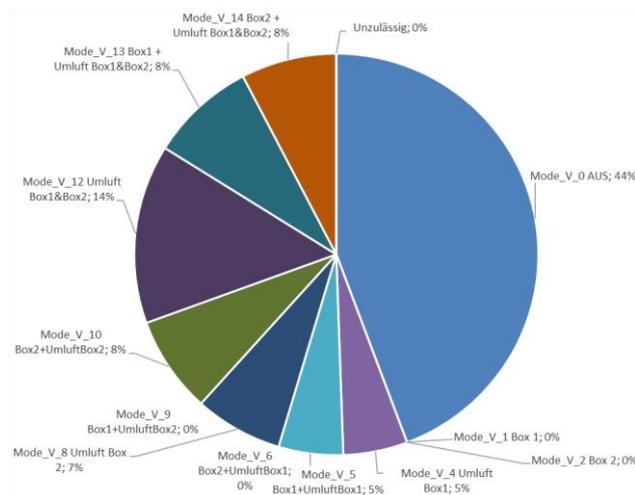


Abbildung 79: Prozentueller Anteil der einzelnen Verbrauchermodi

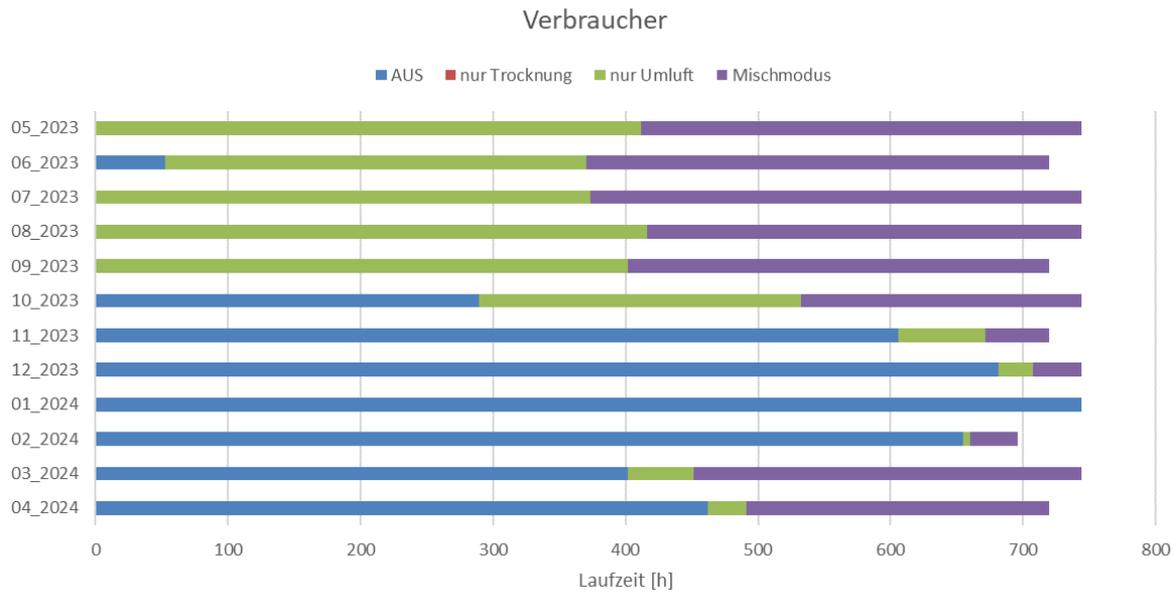


Abbildung 80: Vereinfachte Darstellung der Verbrauchermodi

Im Folgenden werden die primär vorherrschenden Modi genauer analysiert.

Modus E9 – solare Trocknung

In Abbildung 81 sind der 9. und 10.5.2023 als repräsentativer Zeitraum mit aktivem Erzeugermodus 9 (direkte Solartrocknung) und Verbrauchermodi 12 (Umluft in beiden Boxen) und 14 (Trocknung Box 2 + Umluft in beiden Boxen) dargestellt. Beim 9.5.2023 handelt es sich um einen schönen Tag mit sehr guter Globalstrahlung, der 10.5.2023 war sehr wechselhaft mit mäßiger Globalstrahlung. An beiden Tagen läuft tagsüber die Solaranlage und liefert Betriebstemperaturen von bis 50 °C in die Mischkammer. Anhand des Vergleichs von Solartemperatur und Mischkammertemperatur bzw. aufgrund des deckungsgleichen Verlaufs der absoluten Feuchte (aH) der Außenluft bzw. der Luft in der Mischkammer ist erkennbar, dass die solar erwärmte Luft ohne zusätzliche Beimischung von Außenluft für den Trocknungsprozess eingesetzt wird. Am ersten Tag führt das – bedingt durch die gute Einstrahlung – zu einem deutlichen Trocknungseffekt, der anhand des ausgetriebenen Wasserstroms (Md_w_Box_primary, grau) gut erkennbar ist. Am zweiten Tag ist zwar der Trocknungseffekt deutlich geringer, jedoch immer noch deutlich erkennbar.

Während der Nachtstunden wechselt das System in den Verbrauchermodus 12 (Umluft in beiden Boxen). Eine Analyse der absoluten Feuchten zeigt, dass in der Nacht die absolute Feuchte der Außenluft unter allen anderen Luftfeuchten im System liegt. Daher ist dieser Betrieb als sinnvoll einzuschätzen. Der Massentransport in diesem Zeitraum ist nicht bestimmbar, da der Luftvolumenstrom in den Trocknungsboxen messtechnisch nicht erfassbar ist.

Der Betrieb ist in Ordnung und muss nicht optimiert werden.

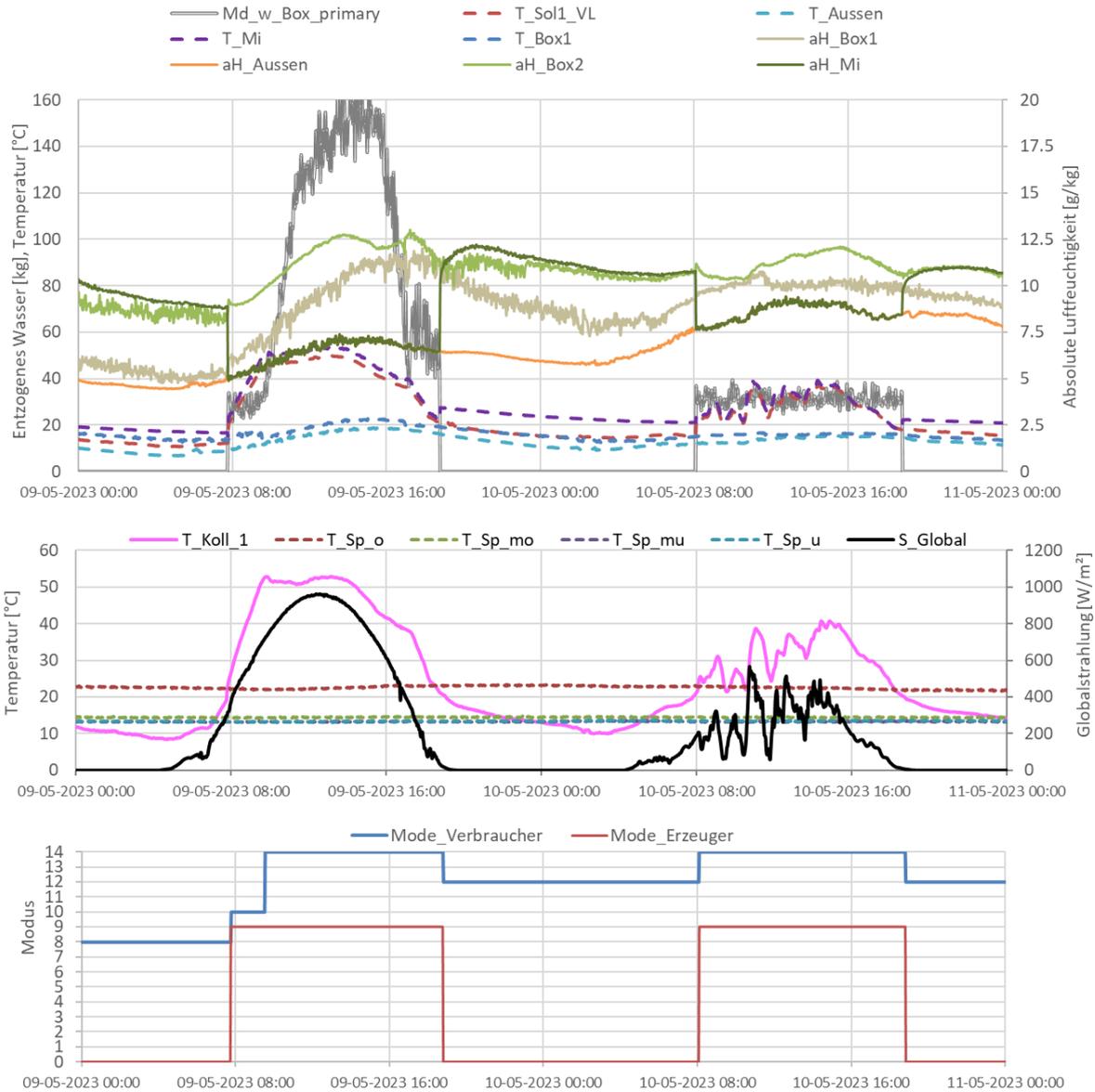


Abbildung 81: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport (oben), solare Einstrahlung, Kollektortemperatur und Steinspeichertemperaturen (mitte) sowie Erzeuger- und Verbrauchermodi (unten) für Erzeugermodus 9 sowie Verbrauchermodi 12 und 14 (9.5. – 10.5.2023)

Modus E3 – solare Speicherbeladung

In Abbildung 82 ist der 15.2.2024 als repräsentativer Zeitraum mit aktivem Erzeugermodus 3 (Speicher laden) dargestellt. Bei Beladung wird der Steinspeicher von oben nach unten durchströmt. Dies ist gut anhand der Speichertemperaturen in der mittleren Grafik erkennbar: die oberste Speichertemperatur folgt mit leichtem Zeitversatz der Solartemperatur. Etwas später folgt dann auch die Speichertemperatur mitte-oben, allerdings etwas langsamer. Die unteren beiden Temperatursensoren sind von dem Lademodus weitgehend unbeeinflusst. Alle Temperatursensoren sitzen konstruktionsbedingt am Rand des Steinspeichers. Die langsame bzw. verspätete Veränderung im Vergleich zur Solartemperatur lässt den Rückschluss zu, dass der Speicher im mittleren Bereich schneller erwärmt wird. Gleichzeitig lässt die extrem flache Auskühlkurve den Schluss zu, dass die Wärme im Steinspeicher am Ende des Ladebetriebs weitgehend homogen verteilt ist. Da keinerlei Ventilatoren laufen (mit Ausnahme der Solarventilatoren, folgen die Verläufe der absoluten Luftfeuchten in den Boxen und in der

Mischkammer weitgehend jener der Außenluft und werden zusätzlich von der Umgebung beeinflusst (Halle). Sie sind weder repräsentativ noch bewertbar. Der Betrieb ist in Ordnung und muss nicht optimiert werden.

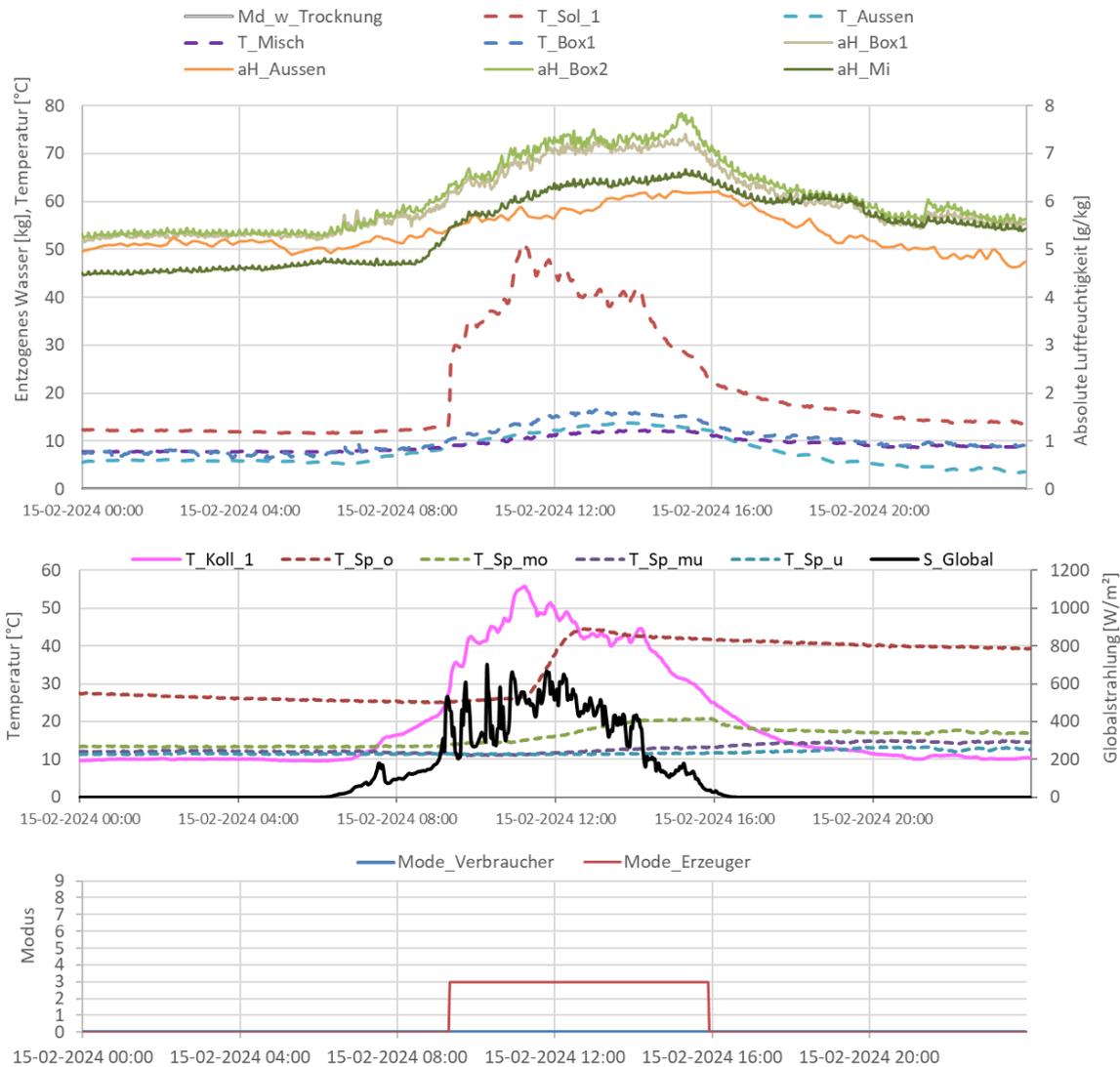


Abbildung 82: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport (oben), solare Einstrahlung, Kollektortemperatur und Steinspeichertemperaturen (mitte) sowie Erzeuger- und Verbrauchermodi (unten) für Erzeugermodus 3 (15.2.2024)

Modus E4 – Trocknung mit Hilfe des Steinspeichers

In Abbildung 83 ist der 17.2.2024 als repräsentativer Zeitraum mit aktivem Erzeugermodus 4 (Speicherentladung) und Verbrauchermodus 10 (Trocknung + Umluft Box 2) dargestellt. Es handelt sich um einen bedeckten Tag (Globalstrahlung < 400 W/m²) und die Außentemperatur liegt zwischen 5 und 10 °C. Zu Beginn des Tages zwischen ca. 6:45 Uhr und 9 Uhr war Erzeugermodus 9 (direkte Solartrocknung) aktiv. Das ist insofern bemerkenswert, da in diesem Zeitraum die Globalstrahlung vernachlässigbar ist und die Kollektortemperatur nur knapp oberhalb der Außentemperatur liegt. Wie der oberen Grafik zu entnehmen ist, haben die Solarluft und die Luft in der Mischkammer den gleichen Wert und es läuft keiner der Verbraucher-Ventilatoren (Verbraucher-Modus = 0). Dieser Zeitraum ist ein Beispiel für einen „unzulässigen“ Betriebszustand. Diese treten zwar sehr selten auf, sollten aber trotzdem vermieden werden. Aus den Messdaten lässt sich nicht herauslesen, welche Parameter zu diesem Betriebszustand geführt haben.

Zwischen 9 und 9:30 Uhr wechselt das System in Erzeugermodus 13 (Solar Ventilatoren & Ventilator zwischen Speicher unter Mischkammer sind aktiv) bei gleichzeitigem Verbrauchermodus 10 (Trocknung + Umluft Box 2). Dieser Modus führt zwar zu einer Trocknung, wie anhand des entzogenen Wassers (Md_w_Box_primary, grau Doppelstrich) zu erkennen ist. Jedoch ist dieser Weg pneumatisch ineffektiv und sollte vermieden werden. Möglicherweise handelt es sich hier um einen Übergangsmodus zwischen dem (fehlerhaften) Solarmodus E9 und dem Trocknungsmodus mit Hilfe der Wärme im Steinspeicher (E4), welcher ab 9:30 Uhr für den gesamten restlichen Tag aktiv ist. Wieder lässt sich anhand des ausgetriebenen Wassers (Md_w_Box_primary, grau Doppelstrich) erkennen, dass die Trocknung mit Hilfe des Steinspeichers gut funktioniert und einen Zeitraum von rund 12 Stunden gut überbrücken kann. Am Ende des Tages hat der Steinspeicher Umgebungstemperatur erreicht.

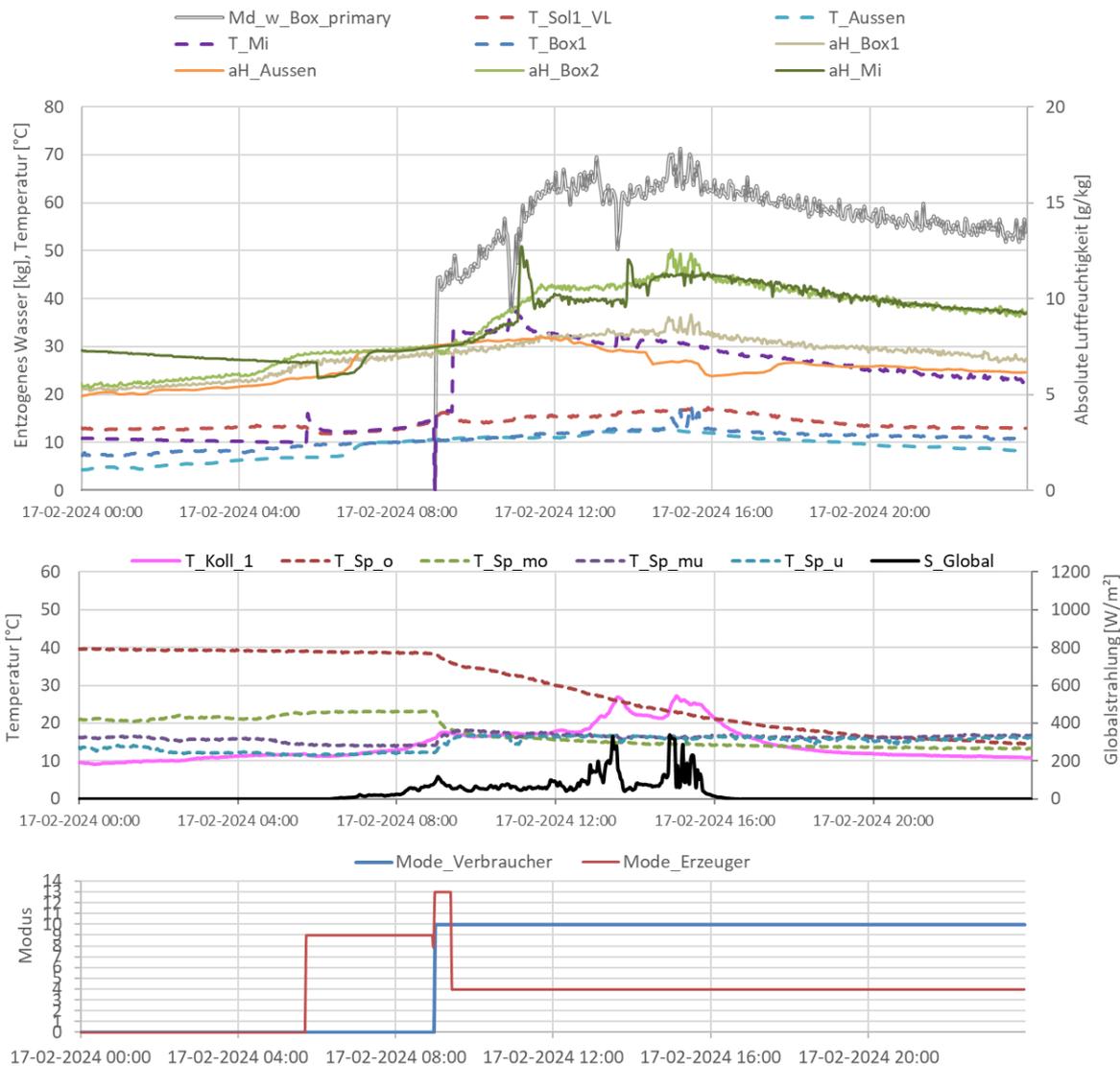


Abbildung 83: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport (oben), solare Einstrahlung, Kollektortemperatur und Steinspeichertemperaturen (mitte) sowie Erzeuger- und Verbrauchermodi (unten) für Erzeugermodus 4 und Verbrauchermodus 10 (17.2.2024)

In Abbildung 84 ist eine Darstellung der einzelnen 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 und zur leichteren Zuordnung entsprechend dem betrachteten Kreis benannt. Die Summe der beiden Kollektorfelder (Solar 1 und Solar 2) entspricht

weitgehend der in der primären Box benötigten Energie. Auch die gewichteten mittleren Temperaturen passen gut zusammen. Die Solaranlage liefert im gewichteten Mittelwert Temperaturen zwischen 50 und 54 °C, der Trocknungsprozess in der primären Box passiert im gewichteten Mittel bei rund 48 °C. Anhand der Grafik ist zu erkennen, dass Erzeuger und Verbraucher sehr gut zusammenpassen.

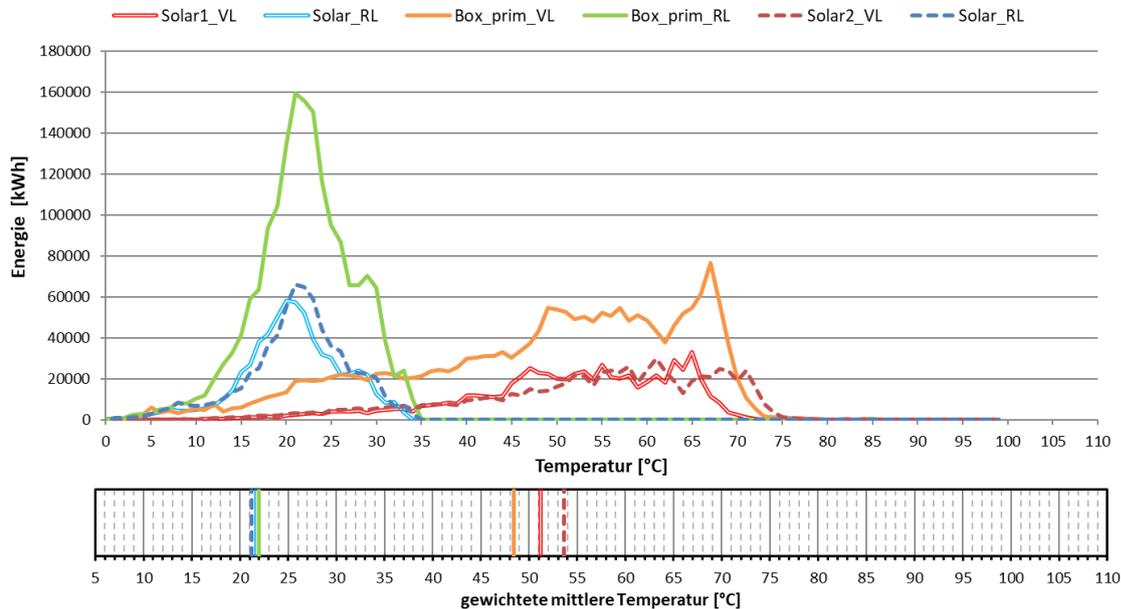


Abbildung 84: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) im Monitoringzeitraum

7.4.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage kann als sehr stabil bezeichnet werden. Der solare Ertrag liegt im Betrachtungszeitraum rund 46% unter dem erwarteten Wert, obwohl die Einstrahlung im Bereich der Prognose lag. Eine mögliche Erklärung dafür ist eine geringere Auslastung der Anlage gegenüber der Planung. Ein weiterer Aspekt ist, dass der Steinspeicher praktisch nie geladen wird. Es konnten in der Betrachtungsperiode jedoch einige Zeiträume gefunden werden, in welchen die Be- und Entladung des Steinspeichers beobachtet werden konnte. Bei weitgehender Beladung kann der Steinspeicher zumindest 12 Stunden Trocknungsbetrieb bereitstellen.

Von den vielen theoretisch möglichen Betriebsmodi trat auf der Erzeugerseite praktisch nur direkte Solartrocknung auf. Die längsten Laufzeiten auf der Verbraucherseite hat der Modus für Umluft in beiden Boxen. Gefolgt von Trocknung in einer Box zuzüglich Umluftbetrieb in beiden Boxen.

Vereinzelt kam es zu unerwünschten Betriebsmodi, die zwar im Vergleich mit der Laufzeit der sinnvollen Betriebsmodi nahezu vernachlässigbar sind. Allerdings sollten diese aus Ressourcengründen nach Möglichkeit vermieden werden.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass das System stabil funktioniert und über den Betrachtungszeitraum eine beachtliche Summe von rund 43 Tonnen Wasser ausgetrieben werden konnte.

7.5 Rotkreuz Korneuburg, NÖ

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Rotkreuz Korneuburg
<u>Adresse:</u>	2100 Korneuburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe Solare Deckung
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung, -kühlung und Warmwasser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	102 m ² (Flachkollektor, gigasol OR)
<u>Aperturfläche:</u>	93 m ²
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 m ³ Niedertemperaturpufferspeicher, 2x2 m ³ Hochtemperaturpufferspeicher ca. 700 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizung:</u>	Wasser- -Wärmepumpe (60 kW) Elektrischer Heizstab (9 kW) Adsorptionskältemaschine (32 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	25,1 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	236 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit August 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Jahr 2021 wurde die neue Bezirkszentrale des Roten Kreuzes Korneuburg bezogen. Von hier aus wird der Dienstbetrieb des gesamten Bezirks geleitet und sämtliche Büros der Verwaltung mit rund 60 Mitarbeitern sind hier beheimatet. Des Weiteren ist dem Gebäude eine Garage mit Waschanlage für einen Großteil der Einsatzfahrzeuge des Bezirks zugehörig.

Das Wärmeversorgungssystem des Gebäudes besteht neben einer 102 m² großen Solaranlage (Abbildung 86) und einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe. Die Solaranlage ist mit 70° Neigung Richtung Süden auf dem Dach aufgeständert und soll knapp 39% des Gesamtenergiebedarfs abdecken.

Die Verbraucher sind einerseits die Warmwasserbereitstellung inkl. Zirkulation sowie die Beheizung des Verwaltungsgebäudes, der Waschbox für die Fahrzeuge sowie der Fahrzeughalle. Die Wärmeverteilung geschieht über Bauteilaktivierung. Einmal pro Woche wird das komplette Warmwassersystem gespült, um Legionellenbildung zu vermeiden.

Die Kühlenergie wird einerseits passiv aus dem Brunnen (Wärmepumpenquelle) und andererseits von einer Adsorptionskältemaschine (thermisch getrieben durch Solaranlage) bereitgestellt.

Die neu errichtete Zentrale ist in Abbildung 52 zu sehen. Abbildung 86 zeigt die Solaranlage am Dach der Fahrzeughalle.



Abbildung 85: Neu errichtete Rotkreuz-Bezirkszentrale in Kornneuburg (Quelle: Rotes Kreuz)



Abbildung 86: Solaranlage auf dem Dach der Fahrzeughalle (Quelle: AEE INTEC)

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Rotkreuz Korneuburg“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 55 dargestellt.

Die 102 m² große Solaranlage bedient über einen externen Wärmetauscher entweder einen der beiden Hochtemperatur- (HT 1, HT 2) oder den Niedertemperaturpufferspeicher (NT 1). Eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe (60 kW) steht als Nachheizung zur Verfügung. Ein elektrischer Heizstab im ersten Hochtemperaturspeicher dient als Notheizung zur Sicherstellung von ausreichend hoher Temperatur während des wöchentlichen Zirkulationsbetriebs zur Legionellenvermeidung.

Der Hochtemperaturspeicher HT1 versorgt die Warmwasseraufbereitung sowie die Warmwasser-Zirkulation. Pufferspeicher HT2 bedient die Heizregister der Lüftung sowie bei Kältebedarf die Adsorptionskältemaschine, wobei diese zwar installiert aber – laut Anlagenbetreiber - nicht in Betrieb ist. Dies konnte anhand der Messdaten bestätigt werden. Aus dem Niedertemperaturspeicher werden die Waschbox, die Fahrzeughalle sowie das Verwaltungsgebäude mit Wärme versorgt. Die Wärmeabgabe erfolgt über die

Bauteilaktivierung auf einem niedrigen Temperaturniveau. In den Sommermonaten kann das Verwaltungsgebäude durch passive Kühlung (Brunnen) über die Bauteilaktivierung gekühlt werden.

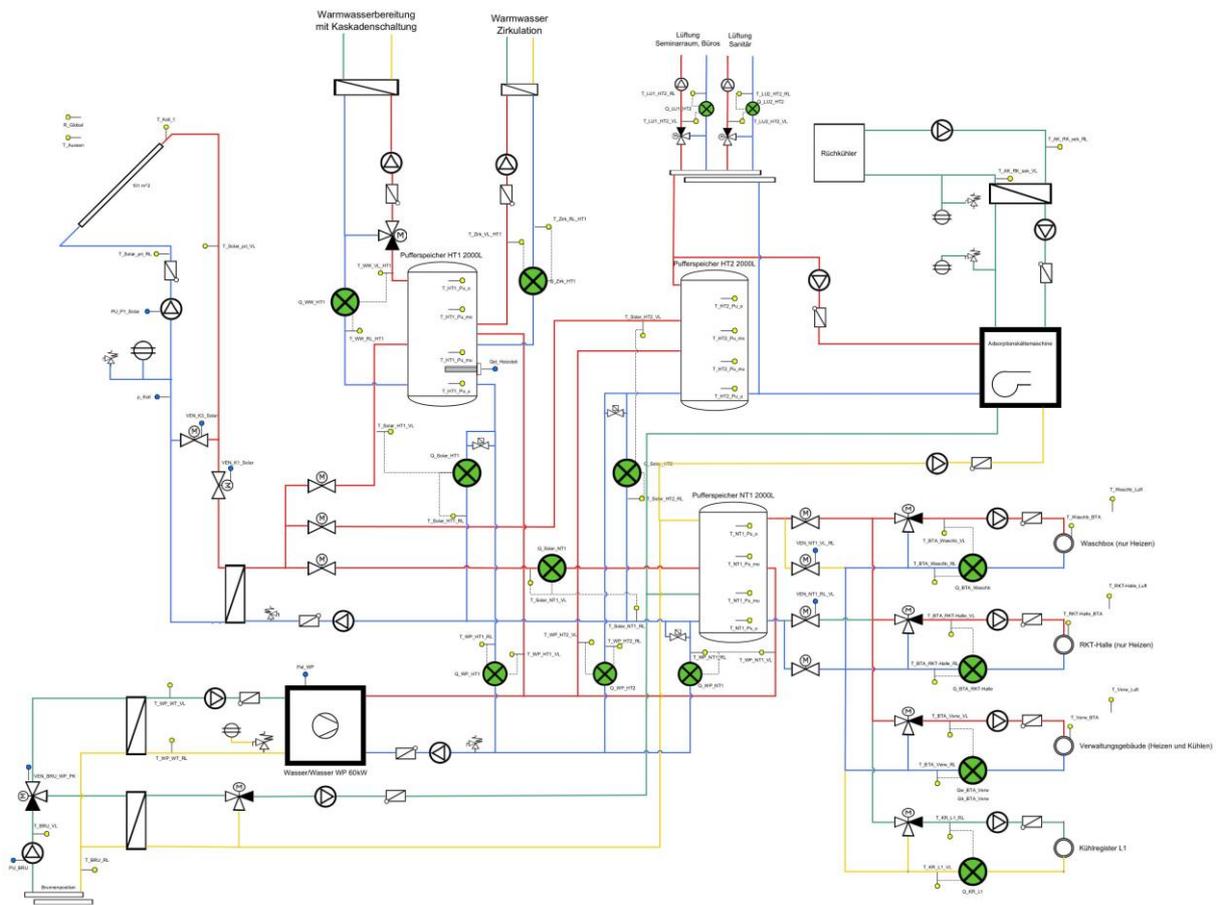


Abbildung 87: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Rotkreuz Korneuburg“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler)

10 Wärmemengenzähler, 1 Wärme/Kältezähler, 1 Kältezähler, 2 Stromzähler, 46 Temperatursensoren, 3 Ventilstellungen, 1 Drucksensor im solaren Primärkreis und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solar

- Q_{global} Globalstrahlungssensor
- T_{koll} Kollektortemperatur
- p_{sol} Anlagendruck Solar
- $T_{sol\ VL\ pri}$ Vorlauftemperatur Solar primär
- $T_{sol\ RL\ pri}$ Rücklauftemperatur Solar primär
- $T_{sol\ VL\ sek}$ Vorlauftemperatur Solar sekundär
- $T_{sol\ RL\ sek}$ Rücklauftemperatur Solar sekundär
- $Q_{sol\ HT1}$ Wärmehähler Solar Hochtemperaturpuffer 1
- $T_{sol\ HT1\ VL}$ Vorlauftemperatur Solar Hochtemperaturpuffer 1
- $T_{sol\ HT1\ RL}$ Rücklauftemperatur Solar Hochtemperaturpuffer 1
- $Q_{sol\ HT2}$ Wärmehähler Solar Hochtemperaturpuffer 2

$T_{\text{Sol HT2 VL}}$	Vorlauftemperatur Solar Hochtemperaturpuffer 2
$T_{\text{Sol HT2 RL}}$	Rücklauftemperatur Solar Hochtemperaturpuffer 2
$Q_{\text{Sol NT}}$	Wärmezähler Solar Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{Sol NT VL}}$	Vorlauftemperatur Solar Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{Sol NT RL}}$	Rücklauftemperatur Solar Niedertemperaturpuffer

Wärmepumpe

E_{WP}	Stromzähler Wasser/Wasser-Wärmepumpe
$Q_{\text{WP HT1}}$	Wärmezähler Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer 1
$T_{\text{WP HT1 VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer 1
$T_{\text{WP HT1 RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer 1
$Q_{\text{WP HT2}}$	Wärmezähler Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer 2
$T_{\text{WP HT2 VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer 2
$T_{\text{WP HT2 RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer 2
$Q_{\text{WP NT}}$	Wärmezähler Wärmepumpe Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{WP NT VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{WP NT RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{WP WT VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe primär
$T_{\text{WP WT RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe primär
$T_{\text{BRU VL}}$	Vorlauftemperatur Brunnen
$T_{\text{BRU RL}}$	Rücklauftemperatur Brunnen
$VEN_{\text{BRU WP PL}}$	Ventilstellung passives Kühlen Brunnen
PU_{BRU}	Pumpensignal Brunnen

Pufferspeicher HT1

$T_{\text{P HT1 o}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 oben
$T_{\text{P HT1 mo}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 mitte oben
$T_{\text{P HT1 mu}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 mitte unten
$T_{\text{P HT1 u}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 unten
$Q_{\text{elHeizstab}}$	Stromzähler Heizstab in Hochtemperaturpuffer 1

Verbraucher HT1

$Q_{\text{WW HT1}}$	Wärmezähler Warmwasser
$T_{\text{WW HT1 VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasser
$T_{\text{WW HT1 RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasser
$Q_{\text{Zirk HT1}}$	Wärmezähler Warmwasser Zirkulation
$T_{\text{Zirk HT1 VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasser Zirkulation
$T_{\text{Zirk HT1 RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasser Zirkulation

Pufferspeicher HT2

$T_{\text{P HT2 o}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 oben
$T_{\text{P HT2 mo}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 mitte oben
$T_{\text{P HT2 mu}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 mitte unten
$T_{\text{P HT2 u}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 unten

Verbraucher HT1

$Q_{\text{LU1 HT2}}$	Wärmezähler Lüftung 1 Seminarraum, Büros
	AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

T _{LU1 HT2 VL}	Vorlauftemperatur Lüftung 1 Seminarraum, Büros
T _{LU1 HT2 RL}	Rücklauftemperatur Lüftung 1 Seminarraum, Büros
Q _{LU2 HT2}	Wärmezähler Lüftung 2 Sanitär
T _{LU2 HT2 VL}	Vorlauftemperatur Lüftung 2 Sanitär
T _{LU2 HT2 RL}	Rücklauftemperatur Lüftung 2 Sanitär

Pufferspeicher NT

T _{P NT o}	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer oben
T _{P NT mo}	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer mitte oben
T _{P NT mu}	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer mitte unten
T _{P NT u}	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer unten

Verbraucher NT

Q _{BTA Waschb}	Wärmemengenzähler Betonteilaktivierung Waschbox
T _{BTA Waschb VL}	Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung Waschbox
T _{BTA Waschb RL}	Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung Waschbox
T _{Waschb BTA}	Temperatur Betonkern Waschbox
T _{Waschb Luft}	Temperatur Raum Waschbox
Q _{BTA RKT Halle}	Wärmemengenzähler Betonteilaktivierung RKT-Halle
T _{BTA RKT Halle VL}	Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung RKT-Halle
T _{BTA RKT Halle RL}	Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung RKT-Halle
T _{RKT Halle BTA}	Temperatur Betonkern RKT-Halle
T _{RKT Halle Luft}	Temperatur Raum RKT-Halle
Q _{BTA Verw}	Wärme/Kältezähler Betonteilaktivierung Verwaltungsgebäude
T _{BTA Verw VL}	Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung Verwaltungsgebäude
T _{BTA Verw RL}	Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung Verwaltungsgebäude
T _{Verw BTA}	Temperatur Betonkern Verwaltungsgebäude
T _{Verw Luft}	Temperatur Raum Verwaltungsgebäude
Q _{KR L1}	Kältezähler Kühlregister Lüftung 1
T _{KR L1 VL}	Vorlauftemperatur Kühlregister Lüftung 1
T _{KR L1 RL}	Rücklauftemperatur Kühlregister Lüftung 1

Sonstiges

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

7.5.3 Energiebilanz

Abbildung 88 stellt die Input-Output-Bilanz des Projektes „Rotkreuz Korneuburg“ dar. Der Wärmeeintrag in die Pufferspeicher findet über die thermische Solaranlage (hellblau in Niedertemperaturpuffer, gelb in Hochtemperaturpuffer) und die Wärmepumpe (grün in Niedertemperaturpuffer, rot in Hochtemperaturpuffer) statt. Zusätzlich ist in Hochtemperaturpuffer 1 ein Heizstab als Notheizung verbaut (dunkelviolet). Wärmeverbraucher sind die Raumheizung (hellgrün – Bauteilaktivierung Büro, hellrot – Bauteilaktivierung Halle, orange – Bauteilaktivierung Waschbox), das Heizregister der Lüftung (hellviolett), der Warmwasserverbrauch (blau) und die Warmwasserzirkulation (dunkelblau). Die negativ dargestellten Balken stellen die Kühlung des Bürotrakts dar. Die dafür notwendige Kälteenergie wurde ausschließlich dem Brunnen im Freecooling-Modus entnommen.

Die Bauteilaktivierung war von November 2022 bis April 2023 aktiv.

Im Zuge der Plausibilitätsprüfung vor Start der Monitoringperiode wurde ein sehr hoher Verbrauch der Warmwasser-Zirkulation festgestellt. Entsprechend der Empfehlungen durch das Begleitforschungsteam wurde der durchgehende Zirkulationsbetrieb durch einen Taktbetrieb (eine Stunde Laufzeit, zwei Stunden Stillstand) ersetzt. Dies brachte zwar erhebliche Energieeinsparungen zwischen 30 und 50 %. Allerdings führte dies zu längeren Wartezeiten auf Warmwasser an den Zapfstellen. Daher wurde die Betriebsweise der Warmwasser-Zirkulation im Februar 2023 wieder auf durchgehenden Betrieb zwischen 5:30 Uhr und 22:30 Uhr umgestellt. Die Legionellschaltung, in der immer in der Nacht von Samstag auf Sonntag der Pufferspeicher HT1 mit Hilfe des elektrischen Heizstabs auf 65 °C aufgeheizt und der ganze Kreis gespült (Legionellschaltung) wird, wurde beibehalten.

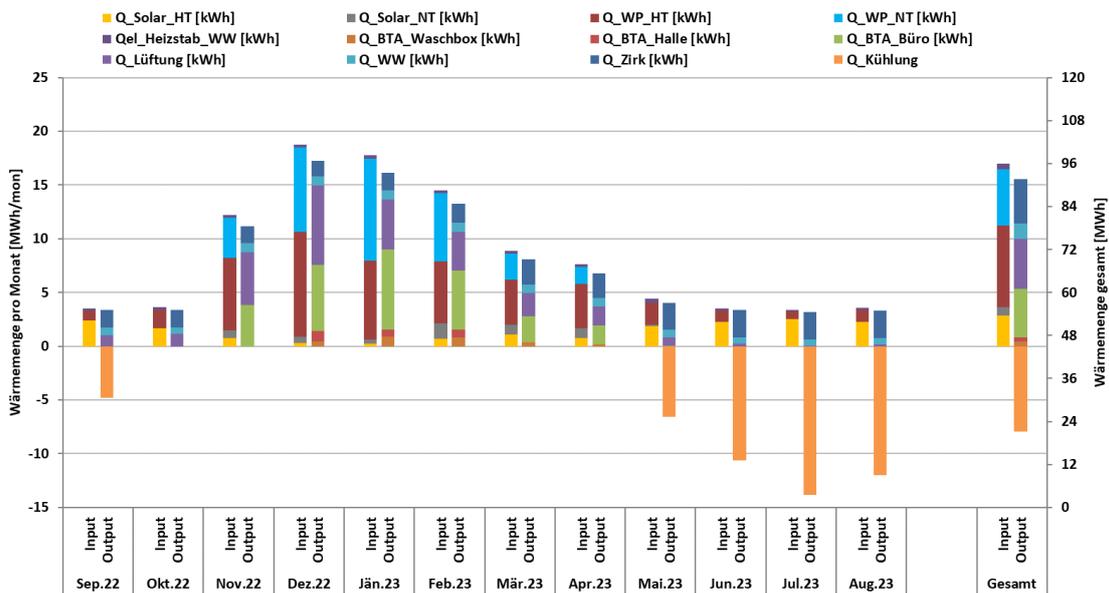


Abbildung 88: Wärmebilanz der Anlage „Rotkreuz Korneuburg“ (September 2022 bis August 2023)

7.5.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 89 bis Abbildung 91) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Rotkreuz Korneuburg“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 299 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1153,7 kWh/m² erwartet. Der gemessene Solarertrag lag mit 236 kWh/(m²a) etwa 20% unter dem erwarteten Wert. In den kälteren Monaten ist dies hauptsächlich auf die niedrigere Einstrahlung zurückzuführen (Dezember 2022: -30%, Jänner 2023: -55%). Auch wurde in den wärmeren Übergangsmoaten weniger Verbrauch gemessen (Oktober 2022: -50% Verbrauch, März 2023: -20% Verbrauch), was einen direkten Einfluss auf den gemessene Solarertrag hatte (Oktober 2022: -37% Solarertrag, März 2023: -28% Solarertrag). Des Weiteren wurde in der Regelung einerseits die solare Einspeisung in die Hochtemperaturpuffer priorisiert und andererseits bei der Beladung der Pufferspeicher eine

lange Wärmepumpenlaufzeit (Vermeidung von schnellem Takten) der Solarladung vorgezogen, was in der Planung nicht so vorgesehen war.

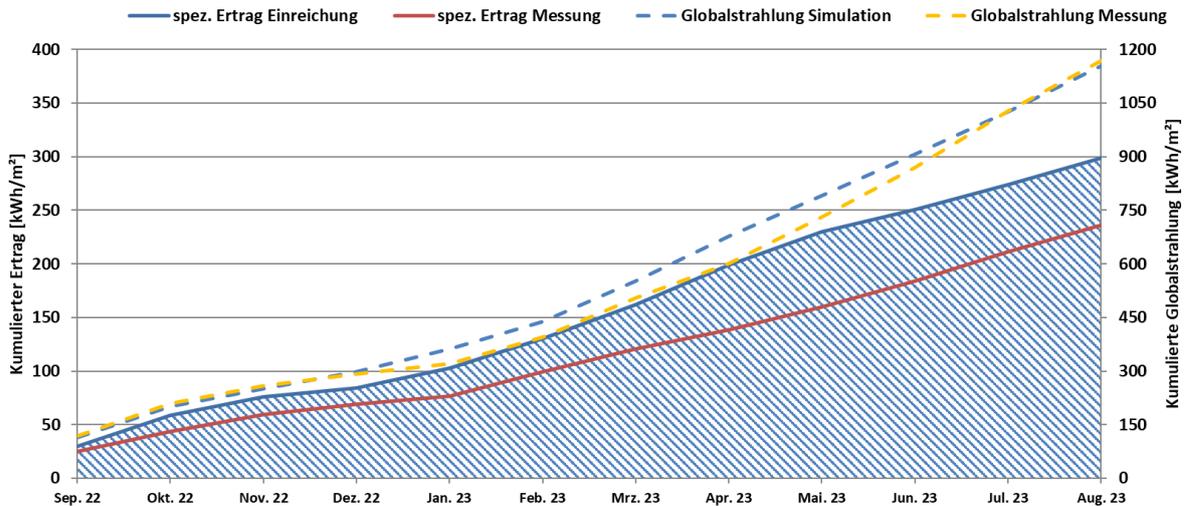


Abbildung 89: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Rotkreuz Korneuburg“ (September 2022 bis August 2023)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 38,8 % angegeben (siehe Abbildung 90). Durch den erhöhten Verbrauch und den geringeren Ertrag konnte im Monitoringjahr ein solarer Deckungsgrad von nur 25,1% erreicht werden.

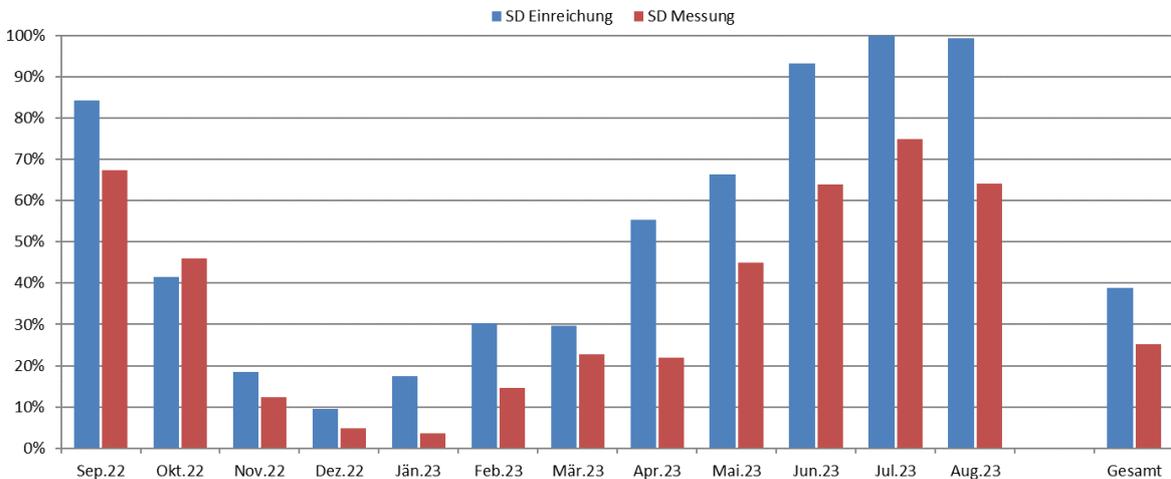


Abbildung 90: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Rotkreuz Korneuburg“ (September 2022 bis August 2023)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 71,6 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und der gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 91 zu entnehmen. Der Verbrauch lag im Monitoringjahr mit 93,4 MWh etwa 30% über dem simulierten Wert. Der Verbrauch für die Raumheizung lag speziell bis Februar 2023 weit über dem erwarteten Wert (November 2022: +30%, Dezember 2022: +125%, Jänner 2023: +59%, Februar 2023: +58). Grund dafür waren hauptsächlich Undichtheiten in der Fassade, welche Mitte Februar 2023 behoben wurden.

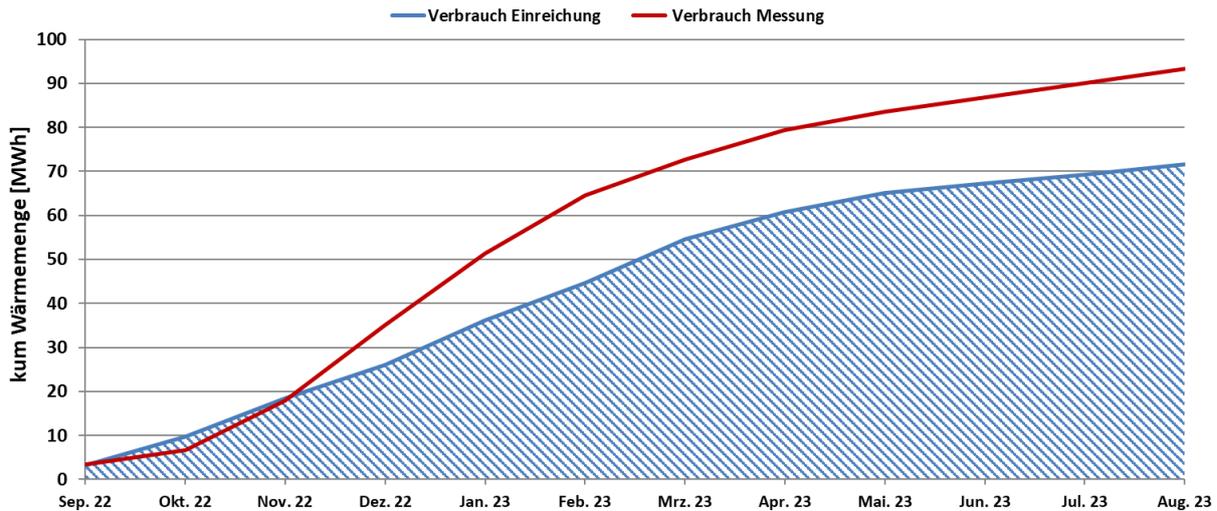


Abbildung 91: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „Rotkreuz Korneuburg“ (September 2022 bis August 2023)

7.5.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

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

In Abbildung 92 ist der Betrieb um den Pufferspeicher NT1 an einem repräsentativen Tag im November mit guter Einstrahlung dargestellt. Der Bauteilaktivierungskreis des Bürotrakts (Vd_BTA_Verw, orange) nutzt über die erste Tageshälfte die Wärme aus dem Pufferspeicher. Der Durchfluss liegt nahezu konstant bei rund 700 Liter/h und steigt auf bis zu knapp 2.000 Liter/h, wenn die Wärmepumpe in den Pufferspeicher NT1 einspeist. Der Pufferspeicher fasst 2.000 Liter – dementsprechend startet die Wärmepumpe in etwa alle 3 Stunden und hebt den Pufferspeicher auf das gewünschte Temperaturniveau. Die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe liegt im Betrieb rund 10 K über der maximalen Speichertemperatur. Da es sich jedoch um keine modulierende Wärmepumpe handelt, kann hier keine Optimierung durchgeführt werden.

Mit Sonnenaufgang wird Solarwärme in den Pufferspeicher eingebracht und ersetzt damit den Wärmepumpenbetrieb. Wie der unteren Grafik zu entnehmen ist, wird ab Mittag für ca. eine Stunde auf solare Beladung des Warmwasser-Pufferspeichers HT1 umgeschaltet. Nach einer neuerlichen kurzen Beladung von Pufferspeicher NT1 folgt eine Beladung von Pufferspeicher HT2. In der zweiten Tageshälfte reichen die deutlichen höheren, solar eingelagerten Pufferspeichertemperaturen aus, um die Bauteilaktivierung ohne weiteren Betrieb der Wärmepumpe zu versorgen. Das Zusammenspiel aus Wärmepumpe, Solaranlage und Verbraucher funktioniert gut und muss nicht optimiert werden.

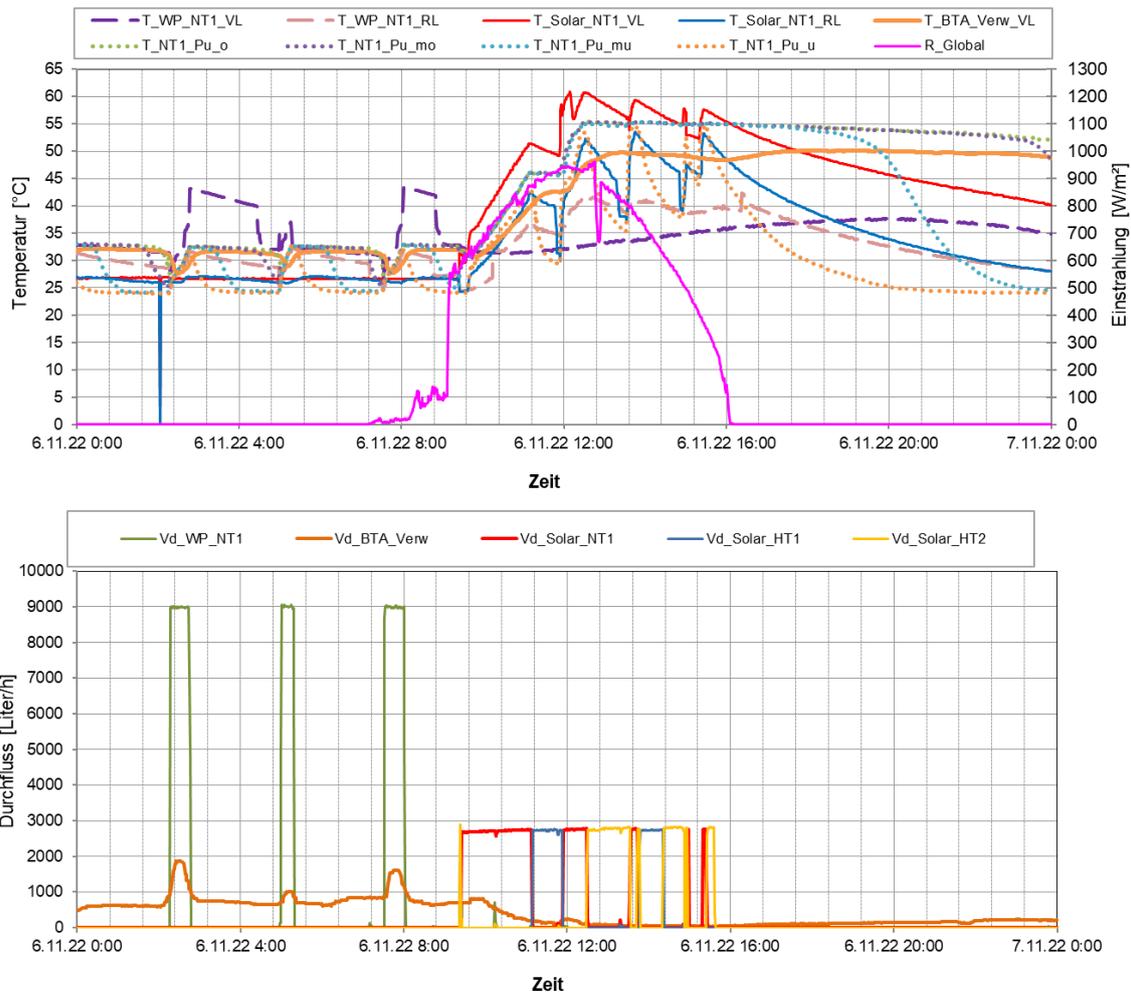


Abbildung 92: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und Solaranlage bei Beladung von Pufferspeicher NT1, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Vorlauftemperatur eines repräsentativen Verbrauchers, der Globalstrahlung (oben) und die zugehörigen Volumenströme am 06.11.2022

Die Erzeuger und Verbraucher rund um den Pufferspeicher HT2 sind in Abbildung 93 dargestellt. Das Betriebsverhalten ist sehr ähnlich, wie oben bei Pufferspeicher NT1 beschrieben. Auffallend die kurzen Temperaturspitzen im Vorlauf der Wärmepumpe (violett strichliert), die jeweils bei Betriebsende der Wärmepumpe auftreten. Diese markieren die angestrebte Maximaltemperatur, die dann zum Ausschalten der Wärmepumpe führt. Während der Speicherbeladung haben alle Puffertemperaturen (punktirt) praktisch identische Werte. Dies ist nicht verwunderlich, da die Wärmepumpe mit einem Durchfluss von 9.000 Liter/Stunde auf einen 2.000 Liter Pufferspeicher fährt. Der Pufferspeicher ist also in diesem Betriebsmodus eher als hydraulische Weiche konzipiert. Die Vorlauftemperatur der Lüftung ($T_{LU1_HT2_VL}$, orange durchgezogen) folgt im Beladungsmodus den Pufferspeichertemperaturen. Nach Abschalten der Wärmepumpe ist eine Entladung des Pufferspeichers von unten ($T_{HT2_Pu_u}$, orange punktirt) nach oben ($T_{HT2_Pu_o}$, grün punktirt) erkennbar. Bei verfügbarer solarer Einstrahlung wird tagsüber der Pufferspeicher von der Solaranlage geladen. Es gibt keinen Parallelbetrieb von Wärmepumpe und Solaranlage. Der Betrieb ist so in Ordnung und muss nicht optimiert werden.

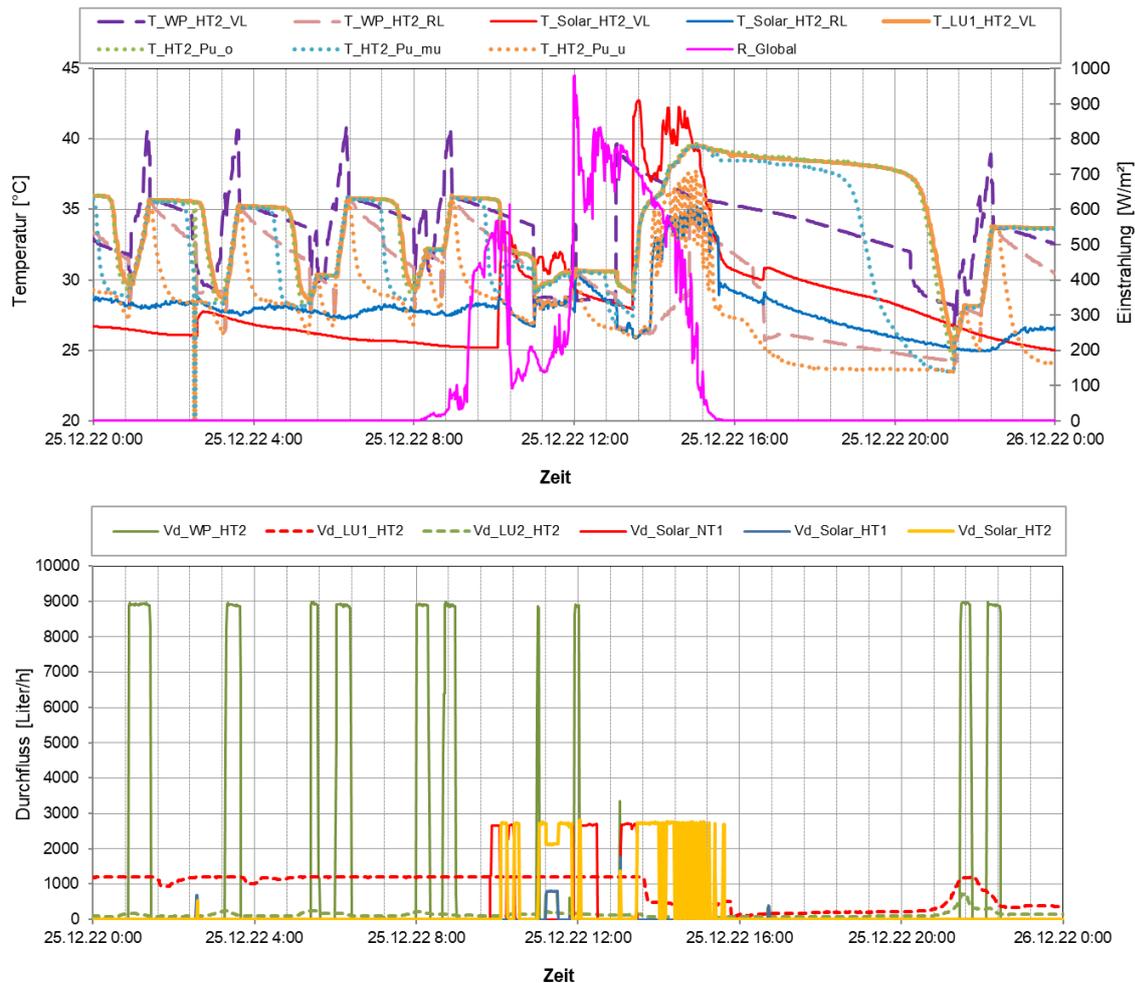


Abbildung 93: Beispielhafter Temperaturverlauf von Solaranlage und Wärmepumpe bei Beladung von Pufferspeicher HT2, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Vorlauftemperaturen eines repräsentativen Verbrauchers, der Globalstrahlung (oben) und die zugehörigen Volumenströme am 25.12.2022

In Abbildung 94 und Abbildung 95 ist der Betrieb der Warmwasser-Zirkulation bzw. der Warmwasser-Versorgung dargestellt. In Abbildung 94 ist der Betrieb nach Vorschlag des Begleitforschungsteams im Zuge des Plausibilitätschecks dargestellt: Der Zirkulationsbetrieb ist immer für etwa eine Stunde aktiv, dann folgen rund 2 Stunden Pause. Aufgrund von Klagen der Nutzer, dass an den Zapfstellen ganz am Ende der Versorgungsleitungen es lange dauert bis warmes Wasser zur Verfügung steht, wurde ab Mitte Februar 2023 wieder auf durchgehenden Zirkulationsbetrieb umgestellt (Abbildung 95). Interessant ist, dass kein offensichtlicher Unterschied zwischen den Temperaturverläufen vor und nach der Umstellung feststellbar ist. Dies liegt vermutlich an der Platzierung der Sensorik, welche im Technikraum und damit relativ weit entfernt von den Zapfstellen befindet. Aus energetischer Sicht wäre eine kürzere Laufzeit des Zirkulationsbetriebs wünschenswert, allerdings hat die Versorgungssicherheit sowie halbwegs schnell verfügbares warmes Wasser für die Nutzer Priorität.

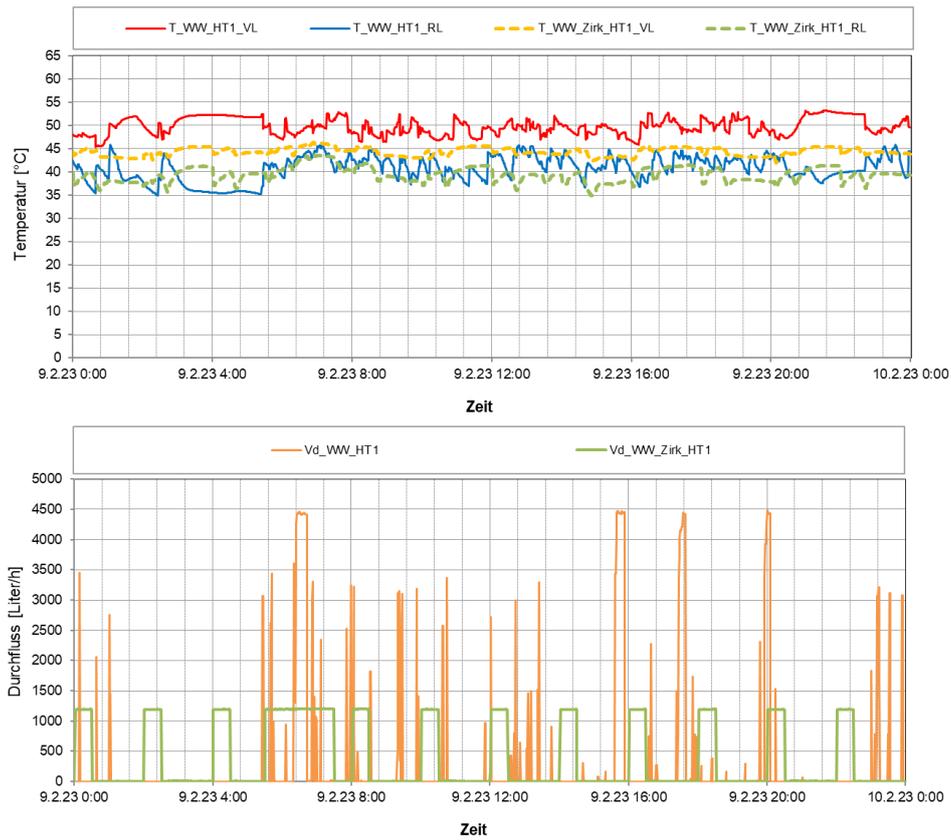


Abbildung 94: Beispielhafter Temperaturverlauf von Warmwasserversorgung und Zirkulationsleitung (oben) und die zugehörigen Volumenströme (unten) – Betrieb nach Vorschlag des Begleitforschungsteams

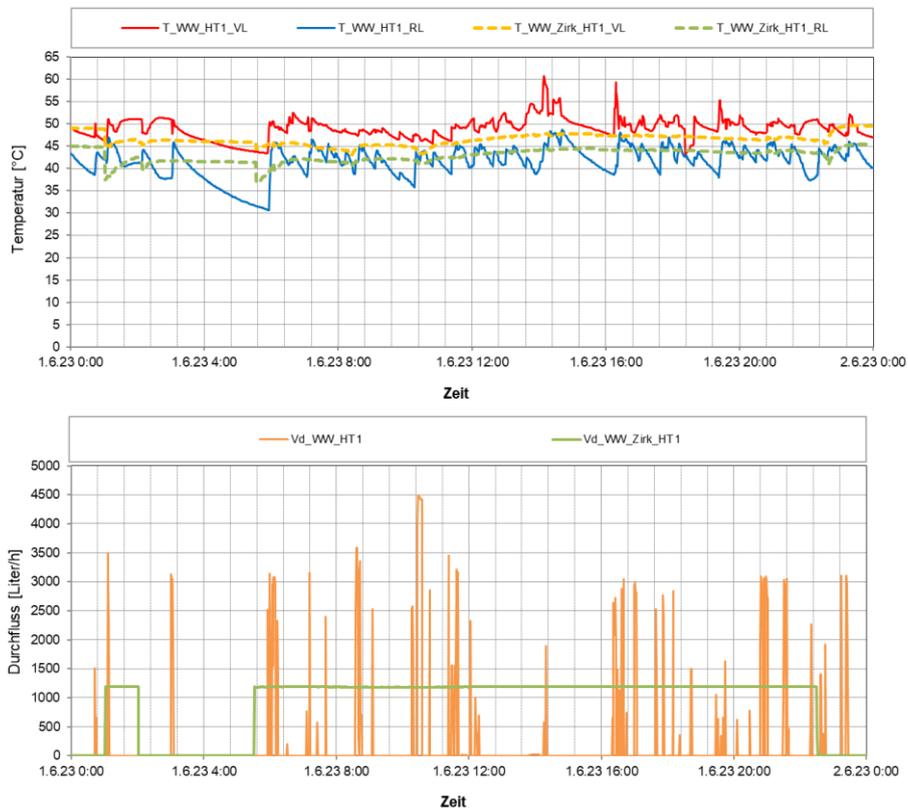


Abbildung 95: Beispielhafter Temperaturverlauf von Warmwasserversorgung und Zirkulationsleitung (oben) und die zugehörigen Volumenströme (unten) – angepasster Betrieb ab Mitte Februar 2023

Der Frage, warum die Solaranlage nicht den gesamten Wärmebedarf von Warmwasserbereitung und Zirkulation abdecken kann, wird in Abbildung 96 nachgegangen. Dargestellt sind zwei Tage im Sommer. Auf einen Tag mit guter Einstrahlung folgt ein Tag mit praktisch keiner Einstrahlung. Aus dem oberen Teil der Grafik ist gut die solare Ladung des Pufferspeichers HT1 am ersten Tag auf über 75 °C erkennbar. Vom späten Nachmittag des 31.7.2023 bis zum frühen Vormittag des 1.8.2023 reicht die Energie im Pufferspeicher HT1 aus, um den Bedarf von Warmwasserbereitung (Vd_WW_HT1, orange) und Zirkulation (Vd_WW_Zirk_HT1, grün) vollständig zu decken – weder die Wärmepumpe (Vd_WP_HT1, violett) noch die Solaranlage (Vd_Solar_HT1, dunkelblau) sind aktiv. Dann jedoch fällt die Puffertemperatur unter einen Grenzwert, welcher laut Messdatenanalyse bei rund 46 °C liegt. Daraufhin läuft die Wärmepumpe bis der Pufferspeicher HT1 wieder auf ca. 50 °C durchgeladen ist. Die Kapazität des Pufferspeichers reicht also gerade aus, um den Bedarf von Warmwasserzapfungen und Zirkulationsleitung über rund 16 Stunden zu decken, sofern er davor von der Solaranlage auf rund 75 °C durchgeladen wurde.

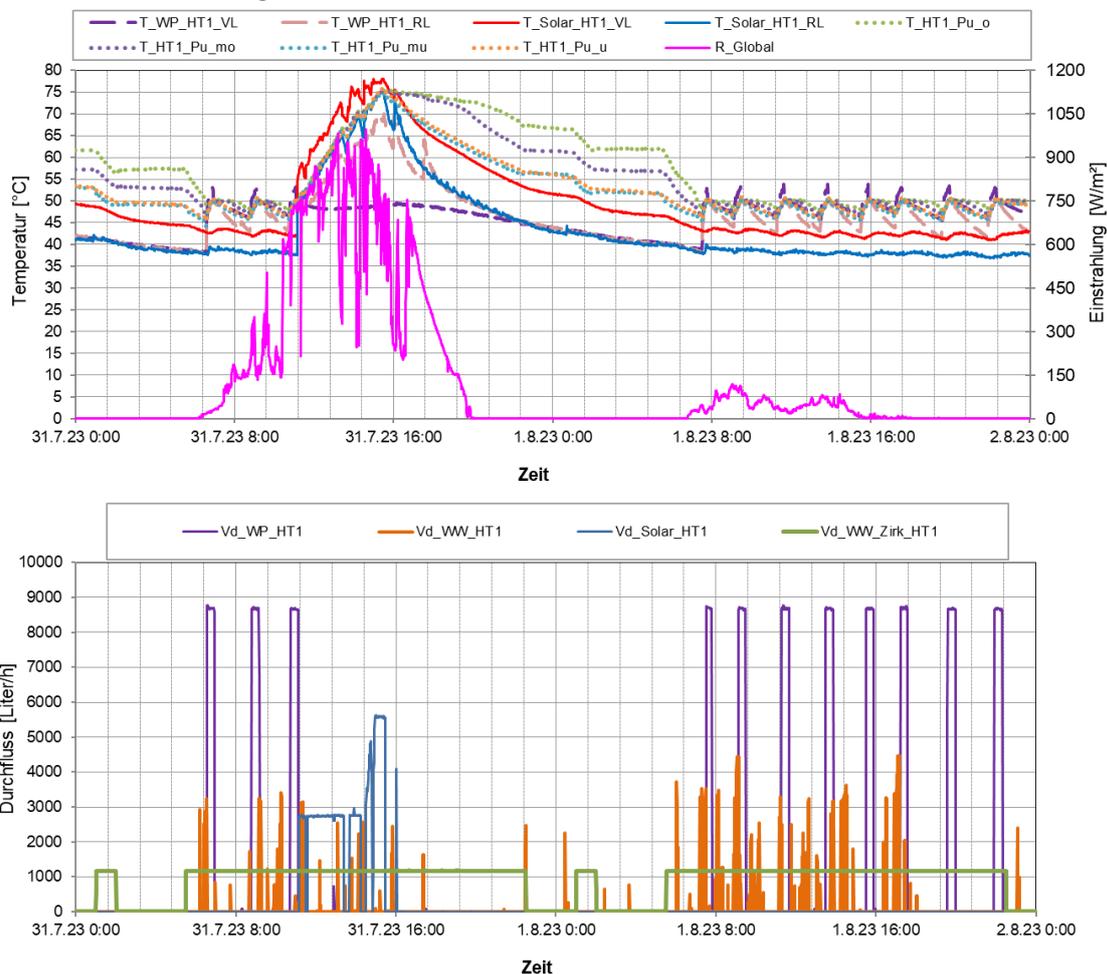


Abbildung 96: Beispielhafter Temperaturverlauf von Solaranlage und Wärmepumpe bei Beladung von Pufferspeicher HT1, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung (oben) und die Durchflüsse von Solaranlage, Wärmepumpe, Warmwasserbereitung und Warmwasserzirkulation (unten) an zwei Tagen im Sommer

Abbildung 97 zeigt nun die Situation an zwei aufeinanderfolgenden schönen Tagen im Sommer. Hier ist jeweils zu Tagesbeginn, knapp bevor die Solaranlage mit der Einspeisung in den Pufferspeicher beginnt, ein Wärmepumpenbetrieb über einen Zeitraum von ca. 20 bis 30 Minuten feststellbar. In beiden Fällen wurde die unterste Pufferspeichertemperatur von ca. 45 auf ca. 50 °C angehoben. Der Pufferspeicher HT1 verliert im betrachteten Betriebszustand rund 1 K pro Stunde. Als Optimierungspotential könnte man die minimal

erlaubte Pufferspeichertemperatur (als Einschaltbedingung der Wärmepumpe) um 1 – 2 K nach unten korrigieren. Dies würde in einer Schönwetterphase im Sommer die Laufzeiten der Wärmepumpe weitgehend auf Null reduzieren und die Effizienz des Gesamtsystems wesentlich steigern. Ein Umsetzung dieser Optimierung konnte im Monitoringzeitraum leider nicht realisiert werden.

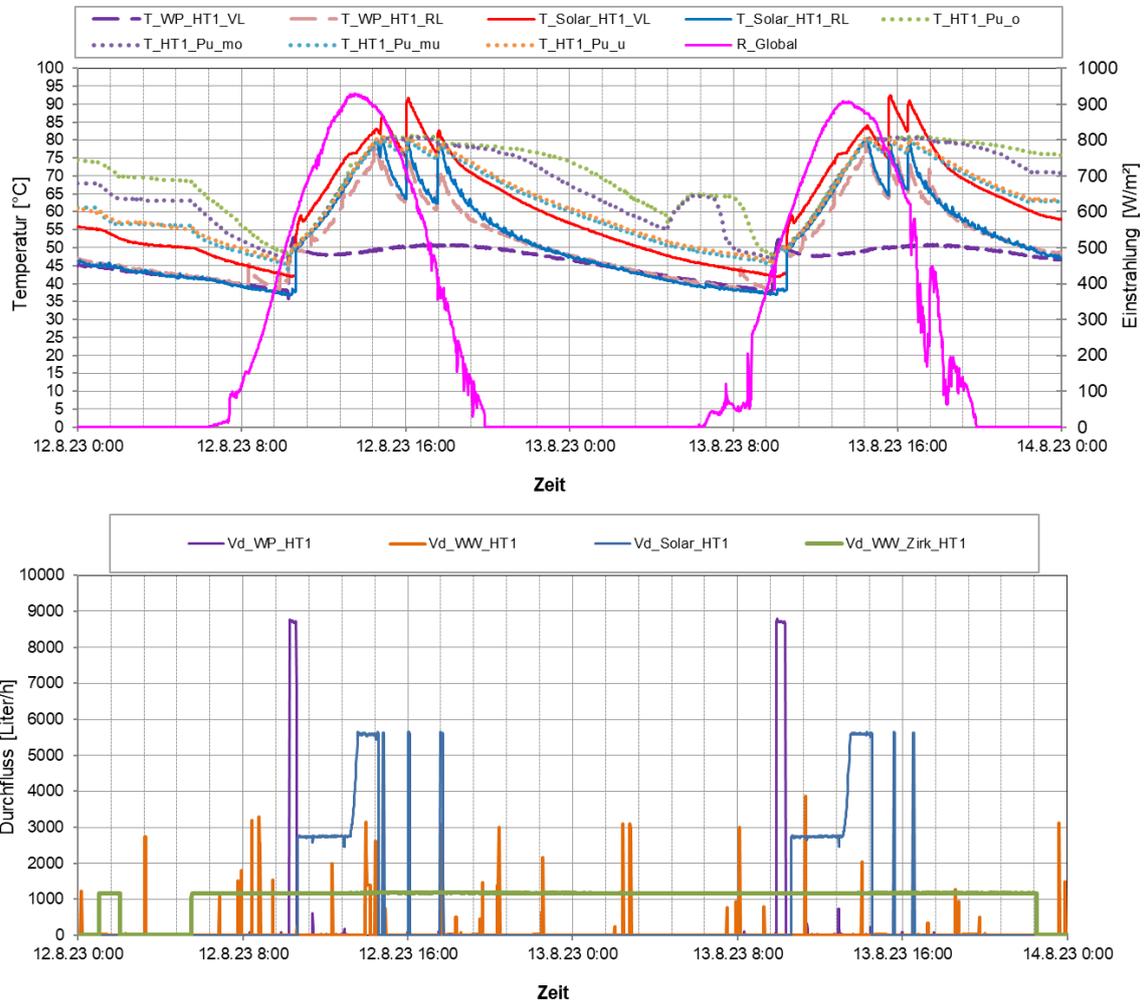


Abbildung 97: Beispielhafter Temperaturverlauf von Solaranlage und Wärmepumpe bei Beladung von Pufferspeicher HT1, zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen, der Globalstrahlung (oben) und die Durchflüsse von Solaranlage, Wärmepumpe, Warmwasserbereitung und Warmwasserzirkulation (unten) an zwei schönen Tagen im Sommer

Die Jahresarbeitszahl (SPF) der Wasser-Wasser-Wärmepumpe, die Wärmemengen (Q_{th}^*), der Stromverbrauch (Q_{el}^*) und die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen sind in Abbildung 98 dargestellt. Im Betrachtungszeitraum war die Wärmepumpe in allen Monaten in Betrieb und erreichte eine Arbeitszahl von 4,65. Während des vornehmlichen Betriebs der Wärmepumpe im Niedertemperaturbereich von Oktober 2022 bis April 2023 lag die Arbeitszahl bei Arbeitstemperaturen im Niedertemperaturbereich von ca. 30 – 35°C bei bis zu 5. Bei ausschließlichem Betrieb im Hochtemperaturbereich (45°C bis 50°C) lag die Arbeitszahl bei durchschnittlich 3,3.

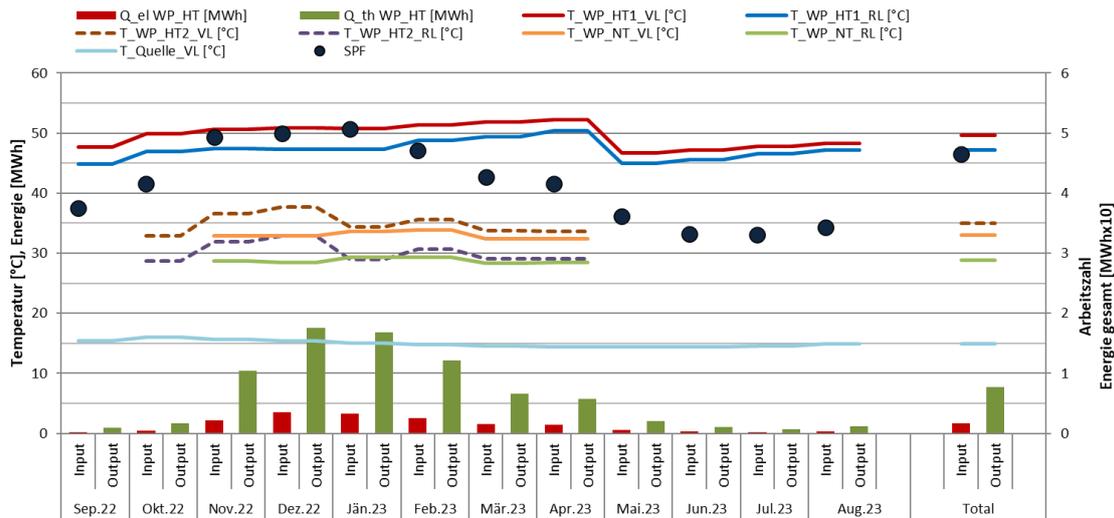


Abbildung 98: Detailanalyse der Wärmepumpe durch Bestimmung der Betriebsmodi hinsichtlich Temperaturniveaus und Berechnung der Arbeitszahl

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 16 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) der Solaranlage angeführt. Deutlich ist erkennbar, dass Pufferspeicher HT1 auf einem gewichteten mittleren Temperaturniveau von rund 68 °C (strichliert) für die Versorgung des Warmwasserbedarfs und der Zirkulationsleitung beladen wird. Pufferspeicher HT2 hingegen wird im gewichteten Mittel mit rund 43 °C (durchgezogen) beladen und kann so die Lüftung mit Wärme versorgen. Die Bauteilaktivierung wird aus Pufferspeicher NT versorgt, welcher seitens der Solaranlage im gewichteten Mittelwert von rund 45 °C beladen wird.

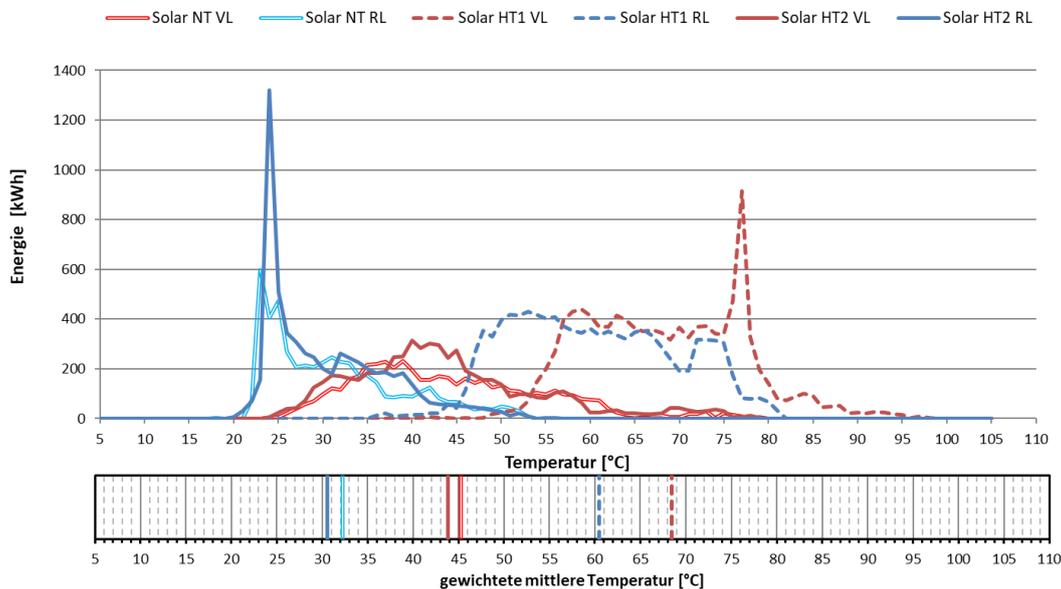


Abbildung 99: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Solaranlage in der Monitoringperiode

In Abbildung 16 sind die Wärmemengen zum Temperaturniveau rund um den Pufferspeicher HT1 dargestellt. Es ist gut erkennbar, dass die Wärmepumpe (rot strichliert) das korrekte Temperaturniveau für Warmwasserbereitung (orange) und Zirkulation (pink punktiert) bereitstellt. Die Solaranlage (rot durchgezogen) liefert auf einem deutlich höheren Temperaturniveau. Hinsichtlich Kollektoreffizienz wären geringere Betriebstemperaturen im Solarkreis wünschenswert, was mit einem höheren Durchfluss

erreichbar wäre. Die Messdaten suggerieren aber, dass die Solarpumpe (sekundärseitig) bereits auf maximaler Leistung arbeitet.

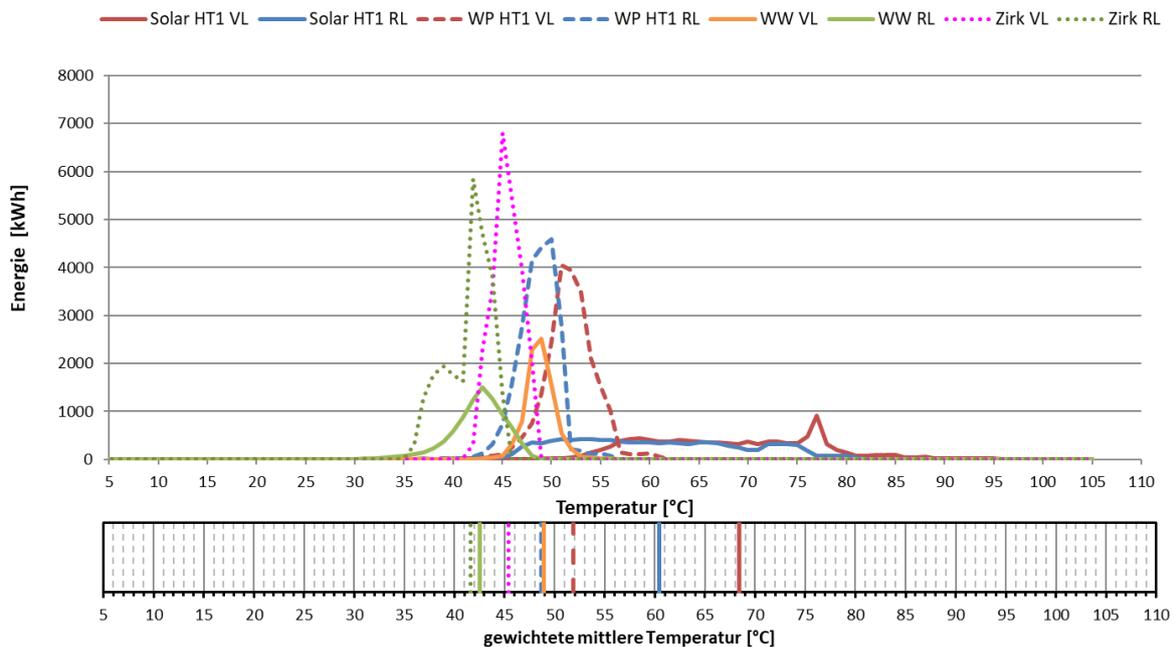


Abbildung 100: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Einspeisung von Solaranlage und Wärmepumpe in Pufferspeicher HT1 sowie die Verbraucher Warmwasser und Zirkulation an HT1 in der Monitoringperiode

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen Aufenthaltsraum in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 101). Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen meist innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Das Unterschreiten der Behaglichkeitsgrenzen trat nur bis Mitte Februar 2023 auf, vor Sanierung der Fassade. Die Darstellung zeigt, dass Bauteilaktivierung ganzjährig sehr konstante Raumbedingungen ermöglicht.

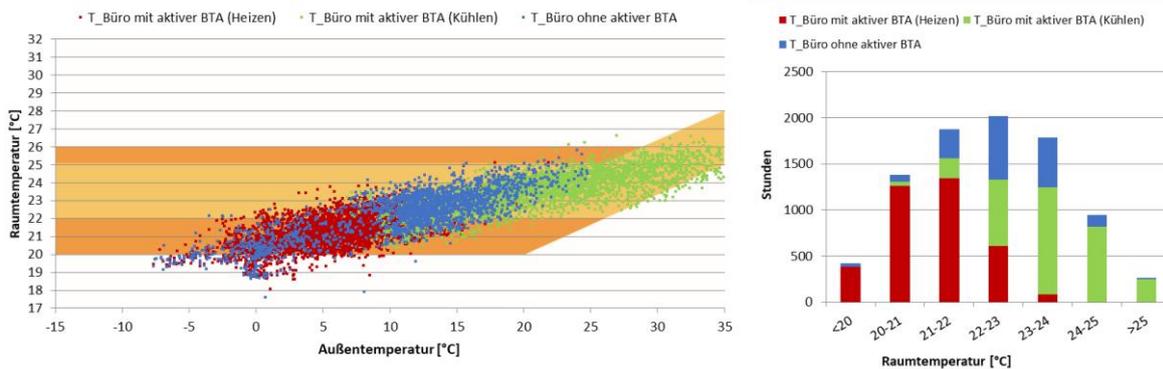


Abbildung 101: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links) sowie Häufigkeitsdiagramm der gemessenen Raumtemperaturen (rechts) bei aktiver Bauteilaktivierung in der gesamten Monitoringperiode

7.5.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „Rotkreuz Korneuburg“ kann als stabil beschrieben werden. Im Vergleich zu den prognostizierten Werten liegt der tatsächliche Verbrauch rund 30 % höher, der solare Ertrag jedoch rund 20 % unter der Prognose. Die Globalstrahlung liegt im Bereich der Simulation. Der Grund für den geringeren solare Ertrag trotz höherem Wärmeverbrauch des Gesamtsystems ist in der umgesetzten Regelungsstrategie zu suchen. In der Regelung wurde einerseits die solare Einspeisung in die Hochtemperaturpuffer priorisiert und andererseits bei der Beladung der Pufferspeicher eine längere Wärmepumpenlaufzeit der Solarladung vorgezogen. Dementsprechend blieb auch der solare Deckungsgrad hinter den Erwartungen zurück. In diesem Zusammenhang wurde ein Optimierungspotential für den Sommerbetrieb der Anlage identifiziert. Durch Anpassung der Einschaltbedingung der Wärmepumpe für die Beladung von Pufferspeicher HT1, könnte die Laufzeit der Wärmepumpe ohne Einschränkung der Komfortanforderungen wesentlich reduziert und damit sowohl der solare Deckungsgrad als auch die Effizienz des Gesamtsystems gesteigert werden.

Im Zuge der Plausibilitätsprüfung vor Start der Monitoringperiode wurde ein sehr hoher Verbrauch der Warmwasser-Zirkulation festgestellt. Entsprechend der Empfehlungen durch das Begleitforschungsteam wurde der durchgehende Zirkulationsbetrieb durch einen Taktbetrieb (eine Stunde Laufzeit, zwei Stunden Stillstand) ersetzt. Dies brachte zwar erhebliche Energieeinsparungen zwischen 30 und 50 %. Allerdings führte dies zu längeren Wartezeiten auf Warmwasser an den Zapfstellen. Daher wurde die Betriebsweise der Warmwasser-Zirkulation im Februar 2023 wieder auf durchgehenden Betrieb zwischen 5:30 Uhr und 22:30 Uhr umgestellt.

Die Wasser-Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Brunnen) erreichte eine Jahresarbeitszahl von 4,65. Wesentlich verantwortlich dafür ist einerseits die ganzjährig sehr stabile Quelltemperatur von ca. 15 °C und andererseits die klare Trennung der unterschiedlichen Temperaturniveaus im System, sodass die Wärmepumpe meist in optimalen Betriebsmodi arbeiten kann.

7.6 BG Graspointner, OÖ

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	BG Graspointner
<u>Adresse:</u>	4882 Oberwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Solaranlagen in Kombination mit Wärmepumpen
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Prozesswärme
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	350 m ² (Flachkollektor, gigasol OR)
<u>Aperturfläche:</u>	324 m ²
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2 m ³ Niedertemperaturpufferspeicher, 2x 5 m ³ Hochtemperaturpufferspeicher ca. 550 m ³ Bauteilaktivierung
<u>Notheizungssystem:</u>	2 Sole-Wasser-Wärmepumpen (75 kW und 90 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	9,7 % (lt. Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	169,2 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit April 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Firma BG – Graspöintner GmbH stellt am Standort Oberwang in Oberösterreich Betonfertigteile für Entwässerungsanlagen her. Im Zuge des Neubaus des Hochregallagers sowie des Bürogebäudes, soll der Energieträger Heizöl für den Bestand (Produktion, Trocknung der Betonteile) sowie des Neubaus durch Solarthermie und Erdwärme ersetzt werden.

Das Wärmeversorgungssystem besteht neben der Solaranlage aus zwei Wärmepumpen mit Erdsonden. Die Solaranlage wird mit 70° Neigung Richtung Süden auf der neu errichteten Lagerhalle aufgeständert und soll knapp 22% des Gesamtenergiebedarfs abdecken. In den Sommermonaten kann der überschüssige Solarertrag zur Regeneration der Erdsonden genutzt werden. Durch passives Kühlen der Büros sowie der Halle können die Erdsonden im Sommer zusätzlich regeneriert werden.

Die Verbraucher sind einerseits die Produktion (Trocknung von Betonteilen), welche ganzjährig Vorlauftemperaturen von ca. 65°C fordert, sowie die Beheizung der Büros und der Halle. Die Wärmeverteilung in den Büros und des neu errichteten Hochregallagers geschieht über Bauteilaktivierung (vgl. Abbildung 103, links) und über Fußbodenheizung im Labor.

Die neu errichtete Halle mit der Solaranlage ist in Abbildung 52 unten zu sehen.



Abbildung 102: Draufsicht des Produktionsstandortes Oberwang der Firma BG – Graspöintner, Solaranlage im Bild unten (Quelle: BG – Graspöintner)



Abbildung 103: Verlegung der Bauteilaktivierung in der neu errichteten Halle (links), Pufferspeicher sowie Wärmepumpe (rechts) (Quelle: BG – Graspöintner)

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „BG – Graspointner“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 55 dargestellt.

Die 350 m² große Solaranlage bedient über einen externen Wärmetauscher sowohl den Niedertemperatur- (NT 1) als auch die beiden seriell verschalteten Hochtemperaturpufferspeicher (HT 1, HT 2). Eine 90 kW Wärmepumpe versorgt die Hochtemperaturschiene, eine 75 kW Wärmepumpe versorgt die Niedertemperaturschiene. Als Wärmepumpenquelle dienen zwei Erdsondenfelder (NT: 12x150 tfm, HT: 16x150 tfm). Die Erdsonden können im Sommer mit überschüssiger Solarwärme regeneriert werden. Durch die Nutzung der passiven Kühlung werden die Sonden zusätzlich regeneriert. Die beiden Hochtemperaturspeicher sind seriell miteinander verbunden und versorgen auf einem Temperaturniveau von ca. 65°C die Produktion (Bestand, Trocknung von Betonteilen). Der Niedertemperaturpufferspeicher (2000 L) versorgt die Bauteilaktivierung (Beheizung von Büro und Halle). In den Sommermonaten wird der Niedertemperaturpufferspeicher als hydraulische Weiche für die Kühlung der Bauteilaktivierung genutzt.

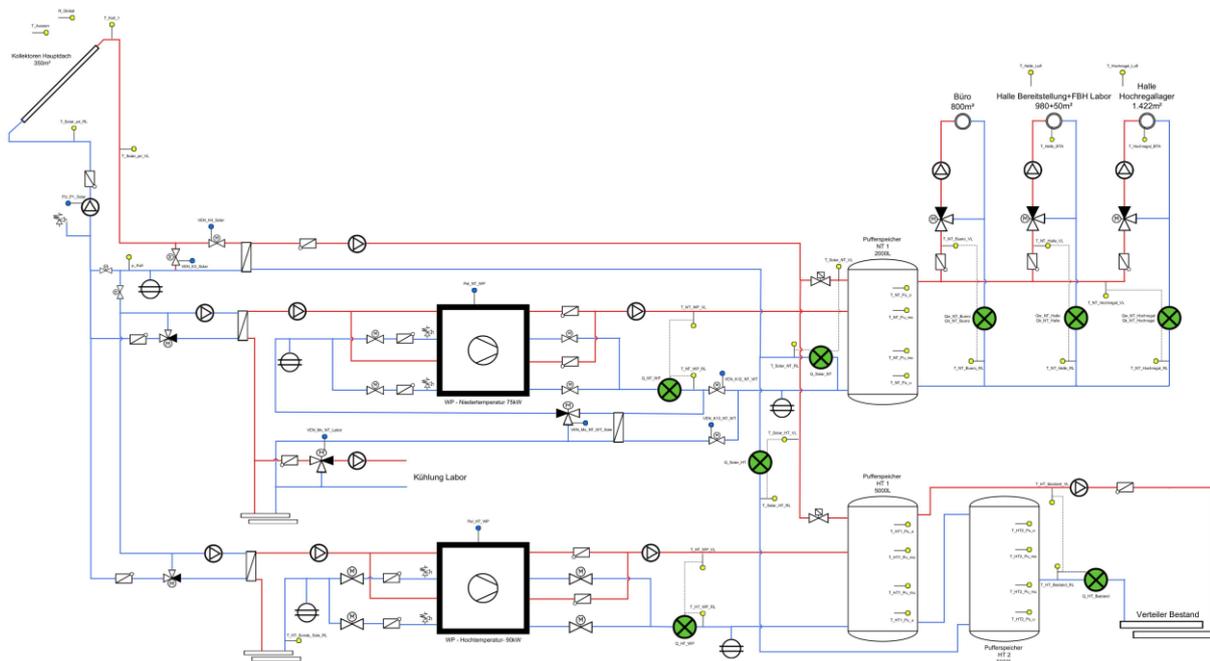


Abbildung 104: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „BG – Graspointner“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler)

5 Wärmemengenzähler, 3 Wärme/Kältezähler, 2 Stromzähler, 36 Temperatursensoren, 6 Ventilstellungen, 1 Drucksensor im solaren Primärkreis und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solar

Q_{global}	Globalstrahlungssensor
T_{koll}	Kollektortemperatur
p_{sol}	Anlagendruck Solar
$T_{\text{sol VL pri}}$	Vorlauftemperatur Solar primär
$T_{\text{sol RL pri}}$	Rücklauftemperatur Solar primär
$T_{\text{sol VL sek}}$	Vorlauftemperatur Solar sekundär
$T_{\text{sol RL sek}}$	Rücklauftemperatur Solar sekundär

$Q_{\text{Sol HT}}$	Wärmezähler Solar Hochtemperaturpuffer
$T_{\text{Sol HT VL}}$	Vorlauftemperatur Solar Hochtemperaturpuffer
$T_{\text{Sol HT RL}}$	Rücklauftemperatur Solar Hochtemperaturpuffer
$Q_{\text{Sol NT}}$	Wärmezähler Solar Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{Sol NT VL}}$	Vorlauftemperatur Solar Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{Sol NT RL}}$	Rücklauftemperatur Solar Niedertemperaturpuffer

Wärmepumpe

E_{WP}	Stromzähler Sole/Wasser-Wärmepumpe
$Q_{\text{WP HT}}$	Wärmezähler Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer
$T_{\text{WP HT VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer
$T_{\text{WP HT RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Hochtemperaturpuffer
$Q_{\text{WP NT}}$	Wärmezähler Wärmepumpe Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{WP NT VL}}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{WP NT RL}}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Niedertemperaturpuffer
$T_{\text{HT_Sonde_Sole RL}}$	Rücklauftemperatur Sole Hochtemperatur Wärmepumpe

Pufferspeicher HT

$T_{\text{P HT1 o}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 oben
$T_{\text{P HT1 mo}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 mitte oben
$T_{\text{P HT1 mu}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 mitte unten
$T_{\text{P HT1 u}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 1 unten
$T_{\text{P HT2 o}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 oben
$T_{\text{P HT2 mo}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 mitte oben
$T_{\text{P HT2 mu}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 mitte unten
$T_{\text{P HT2 u}}$	Puffertemperatur Hochtemperaturpuffer 2 unten
$Q_{\text{HT Bestand}}$	Wärmezähler Bestand
$T_{\text{HT Bestand VL}}$	Vorlauftemperatur Bestand
$T_{\text{HT Bestand RL}}$	Rücklauftemperatur Bestand

Pufferspeicher NT

$T_{\text{P NT o}}$	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer oben
$T_{\text{P NT mo}}$	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer mitte oben
$T_{\text{P NT mu}}$	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer mitte unten
$T_{\text{P NT u}}$	Puffertemperatur Niedertemperaturpuffer unten
$Q_{\text{NT Buero}}$	Wärme/Kältezähler Betonteilaktivierung Büro
$T_{\text{NT Buero VL}}$	Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung Büro
$T_{\text{NT Buero RL}}$	Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung Büro
$Q_{\text{NT Halle}}$	Wärme/Kältezähler Betonteilaktivierung Halle
$T_{\text{NT Halle VL}}$	Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung Halle
$T_{\text{NT Halle RL}}$	Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung Halle
$T_{\text{Halle BTA}}$	Temperatur Betonkern Halle
$T_{\text{Halle Luft}}$	Temperatur Raum Halle
$Q_{\text{NT Hochregal}}$	Wärme/Kältezähler Betonteilaktivierung Hochregal
$T_{\text{NT Hochregal VL}}$	Vorlauftemperatur Betonteilaktivierung Hochregal
$T_{\text{NT Hochregal RL}}$	Rücklauftemperatur Betonteilaktivierung Hochregal
$T_{\text{Hochregal BTA}}$	Temperatur Betonkern Hochregal

T_{Hochregal Luft}

Temperatur Raum Hochregal

Sonstiges

T_{Außen}

Außentemperatur

7.6.3 Energiebilanz

Abbildung 88 stellt die Input-Output-Bilanz des Projektes „BG Graspointner“ dar. Der Wärmeeintrag in die Pufferspeicher findet über die thermische Solaranlage (grau in Niedertemperaturpufferspeicher, gelb in Hochtemperaturpufferspeicher) und die Wärmepumpe (blau in Niedertemperaturpufferspeicher, rot in Hochtemperaturpufferspeicher) statt. Wärmeverbraucher sind die Raumheizung (violett – Bauteilaktivierung Büro, orange – Bauteilaktivierung Halle, hellrot – Bauteilaktivierung Hochregal) und die Hochtemperatur-Bestandsanlage (Produktion hellblau). Die freie Kühlung von Büro (violett straffiert) und Halle (orange straffiert) ist als negative Säulen dargestellt.

Die Bauteilaktivierung war von September 2022 bis April 2023 aktiv. Aufgrund eines Ausfalls der Solaranlage im September 2022 sowie März bis April 2023, war in diesen Monaten ausschließlich die Wärmepumpe für die Wärmebereitstellung zuständig.

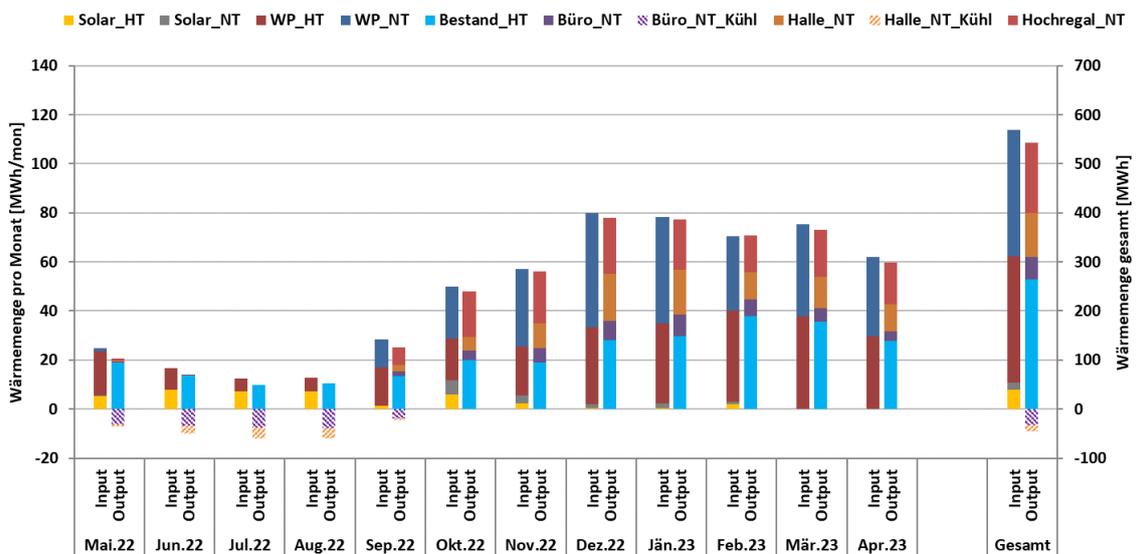


Abbildung 105: Wärmebilanz der Anlage „BG Graspointner“ (Mai 2022 bis April 2023)

7.6.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 89 bis Abbildung 91) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse als auch die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „BG Graspointner“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 479,7 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1040 kWh/m² erwartet. Der gemessene Solarertrag lag mit 169,2 kWh/(m²a) weit unter dem erwarteten Wert. Dies ist auf mehrere Gründe zurückzuführen. Wie schon erwähnt, fiel die Solaranlage in den Monaten September 2022 und März bis April 2023 aufgrund von Undichtheiten in der Anlage beinahe komplett aus. Des Weiteren wurde dem

Hochtemperaturpuffer gegenüber dem Niedertemperaturpuffer Priorität eingeräumt. Auch die geplante Regeneration des Erdspeichers konnte durch die Priorität des Hochtemperaturpuffers nicht durchgeführt werden. Zusätzlich lag der gemessene Verbrauch der Anlage im Monitoringzeitraum etwa 18% unter dem erwarteten Wert, was einen direkten Einfluss auf den gemessene Solarertrag hatte.

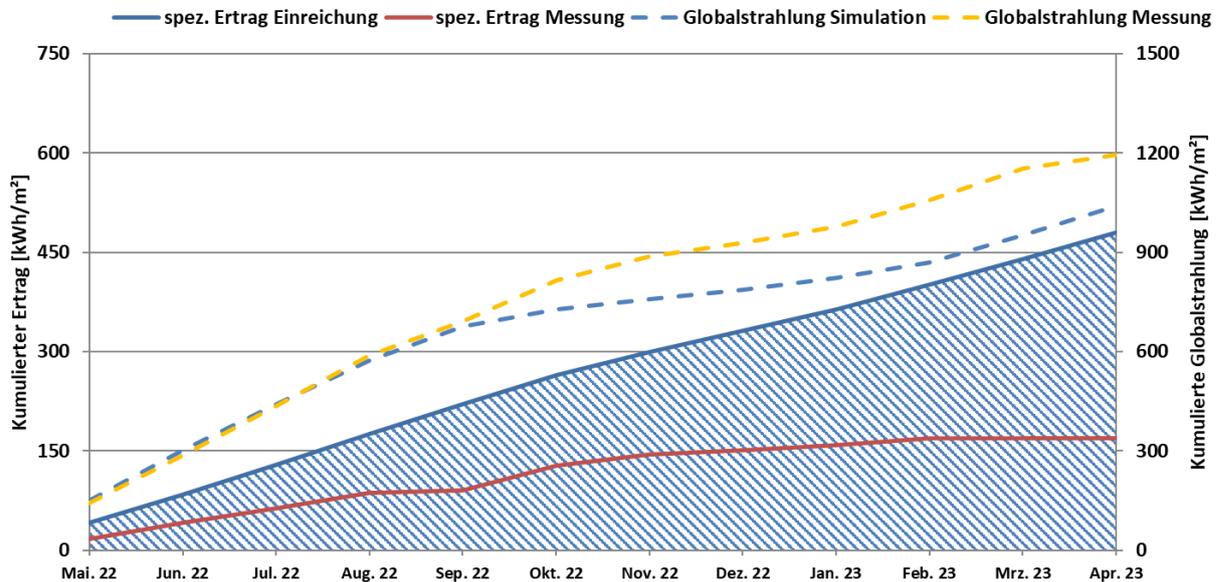


Abbildung 106: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „BG Graspointner“ (Mai 2022 bis April 2023)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 21,5 % angegeben (siehe Abbildung 90). Durch die bereits erwähnten Ausfälle der Solaranlage bzw. Änderung der Regelungsstrategie gegenüber der Planung, konnte im Monitoringjahr nur ein solarer Deckungsgrad von 9,7% erreicht werden.

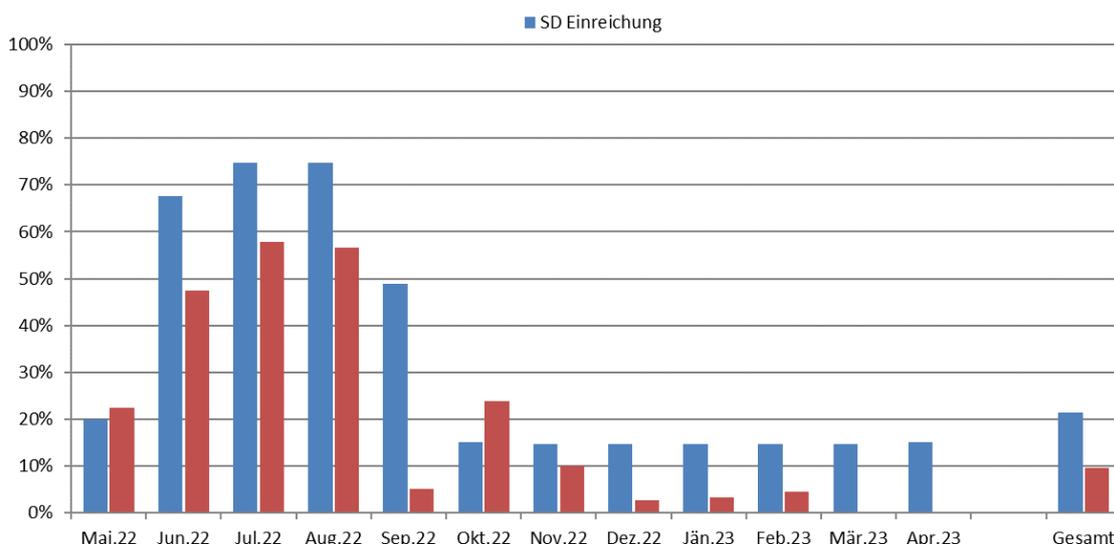


Abbildung 107: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „BG Graspointner“ (Mai 2022 bis April 2023)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 657,5 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und der gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 91 zu entnehmen. Der Verbrauch lag im Monitoringjahr mit 542,7 MWh etwa 18% unter dem simulierten Wert.

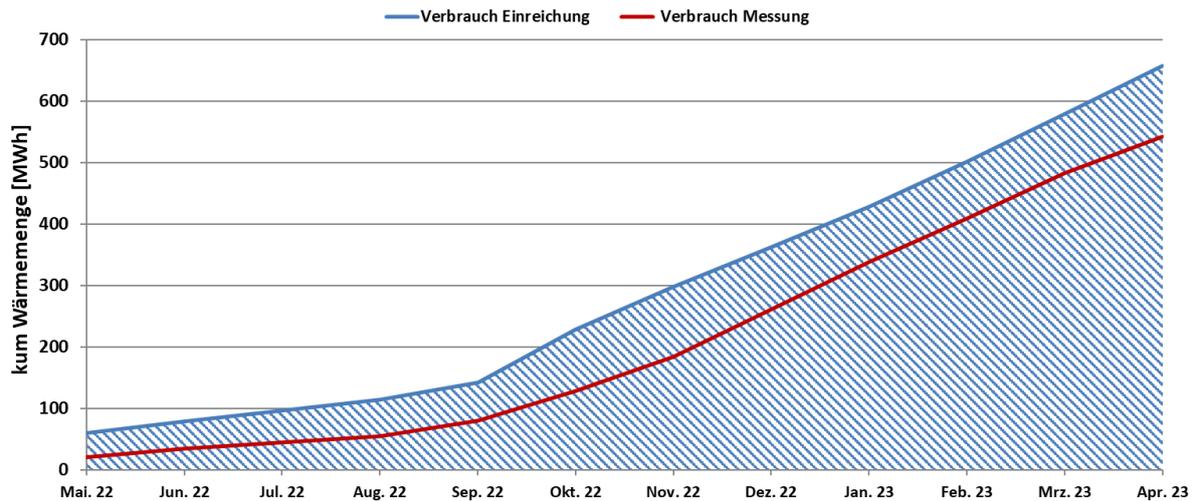


Abbildung 108: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „BG Graspöintner“ (Mai 2022 bis April 2023)

7.6.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

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

In Abbildung 92 ist der Betrieb um die HT-Pufferspeicher an zwei repräsentativen Tagen im Mai 2022 dargestellt. Am ersten Tag herrscht schlechte Einstrahlung. Die Solaranlage kann keine Wärme liefern. Auffallend ist jedoch, dass die solare Vorlauftemperatur im Sekundärkreis (rot) dauerhaft auf rund 55 °C steht, was der obersten Puffertemperatur von HT1 entspricht. Der Wärmezähler Solar_HT dürfte sich in unmittelbarer Umgebung des Pufferspeichers befinden und es könnte zusätzlich in-Rohr-Zirkulation aufgetreten sein. Der solare Rücklauf (blau) liegt relativ konstant bei 25 °C. An diesem Tag sorgt die Wärmepumpe für das regelmäßige Beladen von HT1 auf ca. 55 °C. Der Verbraucherkreis HT_Bestand läuft an diesem Tag auf minimalem Niveau bei ca. 200 Litern/Stunde. Der größte Verbraucher im HT-Kreis ist die Produktion. Da es sich um diesen Tag einen Sonntag handelt, gibt es kaum Abnahme. Interessant ist jedoch, dass die Vorlauftemperatur des Verbrauchers ca. 5 K über jener der Wärmepumpe im aktiven Zustand liegt. Die Starts der Wärmepumpe werden von der abfallenden untersten Puffertemperatur in HT1 getriggert, die oberen 3 Puffertemperaturen bleiben weitgehend konstant. Das Abfallen der untersten Speichertemperatur wiederum ist auf die Verschaltung der beiden Pufferspeicher HT1 und HT2 zurückzuführen. Da der Verbraucher zwar dem wärmeren Speicher HT1 entnimmt, aber der Rücklauf in den kühleren Speicher HT2 zurückgeht, wird von HT2 kühleres Medium in HT1 eingespeist und dadurch der Start der Wärmepumpe hervorgerufen. Die Messdaten suggerieren, dass der geringe Durchfluss von rund 200 Litern/Stunde im Verbraucherkreis nicht gewollt ist (im Betriebszustand liegt der Durchfluss bei rund 8.000 Litern/Stunde). Es sollten die Rückschlagklappen im Verbraucherkreis auf Dichtheit überprüft werden.

Der 30.5.2022 war ein Montag mit guter Einstrahlung. Der Verbraucherkreis ist voll in Betrieb und während der einstrahlungsarmen Tageszeiten stellt die Wärmepumpe die notwendige Energie zur Verfügung. Ab etwa 9:30 Uhr geht die Solaranlage in Betrieb und lädt die beiden Pufferspeicher HT1 und HT2 voll durch. Gleichzeitig kann sie auch den Bedarf des Verbraucherkreises decken. Es gibt nur einen zeitweisen Parallelbetrieb von Wärmepumpe und Solaranlage. Dieser Betrieb ist in Ordnung und muss nicht weiter optimiert werden.

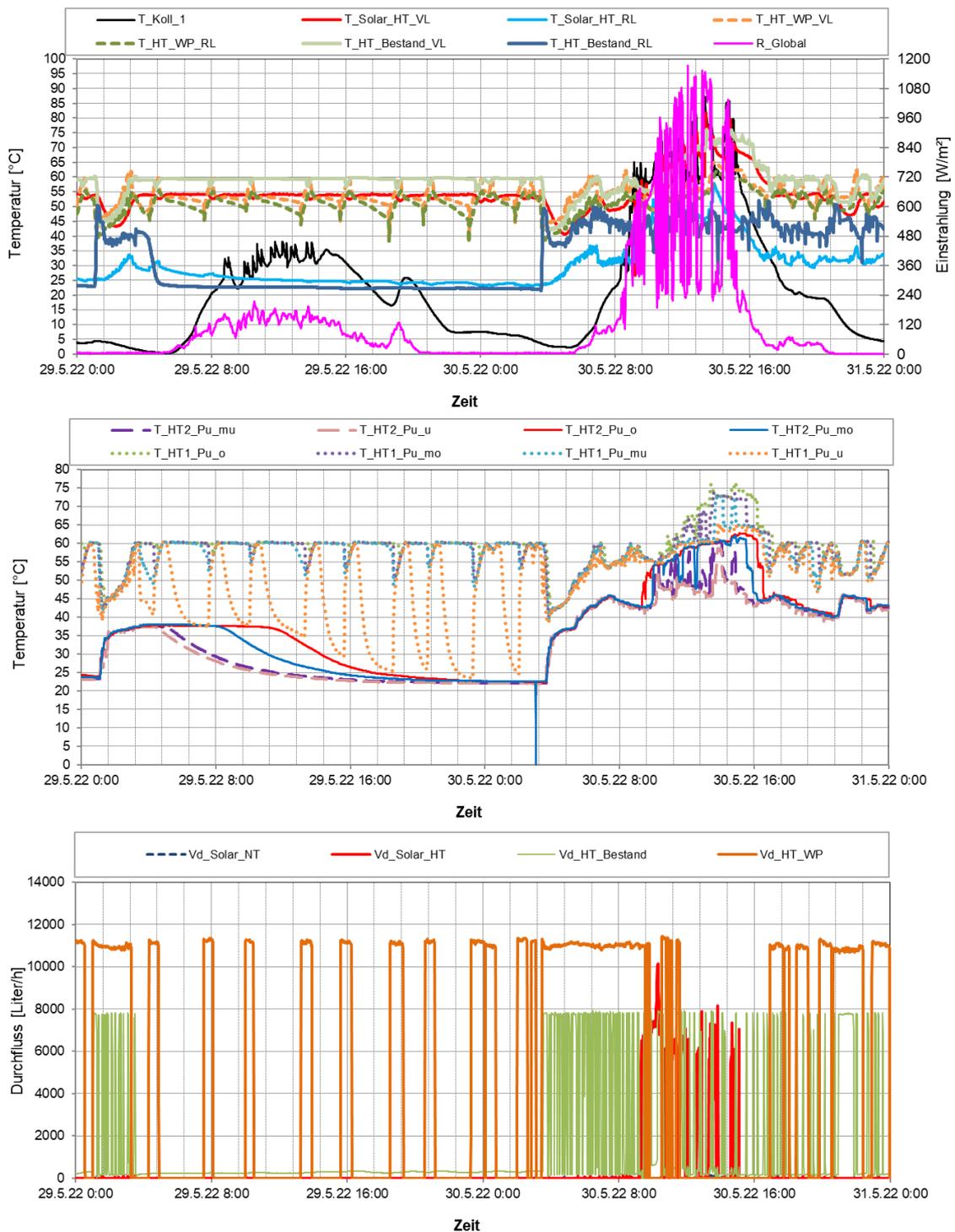


Abbildung 109: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und Solaranlage sowie der Globalstrahlung bei Beladung des HT-Pufferspeichers (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen (mitte) und die zugehörigen Volumenströme (unten) am 29. und 30.5.2022

In Abbildung 110 ist der Betrieb um die NT-Pufferspeicher an zwei repräsentativen Tagen im Jänner 2023 dargestellt. Am ersten Tag herrscht schlechte Einstrahlung. Die Solaranlage kann keine Wärme liefern. Der Wärmebedarf wird ausschließlich von der NT-Wärmepumpe gedeckt. Dies kann der untersten Grafik in Abbildung 110 entnommen werden: alle Leistungen der Verbraucher (Hochregal, Halle, Büro) sind als gestapelte Kurven auf der linken y-Achse dargestellt, die gelieferte Leistung der Wärmeerzeuger ist

gestapelt auf der rechten y-Achse aufgetragen. Anhand des Verlaufs der Puffertemperaturen und der gestapelten Leistungen ist erkennbar, dass der Pufferspeicher praktisch nur als hydraulische Weiche dient. Während die Solaranlage aktiv ist, ist die Leistung der Wärmepumpe massiv reduziert. Die minimale Leistung ist jedoch notwendig, um den Bedarf zu decken. Der Betrieb ist in Ordnung und muss nicht optimiert werden.

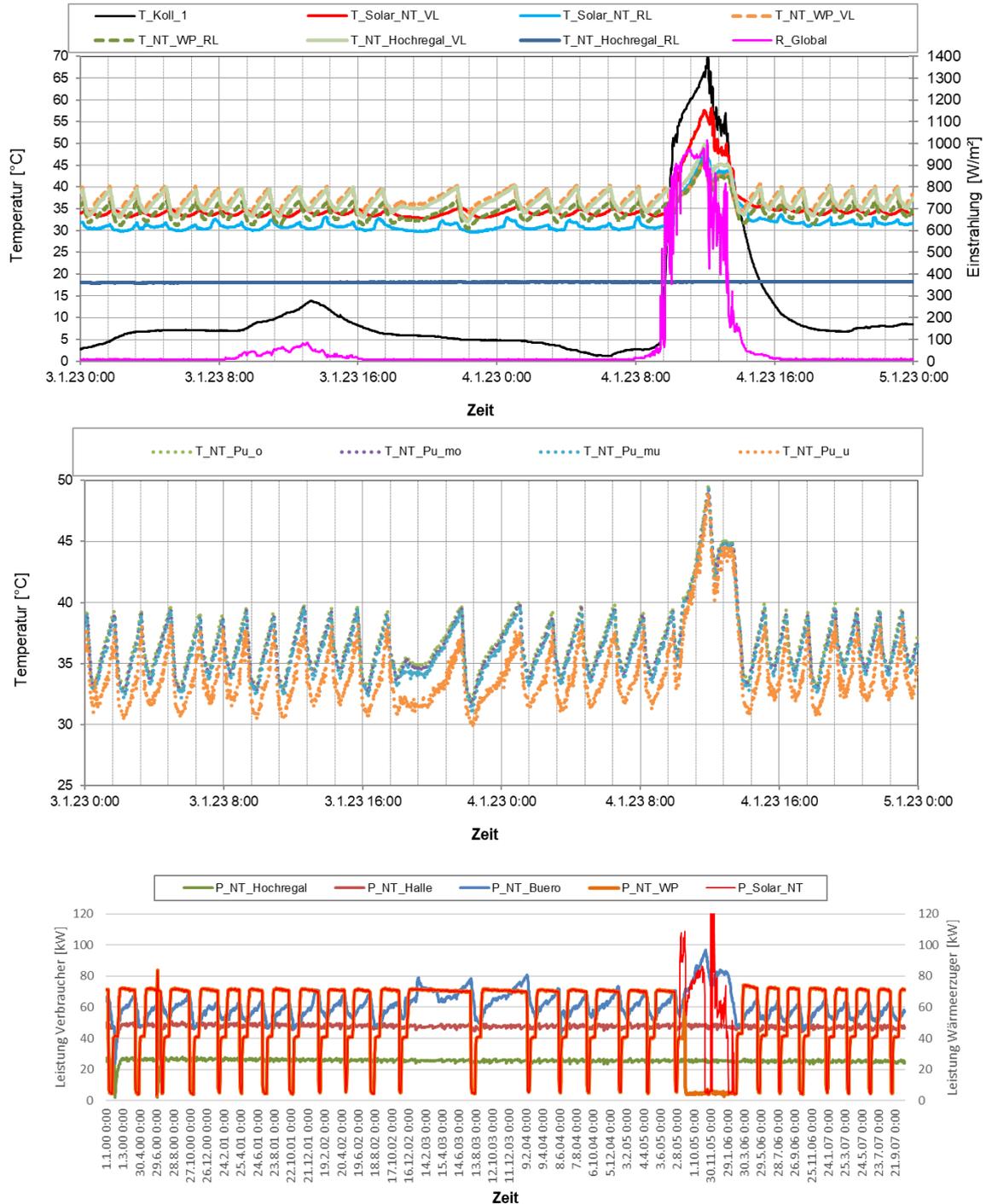


Abbildung 110: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und Solaranlage sowie der Globalstrahlung bei Beladung des NT-Pufferspeichers (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen (mitte) und die zugehörigen gestapelten Leistungen (unten) am 3. und 4.1.2023

Ergänzend zu obiger Darstellung sind in Abbildung 111 die Durchflüsse rund um Pufferspeicher NT dargestellt. Hier ist feststellbar, dass der hydraulische Kreis der NT-

Wärmepumpe (senkenseitig der Wärmepumpe) ein durchgehender, hoher Volumenstrom herrscht. Dieser ist das ganze Jahr über festzustellen. Hinsichtlich Stromverbrauchs und Schonung der Komponenten wäre es wichtig, die Laufzeit dieser Umwälzpumpe auf den aktiven Betrieb der NT-Wärmepumpe zu beschränken.

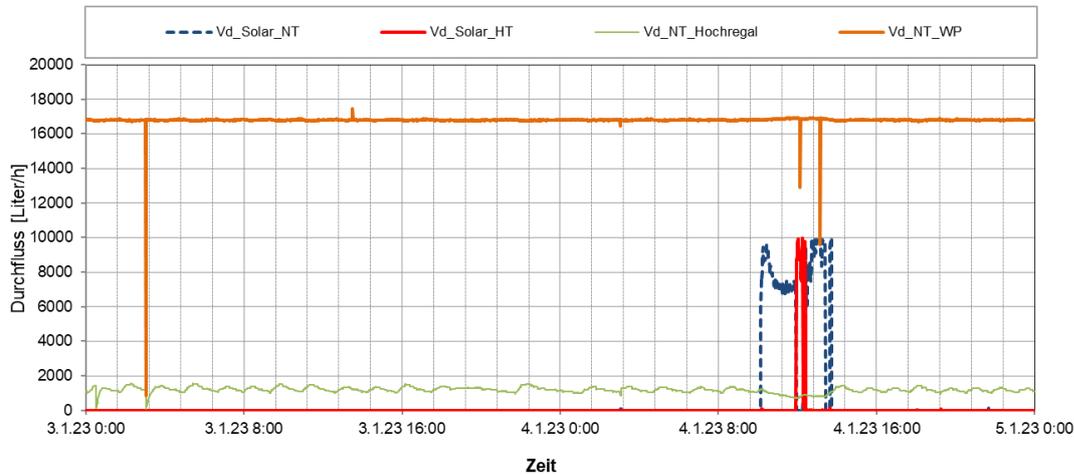


Abbildung 111: Beispielhafter Verlauf der Durchflüsse rund um den Pufferspeicher NT am 3. und 4.1.2023

In Abbildung 112 ist der Kühlbetrieb an zwei repräsentativen Tagen im Sommer 2022 dargestellt. Es handelt sich um zwei schöne Tage mit Außentemperaturen von bis zu 29 °C. Durch die passive Kühlung kann die Raumtemperatur in der Halle auf sehr konstantem Niveau gehalten werden. Vor- und Rücklauftemperatur im Versorgungskreis des Bürogebäudes sind ebenso sehr stabil. Daher liegt der Schluss nahe, dass auch dort angenehme Raumtemperaturen herrschen. Leider stand der Begleitforschung dort kein Sensor zur Verfügung. Wie bereits im Hydraulikkonzept beschrieben, wird der NT-Pufferspeicher im Kühlmodus als hydraulische Weiche genutzt. Der Temperaturverlauf im Pufferspeicher bestätigt dies. Anhand des Verlaufs der Durchflüsse lässt sich feststellen, dass die Solaranlage – wie geplant – den NT-Pufferspeicher im Kühlmodus *nicht* bedient. Spannend ist jedoch, dass die Summe der Durchflüsse der Verbraucher (Halle ~ 2.000 Liter/Stunde; Büro ~ 4.000 Liter/Stunde) deutlich geringer ist als der Durchfluss auf der Senkenseite der Wärmepumpe (rund 10.000 Liter/Stunde). Eine Reduktion dieses Durchflusses könnte einerseits eine Einsparung von Strom und andererseits eine höhere Temperaturdifferenz am Wärmetauscher zu den Tiefensonden und damit eine bessere Kühlleistung bringen.

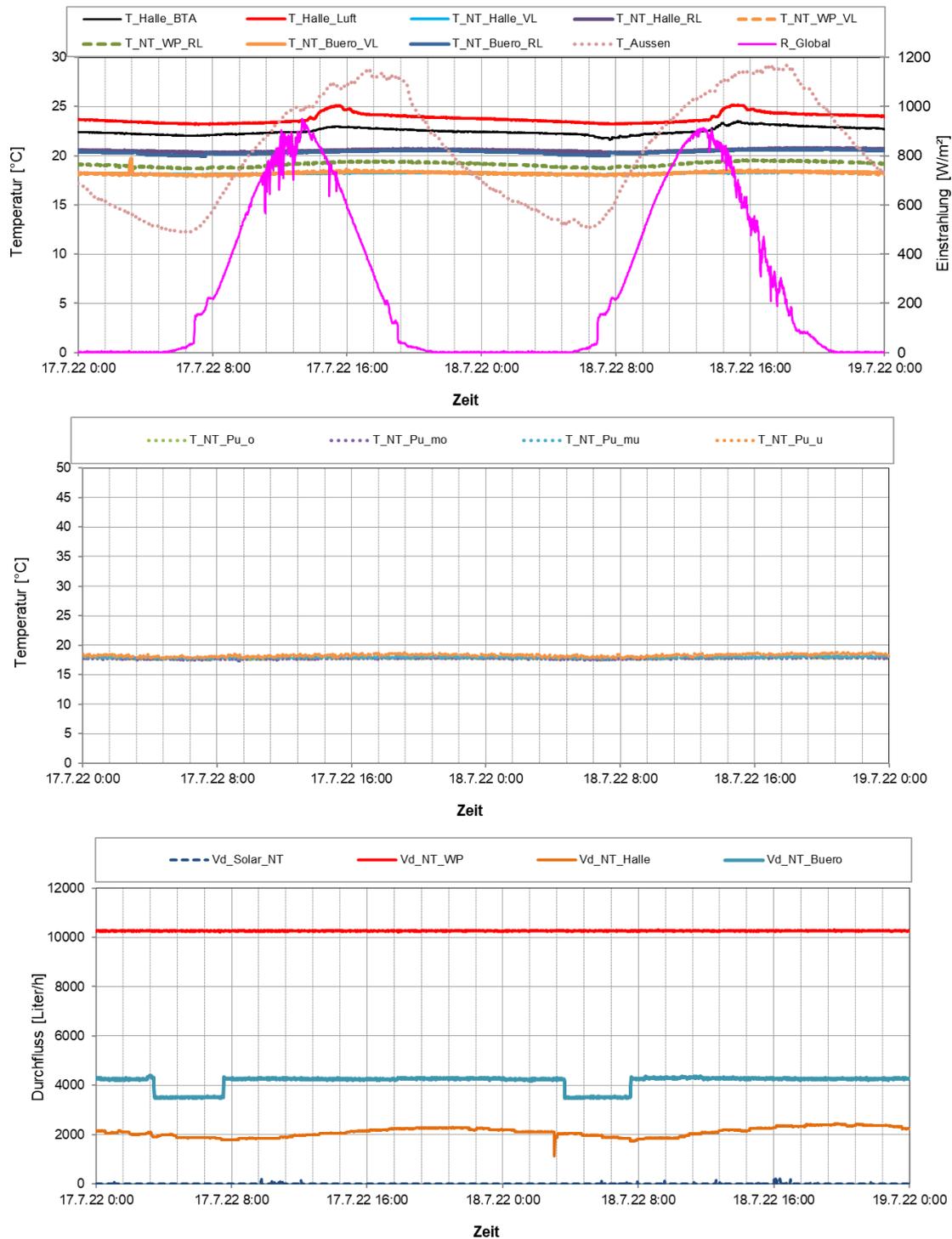


Abbildung 112: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe, Büro und Halle sowie der Globalstrahlung bei Kühlbetrieb (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speichertemperaturen (mitte) und der zugehörigen Volumenströme (unten) am 17. und 18.7.2022

Die Jahresarbeitszahl (seasonal performance factor, SPF) der Niedertemperatur-Wärmepumpe, die Wärmemengen (Q_{th}^*), der Stromverbrauch (Q_{el}^*) und die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen sind in Abbildung 98 dargestellt. Außerdem sind in den Sommermonaten die durchschnittlichen Betriebstemperaturen der freien Kühlung strichliert dargestellt. Im Betrachtungszeitraum war die Niedertemperatur-Wärmepumpe von September 2022 bis April 2023 (kurze Laufzeit auch im Mai 2022) in Betrieb und erreichte eine Arbeitszahl von 4,46. In den Monaten Mai, September und Oktober 2022 lag

der SPF sogar bei knapp 5 sowie darüber. Die Wärmepumpe produzierte Wärme konsequent auf Niedertemperaturniveau bis ca. 37 °C (gemittelt).

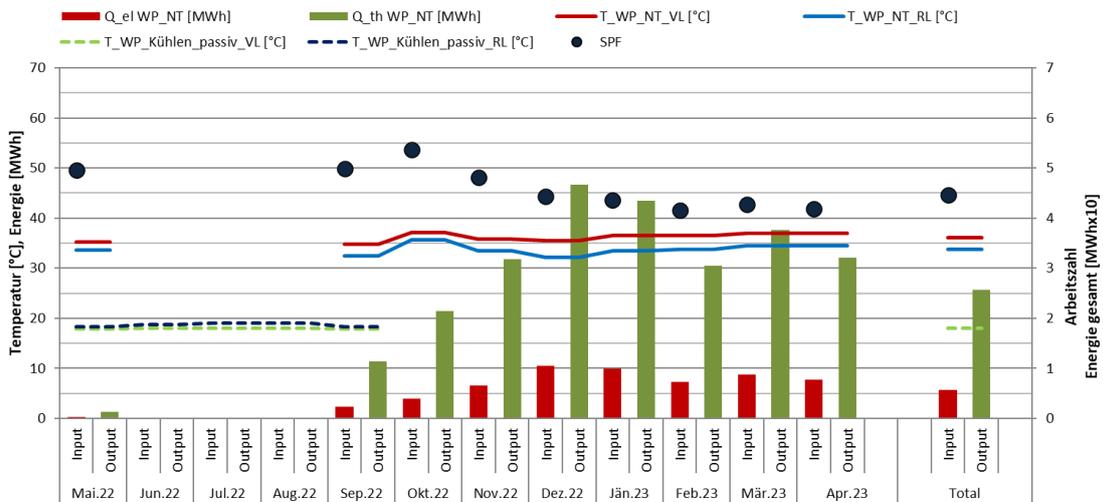


Abbildung 113: Detailanalyse der Niedertemperatur-Wärmepumpe und Berechnung der Arbeitszahl

Die Jahresarbeitszahl (seasonal performance factor, SPF) der Niedertemperatur-Wärmepumpe, die Wärmemengen (Q_{th}^*), der Stromverbrauch (Q_{el}^*) und die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen sind in Abbildung 114 dargestellt. Diese Wärmepumpe war ganzjährig auf dem weitgehend konstanten (mittleren) Temperaturniveau von 56 °C in Betrieb. Sie erreichte eine Jahresarbeitszahl von 2,79. Dieser Wert ist für eine Sole-Wasser-Wärmepumpe als unterer Durchschnitt anzusehen.

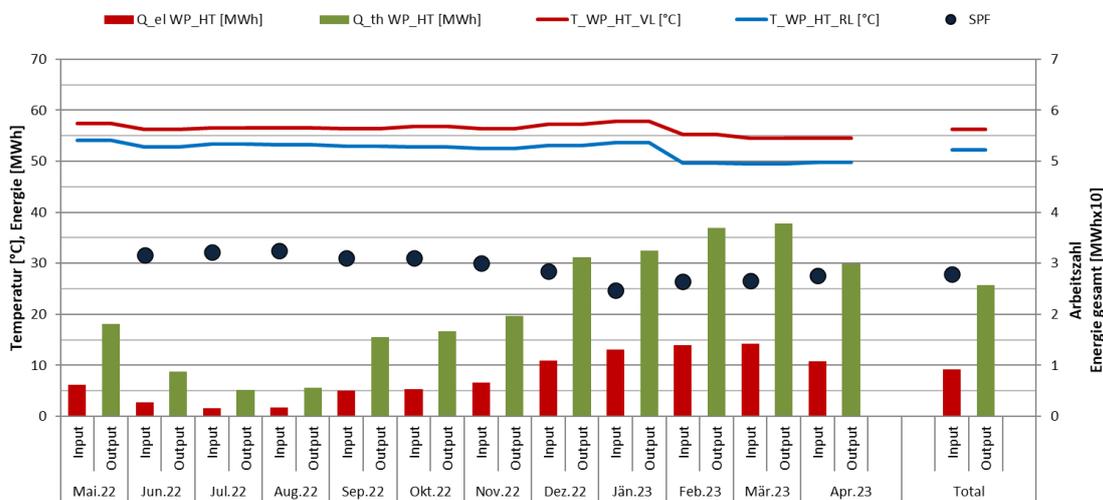


Abbildung 114: Detailanalyse der Hochtemperatur-Wärmepumpe und Berechnung der Arbeitszahl

Als weiterführende Analyse sind in Abbildung 115 bis Abbildung 117 Darstellungen der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Abbildung 115 zeigt die deutliche Unterscheidung der beiden Solarthermiekreise: der Hochtemperaturkreis liefert im gewichteten Mittel rund 72 °C, der Niedertemperaturkreis im gewichteten Mittel rund 55 °C. In beiden Fällen ist das in guter Übereinstimmung mit dem Nutztemperaturniveau. Abbildung 116 zeigt die Erzeuger und Verbraucher rund um den Niedertemperatur-Pufferspeicher, Abbildung 117 zeigt Erzeuger und Verbraucher rund

um den Hochtemperatur-Pufferspeicher. In beiden Fällen passen alle gut zusammen, wobei der geringe Anteil der Solarenergie an der Wärmebereitstellung auch hier offenbar wird.

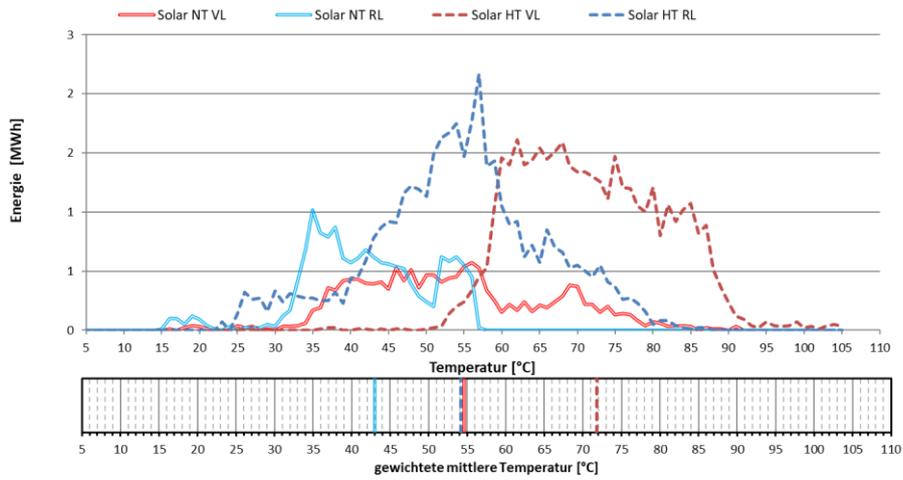


Abbildung 115: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau der Solaranlage

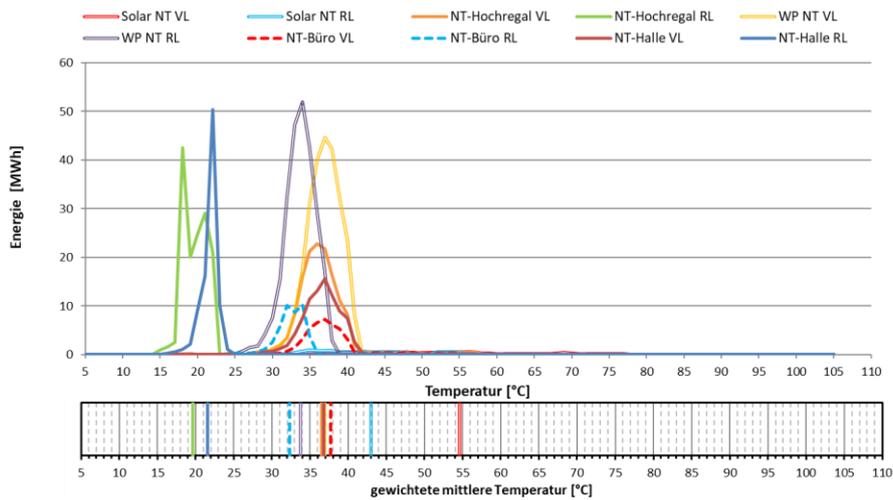


Abbildung 116: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau des Niedertemperaturkreislaufs

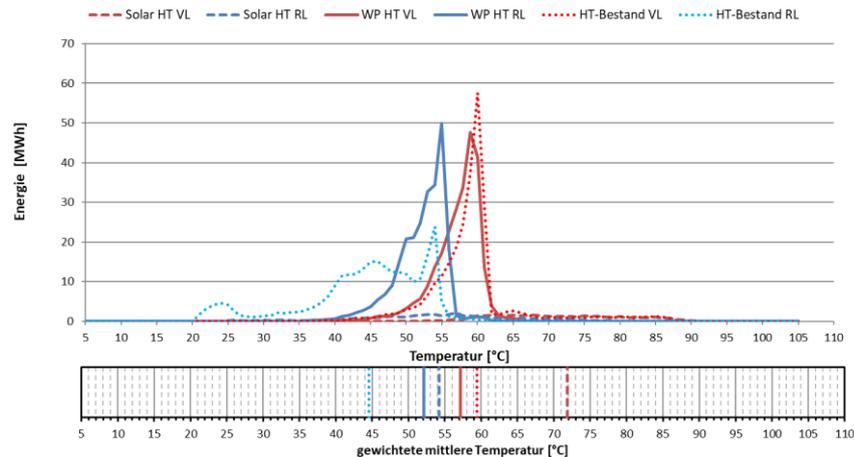


Abbildung 117: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau des Hochtemperaturkreislaufs

7.6.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „BG Graspointner“ kann als weitgehend in Ordnung beschrieben werden. Der tatsächliche Verbrauch rund 17 % unter den Prognosewerten, der solare Ertrag liegt sogar rund 65 % unter der Prognose. Die Globalstrahlung lag in den ersten 5 Monaten im Bereich der Simulation, danach jedoch etwas über der Prognose. Über die gesamte Monitoringperiode betrachtet, lag die Globalstrahlung knapp 15 % über der Prognose. Die Gründe für den geringeren solaren Ertrag sind der etwas geringere Verbrauch, aber viel schwerwiegender waren die Ausfallszeiten der Solaranlage. Aufgrund von Undichtigkeiten im Solarkreis und deren Verzug bei der Reparatur war die Solaranlage über weite Bereiche im September 2022 sowie in den Monaten März und April 2023 außer Betrieb. Ein weiterer Grund ist die priorisierte Beladung des Hochtemperaturspeichers, während in der Simulation von einer primären solaren Beschickung der Niedertemperaturschiene ausgegangen wurde. Dementsprechend blieb auch der solare Deckungsgrad hinter den Erwartungen zurück.

Es wurden folgende Optimierungspotentiale identifiziert:

- Die Umwälzpumpe auf der Senkenseite der Niedertemperatur-Wärmepumpe läuft ganzjährig durch. Dies führt zu unnötiger Durchmischung des Niedertemperatur-Pufferspeichers sowie erhöhtem Strombedarf und Abnutzung der Pumpe.
- Des Weiteren wird im Kühlbetrieb (Freecooling) durch den zu hohen Durchfluss derselben Pumpe eine geringere Temperaturdifferenz am Wärmetauscher zu den Erdsonden erreicht. Dies führt zusätzlich zu einer schlechteren Kühlleistung.
- Im Wärmeverteilkreis des Bestands (angeschlossen am Hochtemperatur-Pufferspeicher) ist immer wieder ein niedriger Durchfluss von rund 200 Litern/Stunde bei verschwindend kleiner Leistung feststellbar. Hier steht zu vermuten, dass eine thermisch getriebene Zirkulationsströmung auftritt, welche ungewollt den Pufferspeicher entleert. In diesem hydraulischen Kreis sollte die Dichtheit der Rückschlagklappen geprüft werden.

Die Sole-Wasser-Wärmepumpen (Quelle: je ein Tiefensondenfeld) erreichten Jahresarbeitszahlen von 2,79 für die Hochtemperatur-Wärmepumpe und 4,46 für Niedertemperatur-Wärmepumpe.

7.7 Helios II, Stmk.

7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Energie Graz - Helios II/Helios III
<u>Adresse:</u>	Neufeldweg, 8041 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Fernwärmenetz Graz
<u>Kollektor:</u>	142 x ENSOL DIS 150 (Helios II) 142 x ENSOL DIS 150 (Helios III)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	6.560 m ² (2.158 m ² Bestand + 2.201 m ² + 2.201 m ²)
<u>Aperturfläche:</u>	6.022 m ² (1.994 m ² Bestand + 2.014 m ² + 2.014 m ²)
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	0° (S)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2.500 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Deponiegas-BHKW (170 kW _{th} , 120 kW _{el}) Power2Heat (90 kW _{el/th})
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	0,26% durch Helios I/II/III gelieferte Solarwärme im Betrachtungszeitraum (2.878 MWh), bezogen auf Gesamtbedarf der FW-Graz 2023 (1.120 GWh)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u> (Messung, bezogen auf Aperturfläche)	Helios II: 487,2 kWh/m ² Helios III: 462,8 kWh/m ²
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode Helios II beendet mit April 2023 Monitoringperiode Helios III beendet mit Juli 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Allgemeine Bemerkung

Das Kollektorfeld des zweiten Bauabschnitts durch das Projekt Helios II wurde im August 2021 in Betrieb genommen und durch die Energie Graz im Dezember 2021 übernommen. Die Monitoringperiode startete mit Mai 2022. Im selben Monat wurde bereits das Kollektorfeld des dritten Bauabschnitts über das Projekt Helios III in Betrieb genommen. Im Juli 2022 erfolgte die Übergabe an die Graz Energie und die Monitoringperiode wurde mit August 2022 begonnen. Da es sich um denselben Anlagenverbund handelt, werden beiden Anlagenteile in diesem Bericht gemeinsam betrachtet. Dabei werden die Solarerträge und Leistungsparameter für die einzelnen Kollektorfelder dezidiert ausgegeben.

Obwohl die Monitoringperiode von Helios II bereits im Mai 2022 startete, wird, um eine konsistente Datenlage zu schaffen, in diesem Bericht ein gemeinsamer Zeitraum von August 2022 bis Juli 2023 betrachtet.

a

Das Fernwärmenetz der Stadt Graz wird bereits durch eine solarthermische Großanlage (Helios I – 2.158 m² Kollektorfläche) mitversorgt. Diese Anlage hat im Zuge der Ausbauprojekte Helios II und Helios III eine Erweiterung um jeweils zusätzliche 2.201 m² (2.014 m² Aperturfläche) erfahren. Die, durch das nun insgesamt 6.560 m² große Kollektorfeld, erzeugte solare Wärme kann entweder direkt in das Fernwärmenetz Graz einspeist, oder in einem 2.500 m³ großen Puffertank zwischengespeichert werden. Die neuen Kollektorfelder werden einfach und effektiv in das bestehende System eingebunden.



Abbildung 118: Bestehendes Kollektorfeld aus BA1 sowie das Kollektorfeld aus BA2 (gelb markiert), am linken Bildrand ist der 2500 m³ große Pufferspeicher abgebildet. (Quelle: maps.google.at)



Abbildung 119: Luftaufnahme der Kollektorfelder BA1 (Vordergrund, rechts), BA2 (Mitte, gelb markiert) und BA3 (Hintergrund, links, rot markiert). (Quelle: Energie Graz GmbH & Co KG)



Abbildung 120: Erweiterung der Anlagentechnik, Einbindung Solarenergie. (Quelle: Energie Graz GmbH & Co KG)

7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Hydraulik- und Messstellenschema der gesamten Helios-Anlage ist als Blockschaltbild in Abbildung 19 dargestellt. Die 2.157 m² große Solarthermieanlage aus Bauabschnitt 1 wurde um zwei weitere jeweils 2.201 m² große Kollektorfelder erweitert (Bruttokollektorflächen). Die drei Kollektorfelder sind in Parallelschaltung miteinander verbunden. Die einzelnen Kollektoren werden in Reihe verschaltet. Sammelleitungen fassen die einzelnen Stränge zusammen und führen das Wärmeträgermedium zum Wärmetauscher, welcher zur hydraulischen Trennung von Kollektorkreis und Ladekreis des Speichers dient. Die Kollektorfelder sind je Reihe hydraulisch einreguliert.

Die Solaranlage kann entsprechend dem verfügbaren Temperaturniveau entweder direkt in des Fernwärmenetz Graz einspeisen oder Wärme in den 2.500 m³ großen Puffer zwischenspeichern. Der Speichertank verfügt über zwei Beladestutzen und kann je nach Temperaturniveau eine Beladung in den oberen oder mittleren Teil des Tanks fahren. Zur Redundanz sind zwei weitere Energieerzeugungsanlagen in das System integriert. Dies ist zum einen ein Blockheizkraftwerk, welches mit einer thermischen Leistung von 170 kW Deponiegas verfeuert, sowie eine Power2Heat-Anlage mit einer thermischen Leistung von 90 kW.

Das Monitoringkonzept für die Anlage Helios II (BA2) baut auf dem Messkonzept von Helios I (BA1) auf und umfasst zusätzlich:

- 1 Wärmemengenzähler Solarkreis BA2 (beinhaltet Leistungs-, Durchfluss- und Volumenmesser)
- 19 Temperatursensoren BA2

Das Monitoringkonzept für die Anlage Helios III (BA3) umfasst zusätzlich:

- 1 Wärmemengenzähler Solarkreis BA3 (beinhaltet Leistungs-, Durchfluss- und Volumemesser)
- 21 Temperatursensoren BA3

Somit sind im gesamten System 61 Temperaturfühler, 9 Durchflussmesser, Leistungsmesser, Wärmemengenzähler und Volumenzähler, 3 Strahlungsmesser, ein Druckmesser sowie ein Ventilstellungsgeber verbaut.

Im Folgenden findet sich eine Auflistung aller im System verbauten Sensoren:

Sensorik für BA2

T_BA2_Feld1_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 1)
T_BA2_Feld2_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 2)
T_BA2_Feld3_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 3)
T_BA2_Feld4_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 4)
T_BA2_Feld5_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 5)
T_BA2_Feld6_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 6)
T_BA2_Feld7_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 7)
T_BA2_Feld8_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 8)
T_BA2_Feld9_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 9)
T_BA2_Feld10_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 10)
T_BA2_Feld11_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 11)
T_BA2_Feld12_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 12)
T_BA2_Feld13_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 13)
T_BA2_Feld14_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 14)
T_BA2_Feld4_RL	RL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 4)
T_BA2_Feld7_RL	RL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 7)
T_BA2_Feld13_RL	RL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA2 (Feld 13)
T_BA2_Solar_prim_RL	RL-Temperaturfühler vom Kollektorfeld BA2
T_BA2_Solar_prim_VL	VL-Temperaturfühler vom Kollektorfeld BA2
P_BA2_Solar	Leistung Kollektorfeld BA2
Q_BA2_Solar	Wärmezähler Kollektorfeld BA2
VD_BA2_Solar	Durchfluss Kollektorfeld BA2
V_BA2_Solar	Volumen Kollektorfeld BA2

Sensorik für BA3

T_BA3_Solar_prim_VL	VL-Temperaturfühler vom Kollektorfeld BA3
T_BA3_Solar_prim_RL	RL-Temperaturfühler vom Kollektorfeld BA3
T_BA3_Feld1_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 1)
T_BA3_Feld2_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 2)
T_BA3_Feld3_RL	RL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 3)
T_BA3_Feld3_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 3)
T_BA3_Feld4_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 4)
T_BA3_Feld5_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 5)
T_BA3_Feld6_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 6)
T_BA3_Feld7_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 7)
T_BA3_Feld8_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 8)
T_BA3_Feld9_RL	RL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 9)
T_BA3_Feld9_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 9)
T_BA3_Feld10_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 10)
T_BA3_Feld11_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 11)
T_BA3_Feld12_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 12)

T_BA3_Feld13_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 13)
T_BA3_Feld14_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 14)
T_BA3_Feld15_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 15)
T_BA3_Feld16_RL	RL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 16)
T_BA3_Feld16_VL	VL-Temperaturfühler im Kollektorfeld BA3 (Feld 16)
P_BA3_Solar	Leistung Kollektorfeld BA3
Q_BA3_Solar	Wärmezähler Kollektorfeld BA3
Vd_BA3_Solar	Durchfluss Kollektorfeld BA3
V_BA3_Solar	Volumen Kollektorfeld BA3

Bestehende Sensorik aus BA1

Solar

T_Koll_1	Temperaturfühler Kollektorteilfeld BA1_1
T_Koll_2	Temperaturfühler Kollektorteilfeld BA1_2
T_Koll_3	Temperaturfühler Kollektorteilfeld BA1_3
R_Global_1	Globalstrahlungssensor Kollektorteilfeld BA1_1
R_Global_2	Globalstrahlungssensor Kollektorteilfeld BA1_2
R_Global_3	Globalstrahlungssensor Kollektorteilfeld BA1_3
<i>R_Global_calc</i>	<i>Berechnet aus R_Global_1-3</i>
p_Solar	Anlagendruck Solar
T_Solar_prim_RL	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
T_Solar_prim_VL	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
Q_Solar	Wärmezähler Solarkreis
V_Solar	Volumen Solarkreis
VD_Solar	Durchfluss Solarkreis
P_Solar	Leistung Solarkreis
T_Solar_sek_VL	Vorlauftemperatur Solarkreis
T_Solar_sek_RL	Rücklauftemperatur Solarkreis
VEN_Solar_prim	Ventilstellung Anfahren im Primärkreis

Pufferspeicher

T_P_1	Temperaturfühler Puffer
T_P_16	Temperaturfühler Puffer

Wärmeerzeuger

Q_BHKW	Wärmezähler BHKW
V_Solar	Volumen BHKW
VD_Solar	Durchfluss BHKW
P_Solar	Leistung BHKW
T_BHKW_VL	Vorlauftemperatur BHKW
T_BHKW_RL	Rücklauftemperatur BHKW
Q_P2H	Wärmezähler P2H
V_P2H	Volumen P2H
VD_P2H	Durchfluss P2H
P_P2H	Leistung P2H
T_P2H_VL	Vorlauftemperatur P2H
T_P2H_RL	Rücklauftemperatur P2H

Verbraucher

Q_Heizung	Wärmezähler Heizung
V_Heizung	Volumen Heizung
VD_Heizung	Durchfluss Heizung

P_Heizung Leistung Heizung
 T_Heizung_VL Vorlauftemperatur Heizung
 T_Heizung_RL Rücklauftemperatur Heizung

Fernwärme Übergabestation

Q_FW_Einspeisung Wärmehähler FW-Einspeisung
 V_FW_Einspeisung Volumen FW-Einspeisung
 VD_FW_Einspeisung Durchfluss FW-Einspeisung
 P_FW_Einspeisung Leistung FW-Einspeisung
 T_FW_Einspeisung_VL Vorlauftemperatur FW-Einspeisung
 T_FW_Einspeisung_RL Rücklauftemperatur FW-Einspeisung
 Q_FW_Nachheizung Wärmehähler FW-Nachheizung
 V_FW_Nachheizung Volumen FW-Nachheizung
 VD_FW_Nachheizung Durchfluss FW-Nachheizung
 P_FW_Nachheizung Leistung FW-Nachheizung
 T_FW_Nachheizung_VL Vorlauftemperatur FW-Nachheizung
 T_FW_Nachheizung_RL Rücklauftemperatur FW-Nachheizung

Weitere

T_Außen Temperaturfühler Außen

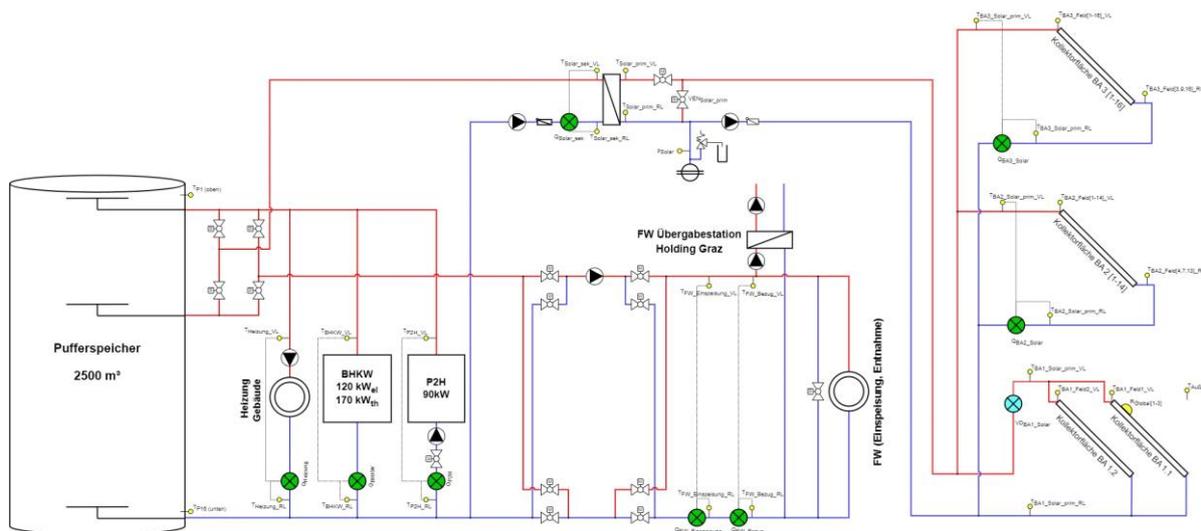


Abbildung 121: Hydraulik- und Messkonzept zum Gesamtprojekt „Energie Graz, Helios I/II/III“ (grün: Wärmemengenzähler; blau: Volumenströmzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren).

7.7.3 Energiebilanz

In Abbildung 122 ist die Energiebilanz der solaren Fernwärmeeinspeisung im Projekt Helios dargestellt. Es handelt sich dabei um eine Gesamtenergiebilanz, welche die Erträge der Kollektorfelder Helios I, II und III beinhaltet. In der Energiebilanz wurde die Be- und Entladung des Pufferspeichers in der monatlichen Aufstellung mitberücksichtigt. Wie zu erwarten, sind die Solarerträge in den Wintermonaten deutlich niedriger als im Sommer. In den strahlungsreichen Monaten sind die Solarerträge bedeutend höher. Insgesamt werden durch die Kollektorfelder 2.878 MWh Wärme erzeugt. Hierbei teilen sich die Erträge gleichmäßig auf die, auch annähernd gleichgroßen, Kollektorfelder 1-3 auf (BA1: 965 MWh, BA2: 981 MWh, BA3: 932 MWh). Die Wärmebereitstellung durch das BHKW ist monatlich annähernd gleichbleibend konstant mit ca. 50 MWh. Das BHKW liefert im

Betrachtungszeitraum eine Wärmemenge von insgesamt 572 MWh. Ähnlich konstant liefert die P2H Anlage einen monatlichen Beitrag von ca. 12-15 MWh Wärme. Dies summiert sich im Betrachtungszeitraum auf 134 MWh. Das Gesamtsystem Helios speist in dieser Zeit 3.482 MWh in das Grazer FW-Netz ein.

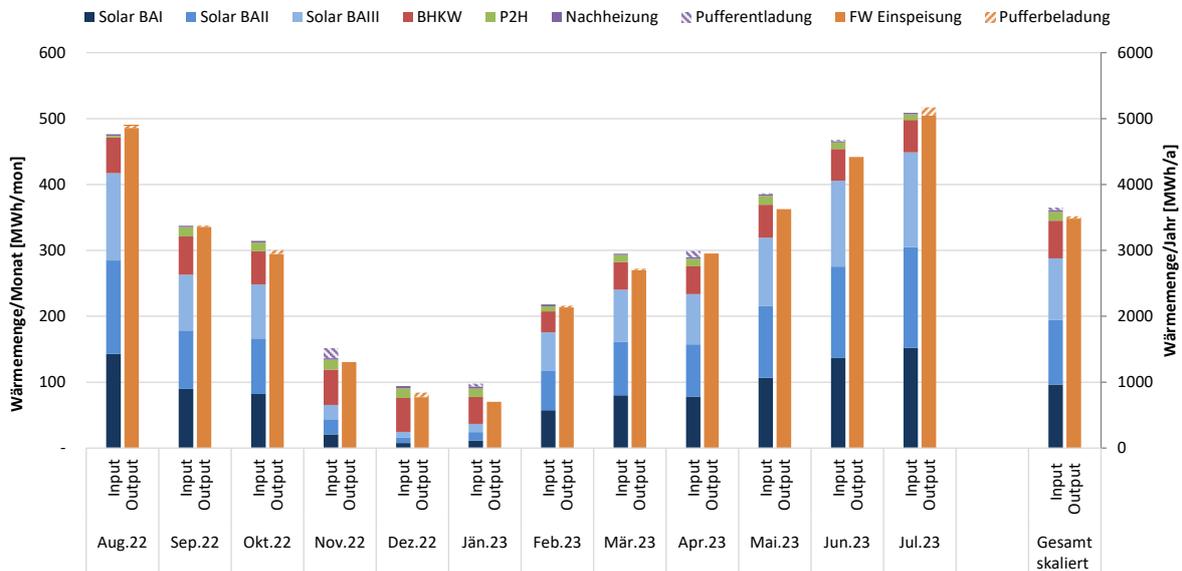


Abbildung 122: Energiebilanz der solaren Wärmeerzeugung/-einspeisung.

7.7.4 Vergleich Simulation – Messwerte

In Abbildung 123 sind die Verläufe der prognostizierten und gemessenen Solarerträge der Bauabschnitte 2 und 3 des Helios Projektes sowie die Globalstrahlung dargestellt. Die Anlagensimulationen der beiden Bauabschnitte sind annähernd ident. Laut der Anlagensimulation des Betreibers wird für Bauabschnitt 2 ein Jahressolarertrag von 863,1 MWh (429,5 kWh/m²a) und für Bauabschnitt 3 ein Jahressolarertrag von 833,6 MWh (416,6 kWh/m²a) bei einer Globalstrahlung von jeweils 1.126 kWh/m²a prognostiziert. Im Betrachtungszeitraum August 2022 bis Juli 2023 wurde durch das Kollektorfeld BA2 eine Wärmemenge von 981 MWh erzeugt. Der spezifische jährliche Ertrag beträgt somit bei einer 2.013,6m² großen Aperturfläche 487,2 kWh/m²a (+13,4% im Vergleich zur Prognose). Das Kollektorfeld BA3 produziert in diesem Zeitraum eine Wärmemenge von 931,9 MWh. Dies entspricht bei einer gleich großen Aperturfläche einem spezifischen Ertrag von 462,8 kWh/m²a (+11,1% im Vergleich zur Prognose). Parallel zu den höheren gemessenen Erträgen ist zu vermerken, dass die gemessene Solarstrahlung mit 1.298 kWh/m²a (+15,3%) ebenfalls über der Prognose liegt. Ein weiterer Grund für die Abweichung zwischen Simulation und Messung besteht darin, dass in den Simulationen jeweils andere Kollektortypen verwendet wurden, als das tatsächlich verbaut sind.

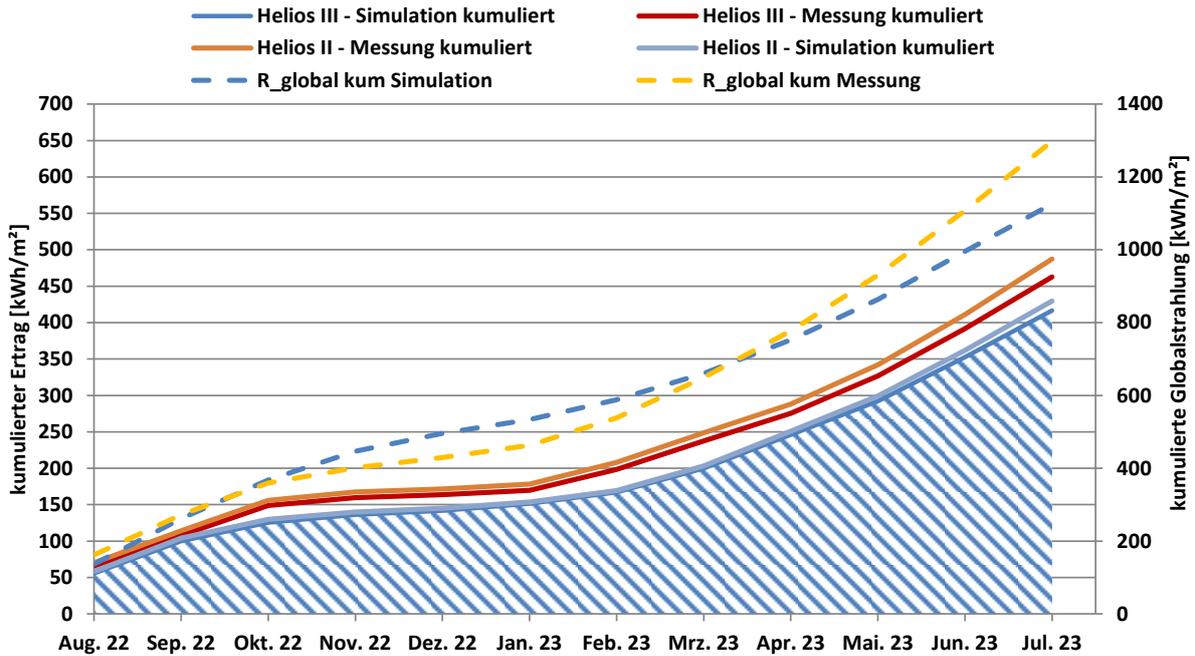


Abbildung 123: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags für die Anlagen Helios II und III sowie Globalstrahlung.

In Abbildung 124 sind der monatliche solare Deckungsgrad der Erzeugerseite (Definition: Solarertrag dividiert durch gesamte Wärmeerzeugung des Systems), sowie der solare Jahresdeckungsgrad der einzelnen Bauabschnitte des Helios Projektes dargestellt. In Verbindung mit den Energiebilanzen (s. Abbildung 122) ist deutlich zu erkennen, dass der Deckungsgrad im Winter deutlich geringer ist als im Sommer. Wie bereits erwähnt, kann das BHKW sowie die P2H-Anlage kontinuierlich über das Jahr Deponiegas verfeuern bzw. Wärme in den Speicher bringen, wohingegen die Solaranlage strahlungsbedingt einen jahreszeitabhängigen Ertrag aufweist.

In den Anlagensimulationen des Förderwerbers wurde alleinig das Solarsystem mit entsprechenden Rahmenbedingungen abgebildet. Die weiteren Erzeugungsanlagen im System (e.g. BHKW, P2H, Nachheizung) wurden darin nicht dargestellt. Ein Vergleich des solaren Deckungsgrades zwischen Simulation und Messung ist daher nicht möglich.

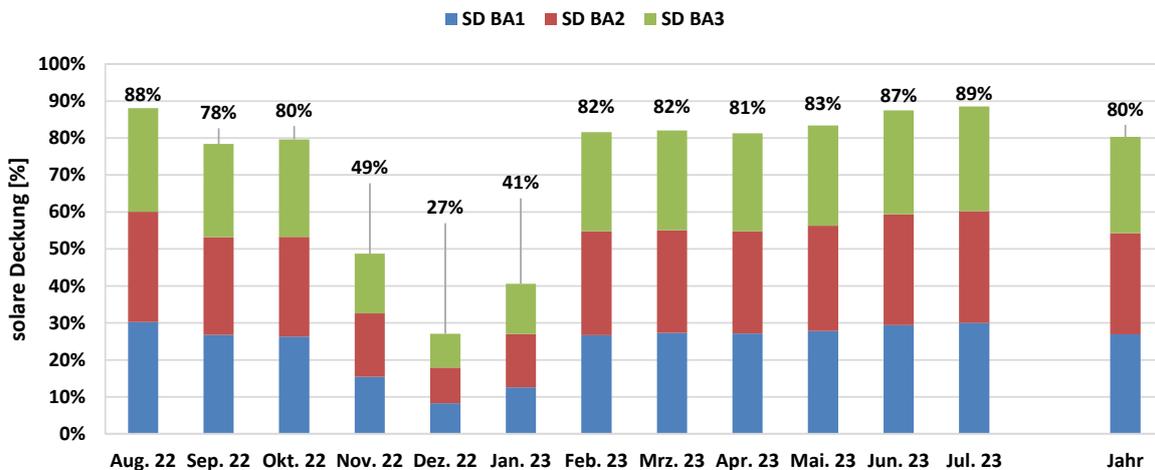


Abbildung 124: Gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad der Bauabschnitte 1, 2 und 3, sowie Jahresdeckungsgrad.

7.7.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

In Abbildung 125 ist der Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen in den Kollektorkreisen des BA I/II/III, die gemessenen die Vor- und Rücklauftemperaturen und Volumenströme der solaren Primär- und Sekundärseite am Wärmeübertrager, sowie die solare Globalstrahlung an einem sonnenreichen Tag (03.08.2022) dargestellt. Die Austrittstemperaturen der einzelnen Kollektorfelder weisen während des Betriebs eine geringe Spreizung zueinander auf (max. 3,5 K). Die Temperaturspreizungen zwischen primär- und sekundärseitigem Rücklauf sind mit 2-4 K in einem guten Rahmen und bieten der Solaranlage die Möglichkeit auf möglichst niedrigem Temperaturniveau zu arbeiten. Die primär- und sekundärseitigem Vorlauftemperaturen sind mit 1-2 K Unterschied sehr gut aneinander angeglichen, was für eine ideale Auslegung des Wärmetauschers spricht.

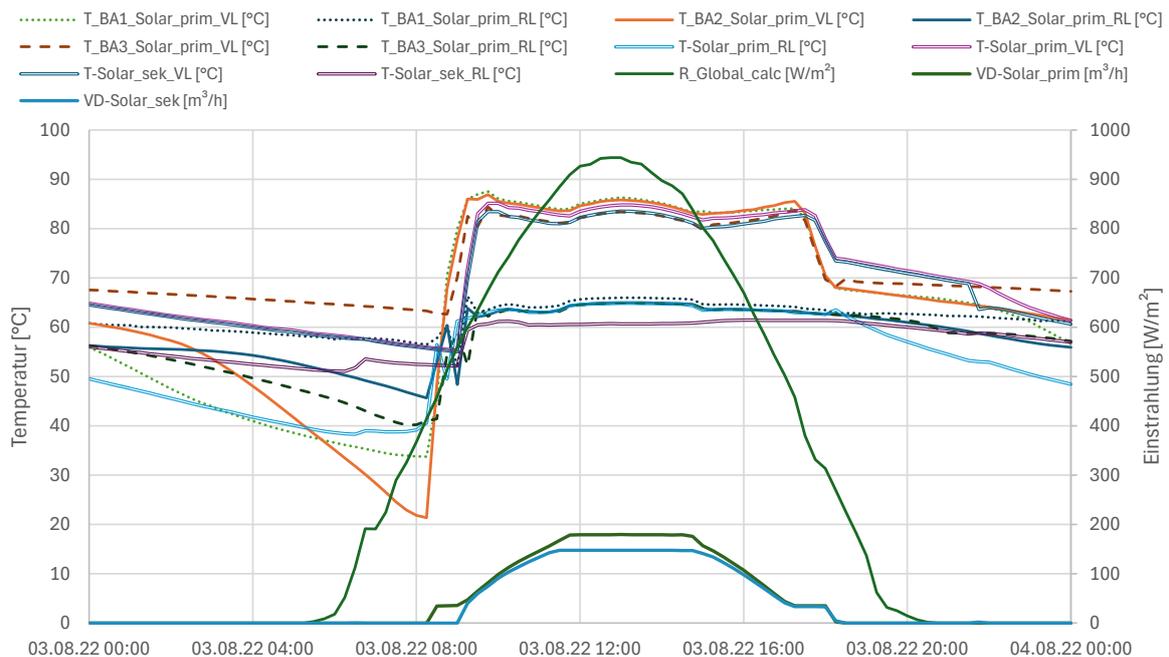


Abbildung 125: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen in den Solarkreisen BA I/II/III, Vor- und Rücklauftemperaturen und Volumenströme der gesamten Solarkreises am Wärmeübertrager sowie Verlauf der Solarstrahlung.

In Abbildung 126 sind die Vorlauftemperaturen aller Kollektorteilfelder des zweiten Bauabschnitts, die Rücklauftemperaturen der Kollektorteilfelder 4, 7 und 13 sowie die Vor- und Rücklauftemperaturen des gesamten Kollektorfeldes BA2 dargestellt. Die Vorlauftemperatur des gesamten Kollektorfeldes ist in etwa die Mischtemperatur der einzelnen Kollektorteilfelder. Es ist zu erkennen, dass die Vorlauftemperaturen der einzelnen Stränge während des Betriebs eine Spreizung von bis zu 10 K zueinander aufweisen. Die einzelnen Kollektorfelder bestehen aus einer unterschiedlichen Anzahl Kollektoren. Es liegt kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Kollektorteilfeldgröße und erreichtem Temperaturniveau vor. Hierbei wäre es, durch einen detaillierten Angleich der Druckverluste der einzelnen Stränge und somit einer Anpassung der Volumenströme, möglich ein gleichmäßigeres Temperaturniveau zu erreichen.

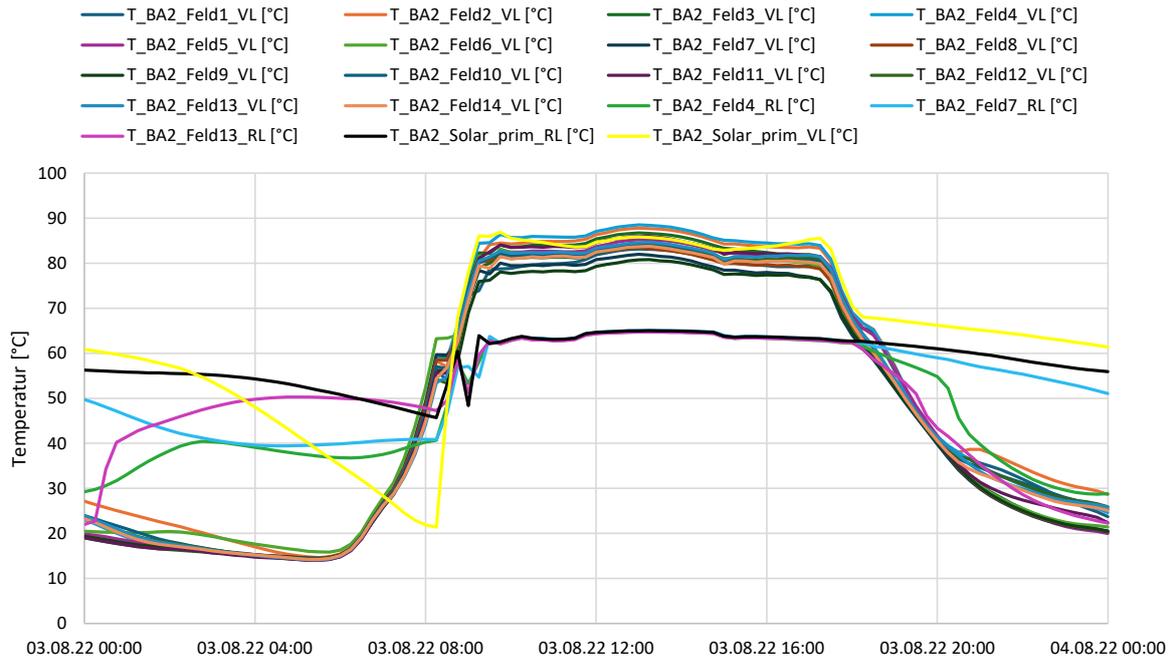


Abbildung 126: Vorlauftemperaturen der Kollektorteilfelder 1-14, Rücklauftemperaturen der Felder 4, 7 und 13, sowie Vor- und Rücklauftemperaturen des gesamten Kollektorfeldes des zweiten Bauabschnitts.

In Abbildung 127 sind die Vorlauftemperaturen aller Kollektorteilfelder des dritten Bauabschnitts, die Rücklauftemperaturen der Kollektorteilfelder 3, 9 und 16 sowie die Vor- und Rücklauftemperaturen des gesamten Kollektorfeldes BA3 dargestellt. Die Vorlauftemperatur des gesamten Kollektorfeldes BA3 liegt leicht unterhalb der Mischtemperatur der einzelnen Kollektorteilfelder. Dies ist auf die große Entfernung des Kollektorfeldes BA3 zur Übergabestation und den damit verbundenen Wärmeverlusten an die Umgebung zurückzuführen. Im Kollektorfeld BA3 ist ebenfalls zu erkennen, dass die Vorlauftemperaturen der einzelnen Stränge während des Betriebs eine Spreizung zueinander aufweisen. Diese liegt mit ca. 5K unterhalb der vom Kollektorfeld BA2 und spricht für einen besseren hydraulischen Abgleich der einzelnen Teilfelder zueinander. Dennoch ist, wie auch im BA2, festzustellen, dass die Temperaturverläufe in den einzelnen Kollektorsträngen hochgradig parallel sind.

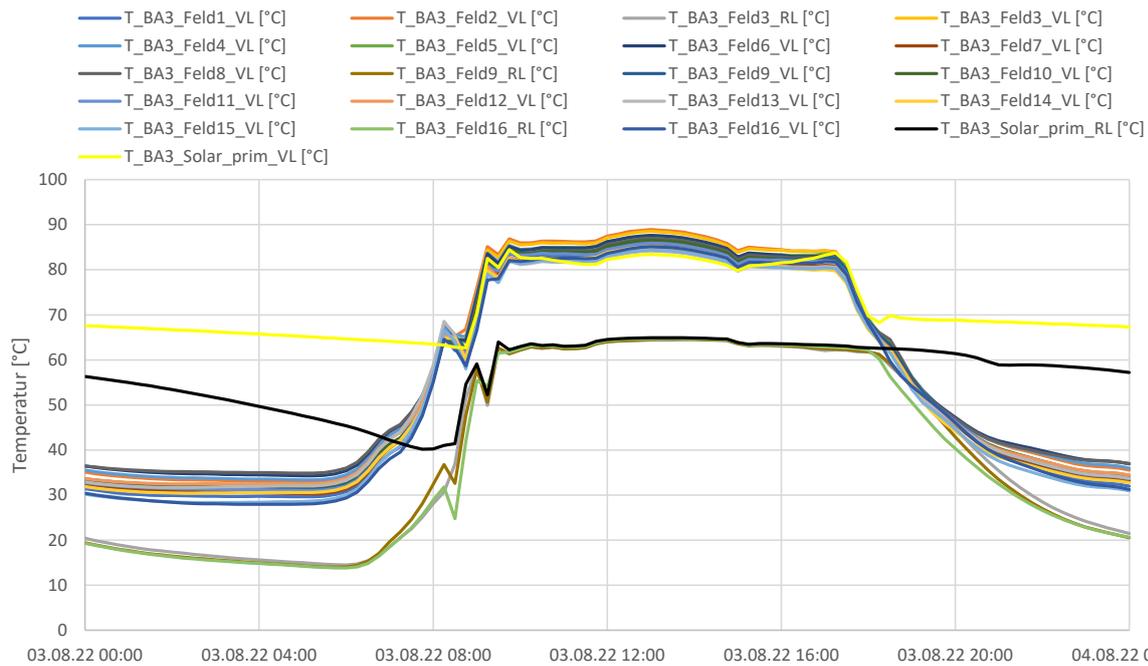


Abbildung 127: Vorlauftemperaturen der Kollektorteilfelder 1-16, Rücklauftemperaturen der Felder 3, 9 und 16, sowie Vor- und Rücklauftemperaturen des gesamten Kollektorfeldes des dritten Bauabschnitts.

In Abbildung 128 sind oben die Temperaturverläufe und Volumenströme des sekundärseitigen Solarvorlaufs, der einzelnen primärseitigen Kollektorfelder BA 1-3, die Ventilstellung des Anfahrventils im Primärkreis, sowie die Globalstrahlung dargestellt. Unten sind die Leistungen des sekundärseitigen Solarkreises und die der einzelnen primärseitigen Kollektorfelder BA 1-3 dargestellt. In dieser Darstellung ist das Anfahrverhalten der primärseitigen Kollektorkreise zum sekundärseitigen solaren Wärmeertrag nachzuvollziehen. Zu Beginn des Tages wird der Primärkreis so lange betrieben, bis eine Mindesttemperatur erreicht ist. Daraufhin wird das primärseitige Anfahrventil geschlossen, der sekundärseitige Volumenstrom läuft an und es wird Wärme über den Wärmetauscher an den Speicher abgegeben. Dies ist auch in der unteren Darstellung zu sehen, in der in den Primärkreisläufen bereits Leistung gemessen wird, bevor im Sekundärkreis tatsächlich Wärme übertragen wird.

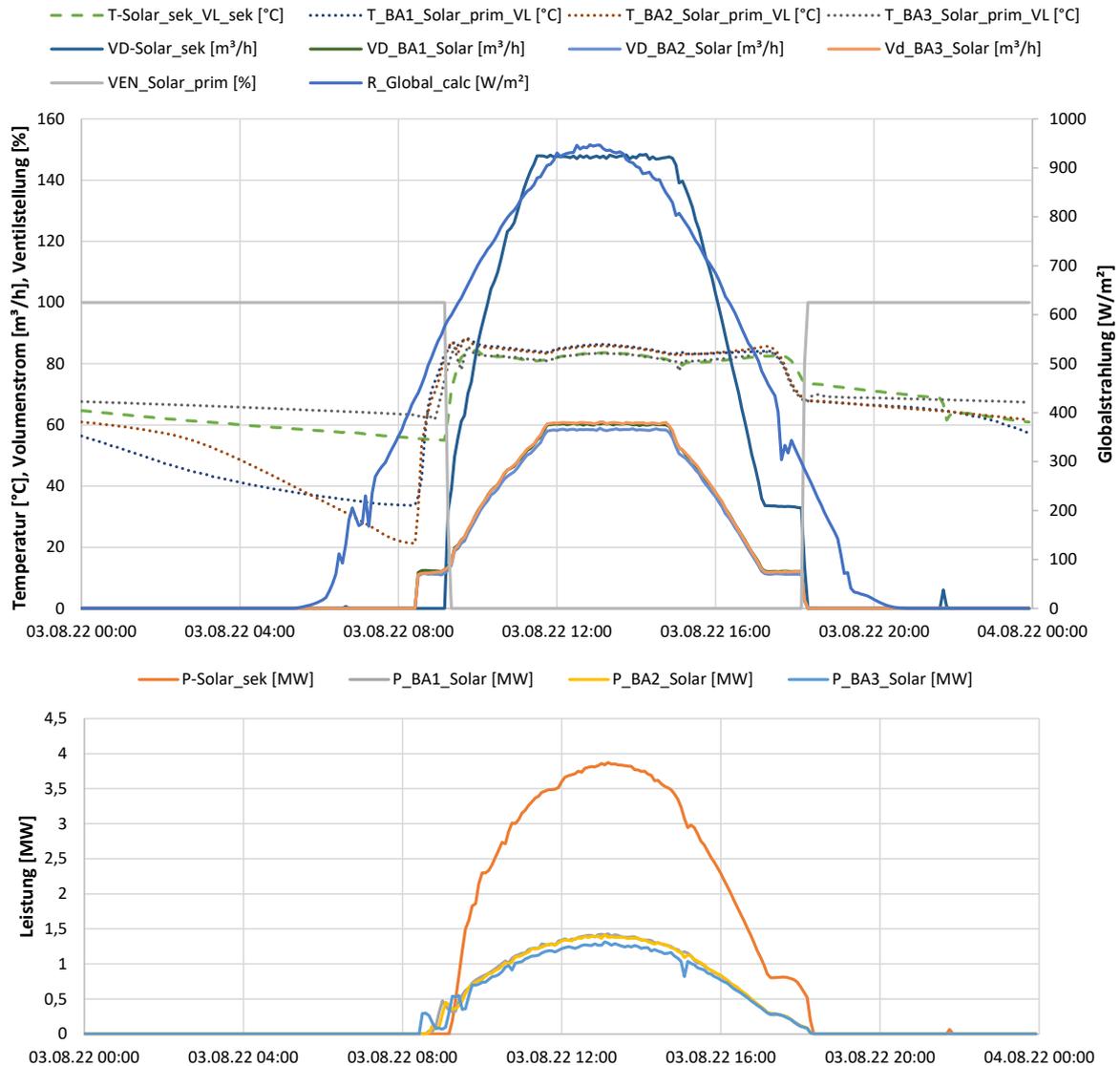


Abbildung 128: (oben) Temperaturverläufe und Volumenströme des sekundärseitigen Solarvorlaufs, der einzelnen primärseitigen Kollektorfelder BA 1-3, Ventilstellung des Anfahrventils im Primärkreis, sowie Globalstrahlung. (unten) Leistungen des sekundärseitigen Solarkreises und der einzelnen primärseitigen Kollektorfelder BA 1-3.

In Abbildung 129 sind die wöchentlichen Mitteltemperaturen der obersten und untersten Speicherschicht des Puffertanks, in den farblich markierten Bereichen ihre jeweiligen Minimal- und Maximaltemperaturen, sowie die Vor- und Rücklauftemperaturen der Fernwärmeeinspeisung im Betrachtungszeitraum dargestellt. In den Sommermonaten ist die unterste Speicherschicht deckungsgleich mit den Rücklauftemperaturen aus dem Netz, was für eine hohe Speicherauslastung bzw. frequente Durchspülung des Speichers spricht. In den Wintermonaten sind die Speichertemperaturen niedriger als die Netzzücklauftemperaturen. Dies liegt daran, dass die erzeugte Wärme des Solarsystems in den Wintermonaten ledig dazu reicht die Temperaturen der obersten Speicherschichten zu heben und der untere Speicherbereich nicht erreicht wird und mehrheitlich durch Wärmeverluste nach außen hin beeinflusst wird.

Es liegen lediglich die Werte für die Temperatursensoren der obersten und untersten Speicherschicht vor. Eine detaillierte Aussage über den Speicherlade- und entladevorgang, sowie über die Möglichkeit der Solaranlage in die mittlere Speicherschicht zu laden ist damit nicht zu treffen.

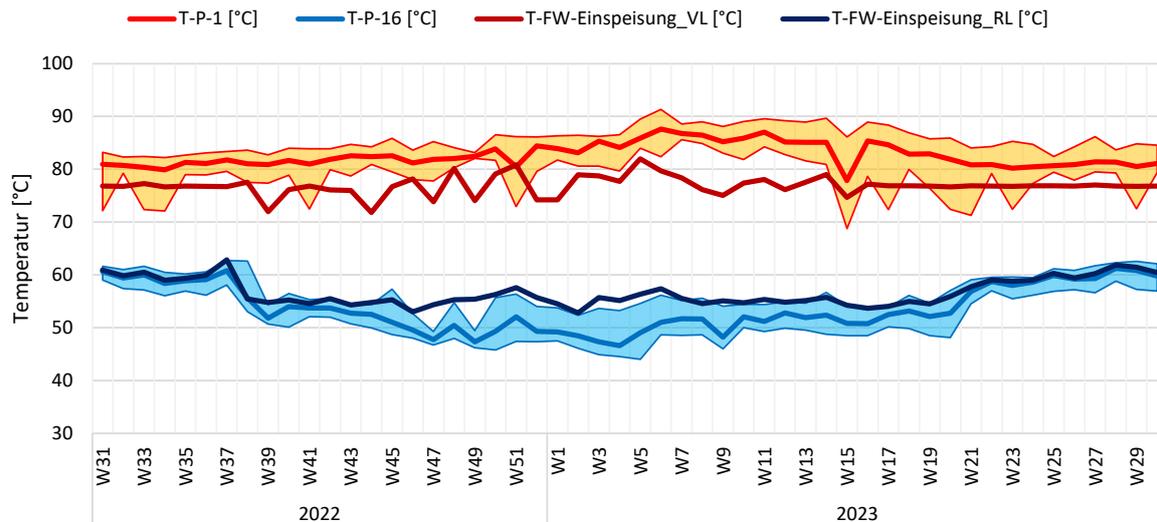


Abbildung 129: Wöchentliche Speichertemperaturen der obersten und untersten Schicht des 2.500m³ großen Puffertanks im Betrachtungszeitraum, deren Minimal- und Maximaltemperaturen, sowie Vor- und Rücklauftemperaturen der Fernwärmeinspeisung.

In Abbildung 130 ist ein Temperatur-Wärmediagramm der wärmeerzeugenden Anlagen im System und der Fernwärmeinspeisung, sowie deren mittlere gewichtete Temperaturen dargestellt. Dabei handelt es sich um eine gewichtete Darstellung, bei der die erzeugten bzw. eingespeisten Wärmemengen entsprechend ihres Temperaturniveaus aufsummiert sind. Dies wurde für jeweils den Vor- und Rücklauf des entsprechenden Anlagenteils durchgeführt.

In den nach den Vorlauftemperaturen geordneten Wärmemengen ist zu sehen, dass die FW-Einspeisung größtenteils bei 77°C stattfindet, die Wärmeproduktion durch die Solaranlage bei ca. 81,5°C. Dies bietet ein gewissen Optimierungspotential in dem die Vorlauftemperaturen der Solaranlage um 2-3K verringert werden könnte, um näher an der Netzvorlauftemperatur zu liegen. Gleichzeitig könnte damit der Wärmeverlust der Kollektoren verringert, die Effizienz und somit auch der Ertrag erhöht werden. Bei der BHKW-Anlage sind zwei unterschiedliche Temperaturniveaus des Vorlaufs der Wärmeerzeugung auszumachen, 80 und 85°C. Dies liegt daran, dass am Mitte Dezember 2022 die Fahrweise verändert wurde und die Regelung der Vorlauftemperatur von 80 auf 85°C angehoben wurde. Die gewichtete Vorlauftemperatur der P2H-Anlage liegt bei knapp über 92°C. Hier würde ein Optimierungspotential bestehen, in dem der Durchsatz leicht erhöht und die Wärmebestellung damit um einige Kelvin gesenkt werden kann, um näher an der Speicher- bzw. Netzeinspeisetemperatur zu liegen.

Die Rücklauftemperaturen der sekundärseitigen Solaranlage ist deckungsgleich mit den Rücklauftemperaturen aus dem Netz und liegen im gewichteten Mittel bei jeweils 57°C. Dies spricht für eine gute Einbindung der Solaranlage, da diese stets mit den niedrigstmöglichen Temperaturen betrieben werden kann. Ebenfalls kann in Abbildung 130 (in Verbindung mit Abbildung 129) die jahreszeitliche Schwankung des FW-Rücklaufs zwischen ca. 54°C im Winter und ca. 60°C im Sommer nachvollzogen werden. Das BHKW produziert geringfügig mehr Wärme in der kalten Jahreszeit, in der auch die Rücklauftemperaturen des Netzes niedriger sind. Die P2H-Anlage sieht mit gemittelten 55°C die niedrigste Rücklauftemperatur im System.

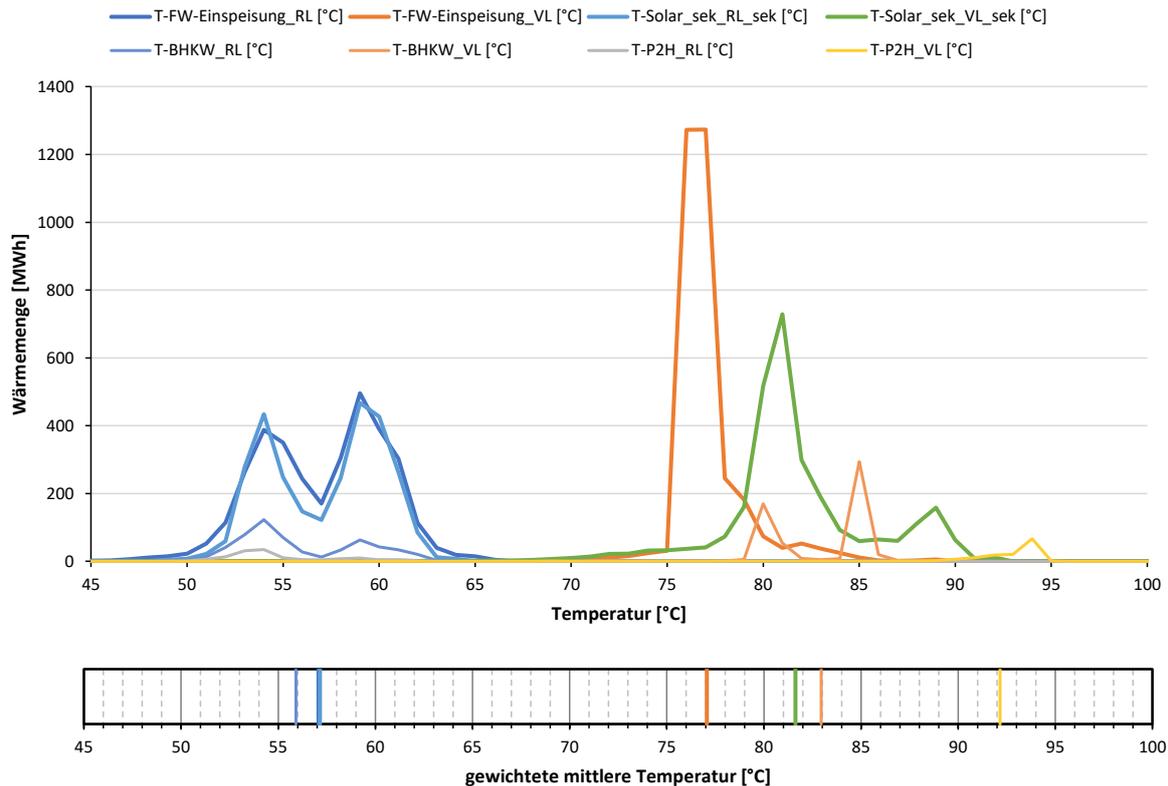


Abbildung 130: Q-T-Diagramm der wärmeerzeugenden Anlagen im System, der Fernwärmeinspeisung, sowie deren gewichtete mittlere Temperaturen.

In Abbildung 131 ist das Q-T-Diagramm des solaren Energiesystems dargestellt. Enthalten sind dabei die sekundärseitigen Wärmemengen sowie die einzelnen primärseitigen Kollektorstränge BA1-3, die gesamte primärseitige Wärmemenge sowie die gewichteten mittleren Temperaturen, bei denen die Wärme erzeugt wird.

Auf den ersten Blick ist deutlich zu erkennen, dass die primär- und sekundärseitige Wärmeerzeugung der Solaranlage einen annähernd gleichen Verlauf aufweisen, mit einem durch den Wärmetauscher geschuldeten Versatz von jeweils ca. 5K. Die beiden deutlichen, primärseitig auftretenden Temperaturspitzen sind der bereits erwähnten Fahrweise des Fernwärmenetzes geschuldet, mit den jahreszeitlich bedingt variierenden Rücklauftemperaturen.

Die im Anfahrverhalten beschriebene Wärmemenge des solaren Primärkreises, welche nicht in den Sekundärkreis übertragen wird, ist in der Abbildung mit einem kleinen Ausschlag zwischen 50 und 55°C wiederzufinden. Obwohl der wesentliche Teil der übertragenen Wärme bei ca. 84°C liegt, ist dadurch die gewichtete mittlere Temperatur bei ca. 81°C.

In den einzelnen Kollektorfelder ist zu vermerken, dass die Rücklauftemperaturen annähernd gleich sind, mit einer Spreizung der gewichteten Mitteltemperatur von unter 2K. In den primärseitigen Vorlauftemperaturen der Kollektorfelder ist hingegen eine größere Abweichung zu erkennen. So wird im Kollektorfeld BA3 Wärme um 3,5 K niedriger als durch Kollektorfeld BA1 und BA2 produziert. Dies ist durch eine deutlich längere Leitung des Kollektorfeldes BA3 zur Wärmeübergabestation und damit verbundenen Wärmeverlusten zu erklären.

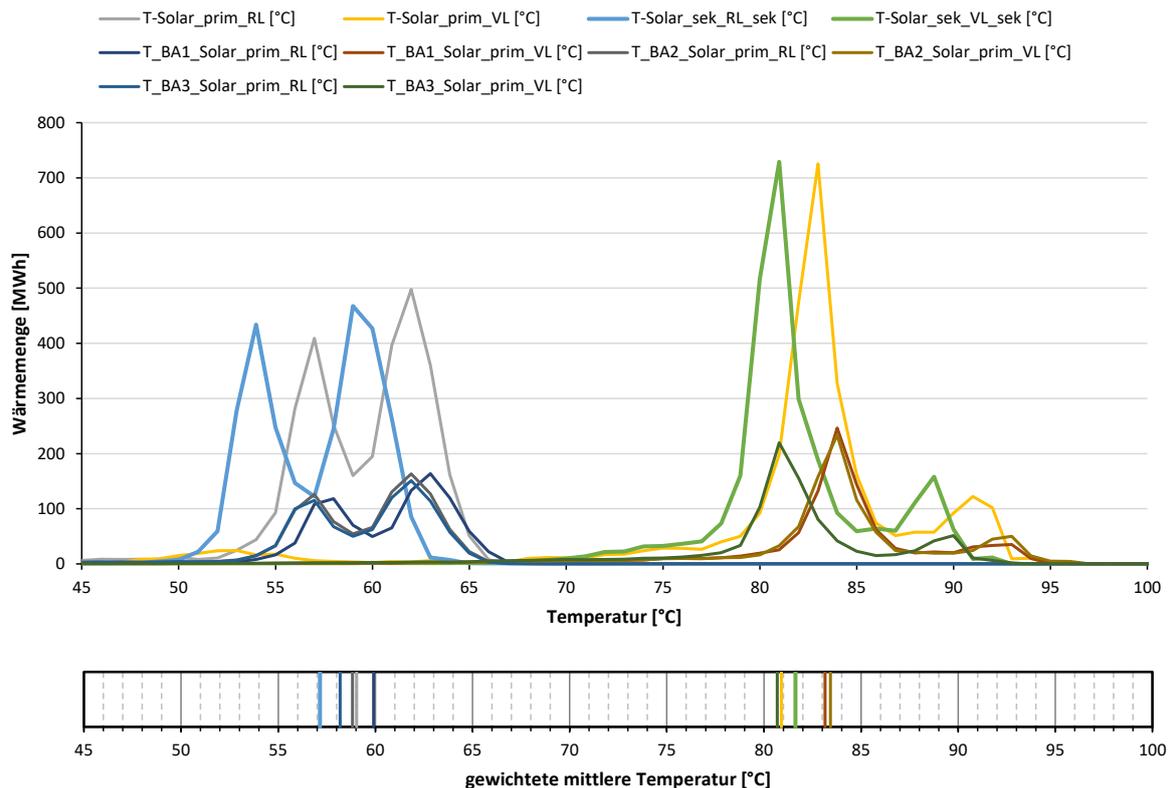


Abbildung 131: Q-T-Diagramm des solaren Energiesystems, sowie deren gewichtete mittlere Temperaturen.

7.7.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Helios Gesamtanlage kann als äußerst stabil bezeichnet werden. Die prognostizierten Erträge stimmen gut mit den tatsächlich gemessenen Werten überein. Der Mehrertrag aus Kollektorfeld 2 von 13,4% und aus Kollektorfeld von 11,1% im Vergleich zur Prognose decken sich auch mit der gemessenen Mehreinstrahlung von 15,3%. Was zu erkennen war, ist, dass der Ertrag des dritten Kollektorfeldes trotz identer Bau- und Betriebsweise zu Feld 2 leicht vermindert ist, was auf die erheblich längere Leitungslänge zur Wärmeübergabestation und damit verbunden auch höheren Wärmeverlusten zurückzuführen ist. Das Anfahrverhalten sorgt dafür, dass der Primärkreis entsprechend auf Temperatur gebracht wird, bevor die tatsächliche Wärmeübergabe an den Sekundärkreis beginnt und funktioniert sehr gut. Die solare Deckung der Helios-Gesamtanlage ist wie bei einem vorrangig solaren System zu erwarten entsprechend hoch. Lediglich in den Wintermonaten mit niedrigen Strahlungswerten wird diese durch das konstant Wärme erzeugende BHKW in Kombination mit der P2H vermindert. Es bleibt dennoch festzuhalten, dass die Helios Anlage mit bereits eindrucksvollen 6.000m² Kollektorfläche einen nur geringen Beitrag zur Bereitstellung des Wärmebedarfs im Grazer Stadtgebiet leistet (0,26% solare Deckung bezogen auf den Bedarf von 2023, 0,32% Deckung durch die Helios-Gesamtanlage). Durch den hohen Wärmebedarf des Fernwärmenetzes konnte allerdings sichergestellt werden, dass die Solaranlage zu keinem Zeitpunkt in Stagnation ging.

Ein mögliches Optimierungspotential liegt im möglichen genaueren hydraulischen Abgleich der einzelnen Kollektorstränge in den jeweiligen Bauabschnitten zueinander, um eine noch gleichmäßige Temperaturverteilung zu erreichen. Obwohl die Temperaturverteilungen in den einzelnen Kollektorfeldern der Bauabschnitte 2 und 3 verhältnismäßig parallel sind,

sind die Spreizungen, vor allem im Bauabschnitt 2, mit 10K verbesserungswürdig. Als weiteres Potential wurde die Temperaturregelung der solaren Vorlauftemperatur identifiziert. Diese könnte bei beiden Kollektorfelder um einige Kelvin verringert werden. Diese durchschnittliche solare Vorlauftemperatur liegt bei 81,5°C, wobei die Einspeisung ins Fernwärmenetz bei durchschnittlich 77°C erfolgt. Dies kann zum einen zu einer höheren Auslastung des Wärmespeichers führen, da dieser mit einem entsprechend höherem Durchfluss durchströmt und somit gleichmäßiger durchladen werden kann. Und zum anderen können durch verminderte Betriebstemperaturen der Kollektoren Verluste verringert, die Effizienz gesteigert und somit auch der Ertrag erhöht werden.

8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2018:

Christian Fink, Waldemar Wagner: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2018

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

Fink et al., 2024:

Christian Fink, Walter Becke, Peter Gruber, Roland Kerschenbauer: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2017“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2024