

Endbericht zum Projekt

**WISSENSCHAFTLICHE
BEGLEITFORSCHUNG ZUM
FÖRDERPROGRAMM
„SOLARTHERMIE – SOLARE
GROßANLAGEN 2019“**

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Walter Becke
Manuel Baumgartner
Lorenz Leppin
Peter Gruber
Roland Kerschenbauer

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Gleisdorf, im Juli 2025

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Leopold-Ungar-Platz 2/ Stiege 1/4. OG/Top 142
1190 Wien



Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Solare Großanlagen“ – (GZ C063862)

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	Trocknungsanlage Dachs, OÖ	17
7.2	Diözesane Immobilien Stiftung - Stift Gleink, OÖ	34
7.3	Hotel Riederhof, T	52
7.4	Schachermayer Großhandels GmbH, OÖ.....	68
7.5	Porr Salzburg, Sbg	90
7.6	Wiegert Fresh Convenience GmbH, W	109
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	129

1 Kurzfassung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Große Solarthermieranlagen 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 zehn 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 2019 bis April 2025) mit den 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. In weiterer Folge wurden die Datenanbindung umgesetzt und der Anlagenbetrieb analysiert und bewertet.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit den im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- 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
- 33 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 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 Solarthermieranlagen 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 33 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen geleistet werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2023). Zusätzlich wurde eine akademische Masterarbeit verfasst.
- 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 Zwischenbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2019 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an die Endberichte des Projektes „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 - 2018 (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., 2024a; Fink et al., 2024b) erstellt.

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

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

Prozesswärme	m ²
Dachs, OÖ	213
Gutsverwaltung Illmau GmbH, NÖ	197

Solaranlagen und Wärmepumpen	m ²
Wiegert Fresh Convenience GmbH, W	515
Wilder Kaiser Golfhotel-ErrichtungsgmbH, T	395

Neue Technologien	m ²
Hotel Riederhof, T	140
Schachermayer Großhandels GmbH, OÖ	153
Porr AG, S	153
Diözesane Immobilien Stiftung, OÖ	244

Anlage wird realisiert

Anlagenrealisierung ungewiss

Anlage wird nicht umgesetzt

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach Einreichkategorien (Förderprogramm 2019)

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. 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.		
Dachs, OÖ			Okt. 22	Sep. 23
Diözesane Immobilien Stiftung, OÖ			Dez. 22	Nov. 23
Hotel Riederhof, T			Jul. 22	Jun. 23
Schachermayer Großhandels GmbH, OÖ			Mrz. 24	Feb. 25
Porr AG, S			Sep. 23	Aug. 24
Wiegert Fresh Convenience GmbH, W			Mai. 23	Apr. 24

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den Messprojekten (Förderprogramm 2019)

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 sechs Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm die Festlegung des Monitoringkonzeptes in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2019) 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 13 Optimierungsmaßnahmen detektiert, davon eine während der Monitoringperiode umgesetzt werden.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des Projektzeitraums (Dezember 2019 bis April 2025) 33 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 Solarthermieranlagen als möglicher Gamechanger für Wärmenetze und Industrie	ca. 120
Exkursion	Exkursion der Steirischen Energieagentur, 1.1.2024, Wies	Messergebnisse zur Trocknungsanlage Wies	40

Vorlesung	Universitätslehrgang "Energie Autarkie Coach", Donau-Universität Krems, 13.9.2023	Solare Energieversorgung	4
-----------	--	--------------------------	---

In unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2023 wurde, wie in Tabelle 2 angeführt, innerhalb des Berichtszeitraums (Dezember 2019 bis April 2025) 1 akademische Arbeit verfasst.

Tabelle 2: Übersicht zu erstellten Master- und Diplomarbeiten im Berichtszeitraum

<i>Titel der Master- und Diplomarbeiten</i>	<i>Name DiplomandIn</i>	<i>Universität / Fachhochschule</i>
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. Für die Anlage, deren Monitoringphase demnächst beginnen soll, ist jedoch nur der solare Ertrag relevant, da keine Nachheizung vorhanden ist. Abbildung 3 zeigt dazu die aus der Einreichphase jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m^2 Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 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 Verhältnisse.

Abbildung 3 zeigt die prognostizierten und gemessenen Solarerträge für die sechs betrachteten Anlagen. Der sehr hohe prognostizierte Ertrag für die Anlage „Wiegert Fresh Convenience GmbH“ ist auf die Nutzung von unabgedeckten Absorbermatten zurückzuführen, welche auch als Luft-Sole-Wärmetauscher dienen. Obwohl der Verbrauch dieser Anlage wesentlich über der Prognose lag (vgl. Abbildung 5), wurde die Prognose hinsichtlich solarem Deckungsgrad sehr deutlich unterschritten. Der Grund hierfür lag im übermäßigen Einsatz der Wasser-Wasser-Wärmepumpe im Vergleich zur Prognose. Die Anlagen „Porr AG“, „Schachermayer Großhandels GmbH“ und „Diözesane Immobilien Stiftung“ setzen alle auf Hybridkollektoren (PVT). In allen Fällen wurde der prognostizierte Ertrag deutlich unterschritten. Primärer Grund dafür dürfte die deutlich geringere solare Erdspeicherregeneration gegenüber der Prognose sein. Bei der Anlage „Hotel Riederhof“ gibt es eine deutliche Diskrepanz zwischen Simulation und tatsächlich zur Umsetzung gelangten Bruttokollektorfläche und Technologie und daher kann die vorliegende Simulation nur bedingt als Referenz herangezogen werden. Bei der Anlage „Dachs“ wurde entgegen der Einreichplanung ein Biomassekessel als Nachheizung in die Trocknungsanlage eingebunden, wodurch der solare Ertrag geringer ausfiel.

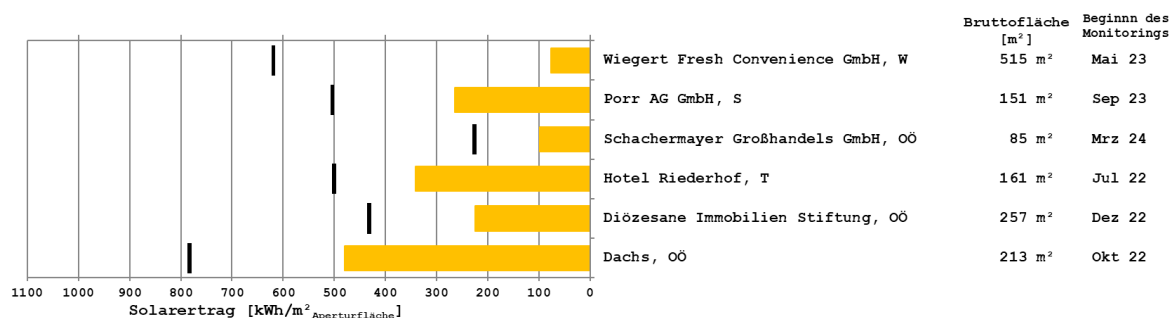


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche)

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

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

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:

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

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

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

Der Vergleich der prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) ist in Abbildung 4 dargestellt. Bei der Anlage „Dachs“ war zum Zeitpunkt der Einreichung keine Nachheizung vorgesehen. Es wurde jedoch eine Nachheizung umgesetzt. Bei der Anlage „Wiegert Fresh Convenience GmbH“ wird der Solarertrag ausschließlich quellseitig der Wärmepumpe verwendet. Damit ist eine Definition des solaren Deckungsgrades nicht sinnvoll definierbar und wird daher auch nicht dargestellt. Für die Anlagen „Porr AG“, „Schachermayer Großhandels GmbH“ und „Diözesane Immobilien Stiftung“ lag der prognostizierte direkte Deckungsgrad im Bereich der Prognose. Da die Solaranlage jedoch immer für die Regeneration des Erdspeichers vorgesehen war, ist der direkte solare Deckungsgrad von sehr untergeordneter Bedeutung.

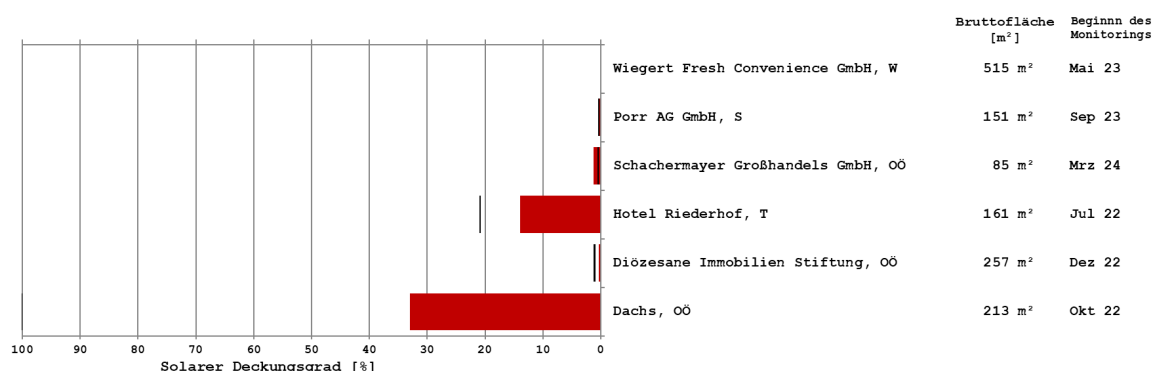


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche)

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

Abbildung 5 zeigt die prognostizierten und gemessenen Wärmeverbräuche sechs betrachteten Anlagen. Bei der Anlage „Wiegert Fresh Convenience GmbH“ ist eine wesentliche Abweichung von der Prognose nach oben feststellbar. Dies liegt im Wesentlichen an veränderten Rahmenbedingungen im Laufe der Umsetzung. Bei der Anlage „Porr AG“ wurde der prognostizierte Bedarf wesentlich unterschritten. Der Grund hierfür ist dem Begleitforschungsteam nicht bekannt. Bei der Anlage „Schachermayer Großhandels GmbH“ wurde in der Simulation offenbar der Verbrauch für den gesamten Standort angenommen. Die umgesetzte Anlage betrifft aber nur einen wesentlich kleineren Teil. Die Verbrauchsabweichungen bei „Hotel Riederhof“, „Diözesane Immobilien Stiftung“ und „Dachs“ liegen im Bereich der üblichen Planungsunschärfe.

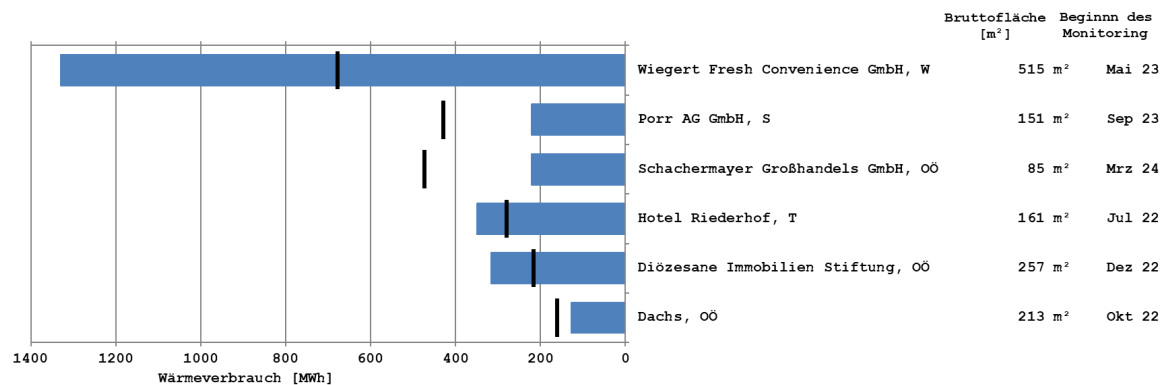


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche)

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 Trocknungsanlage Dachs, OÖ

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Trocknungsanlage Dachs
<u>Adresse:</u>	5272 Treubach
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Jahr der Förderzusage</u>	10. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2019
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Hackguttrocknung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	213,2 m ² Luftkollektor (CONA CCS+)
<u>Neigung:</u>	25°
<u>Ausrichtung:</u>	202° (SSW)
<u>Nachheizung:</u>	Biomassekessel (Bestand)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	480 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit September 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Der landwirtschaftliche Betrieb Dachs errichtete 2020 eine Trocknungshalle (Abbildung 6 und Abbildung 7) für loses Heu, Rundballen, Hackgut sowie Getreide und Sämereien. Die Trocknungsenergie soll dabei ausschließlich durch 213 m² Luftkollektoren bereitgestellt werden, welche in das Pultdach der neu errichteten Halle integriert ist.

Für den Betreiber der Anlage stellt die solare Trocknung von Heu einen wesentlichen Vorteil dar, da einerseits die Trocknungszeiten für Heu deutlich verkürzt und andererseits die Heuqualität deutlich gesteigert werden kann. Dies bietet die Möglichkeit in die Heumilch-Produktion einzusteigen und sich so ein weiteres wirtschaftliches Standbein aufzubauen. Ein weiterer Fokus liegt auf der Trocknung von Sägespänen, welche in weiterer Folge zu Holzpellets verarbeitet werden.

Bei Einreichung war keinerlei Nachheizung oder Speicher geplant. Im Zuge der Umsetzung wurde jedoch der bereits vorhandene Biomassekessel mit Hilfe eine Wasser-Luft-Wärmetauschers in das Trocknungssystem integriert. Dies bringt insbesondere bei Heutrocknung wesentliche Vorteile, da die Trocknungsperioden bis in die Nachtstunden hinein verlängert werden können.



Abbildung 6: Kollektoranlage am Dach der Trocknungshalle (links: Photovoltaik, rechts: Solar-Luftkollektoren) (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 7: Innenraum der Trocknungshalle. Links sind die beiden Trocknungsroste erkennbar, rechts die beiden Solarleitungen vom Dach kommend sowie die Mischkammer (Quelle: AEE INTEC)

7.1.2 Luftführungs- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Trocknungsanlage Dachs“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 8 dargestellt.

Die Solarkollektoren werden mit Luft durchströmt. Die Ansaugöffnungen befinden sich an den Außenrändern des Solarfelds und sind über eine Gesamtlänge verteilt. Die erwärmte Luft wird aus zwei Kollektorfeldern über isolierte Luftsammelschächte in einen Mischkanal geführt, wo bei Solarbetrieb im Verhältnis 60 % solar erwärmte Luft zu 40 % Umgebungsluft beigemischt wird. Im Vergleich zur Einreichung wurde noch der Bestands-Biomassekessel über einen Wasser-Luft-Wärmetauscher in die Trocknungsanlage eingebunden. Dies kann – in Ermangelung eines Speichersystems – die Trocknungszeiten insbesondere in die Nachtstunden hinein verlängern. Das Regelungskonzept sieht vor, dass Solaranlage und Nachheizung nie gleichzeitig in Betrieb sind.

Die erwärmte Luft wird zu den beiden Trocknungsböden (Flachroste) gebracht, wo das Trocknungsgut von unten nach oben durchströmt wird.

Das Monitoringkonzept der Anlage ist in Abbildung 8 ersichtlich. Acht Temperatursensoren, 6 Fühler für relative Luftfeuchte, 3 Stromzähler, ein Wärmemengenzähler und ein Einstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

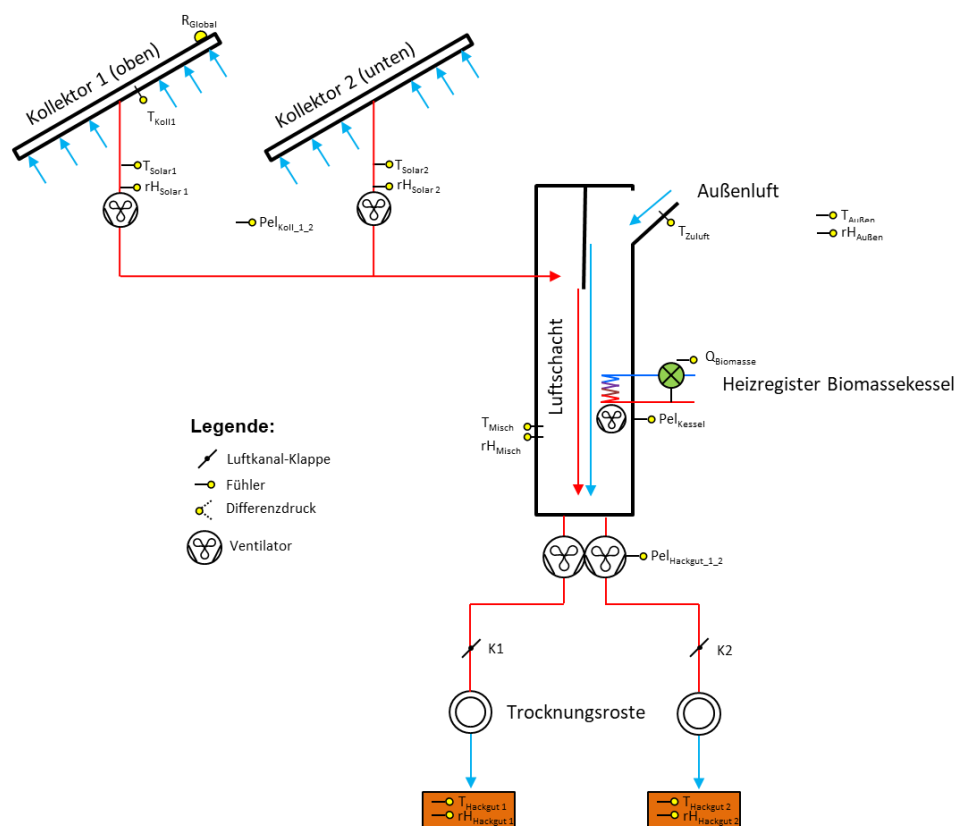


Abbildung 8: Luftführungs- und Messkonzept zum Projekt „Trocknungsanlage Dachs“ (gelb: Temperatur-, relative Feuchte- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

S_{Global}	Einstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
T_{Solar1}	Lufttemperatur Solarfeld 1
T_{Solar2}	Lufttemperatur Solarfeld 2
rH_{Solar1}	Relative Feuchte Solarkanal 1
rH_{Solar2}	Relative Feuchte Solarkanal 2
$P_{\text{el Koll_1_2}}$	Stromzähler Solarventilatoren

Mischkammer

T_{misch}	Lufttemperatur Mischkammer
rH_{Misch}	relative Feuchte Mischkammer
T_{Zuluft}	Lufttemperatur Zuluft Mischkammer

Nachheizung

Q_{Biomasse}	Wärmemengenzähler Nachheizung
V_{Biomasse}	Durchfluss Nachheizung
$T_{\text{Biomasse_VL}}$	Vorlauftemperatur Nachheizung
$T_{\text{Biomasse_RL}}$	Rücklauftemperatur Nachheizung
$P_{\text{el Kessel}}$	Stromzähler Ventilator Nachheizung

Sonstiges

T_{Aussen}	Lufttemperatur Aussen
rH_{Aussen}	relative Feuchte Aussen
$T_{\text{Hackgut 1}}$	Luftaustrittstemperatur nach Hackgutrost 1
$rH_{\text{Hackgut 1}}$	relative Feuchte nach Hackgutrost 1
$T_{\text{Hackgut 2}}$	Luftaustrittstemperatur nach Hackgutrost 2
$rH_{\text{Hackgut 2}}$	relative Feuchte nach Hackgutrost 2
$P_{\text{el Hackgut_1_2}}$	Stromzähler Ventilatoren Trocknungsroste
$FAN_{\text{Hackgut_1}}$	Ansteuerung Ventilator Trocknungsrost 1
$FAN_{\text{Hackgut_2}}$	Ansteuerung Ventilator Trocknungsrost 2
$FAN_{\text{Solar_1}}$	Ansteuerung Ventilator Solarfeld 1
$FAN_{\text{Solar_2}}$	Ansteuerung Ventilator Solarfeld 2

In Abbildung 9 sind alle technisch möglichen und sinnvollen Modi der Anlage schematisch dargestellt (mit Ausnahme des Modus „Anlage nicht in Betrieb“). Die beiden Kollektorfelder arbeiten immer parallel, der Biomassekessel kann separat zugeschaltet werden. Zusätzlich können die beiden Trockenkammer parallel oder jeweils allein betrieben werden. Laut Anlagenplaner ist es in der Regelung nicht vorgesehen, dass die Solaranlage und der Biomassekessel gleichzeitig Wärme liefern (Modi 11, 13 und 15).

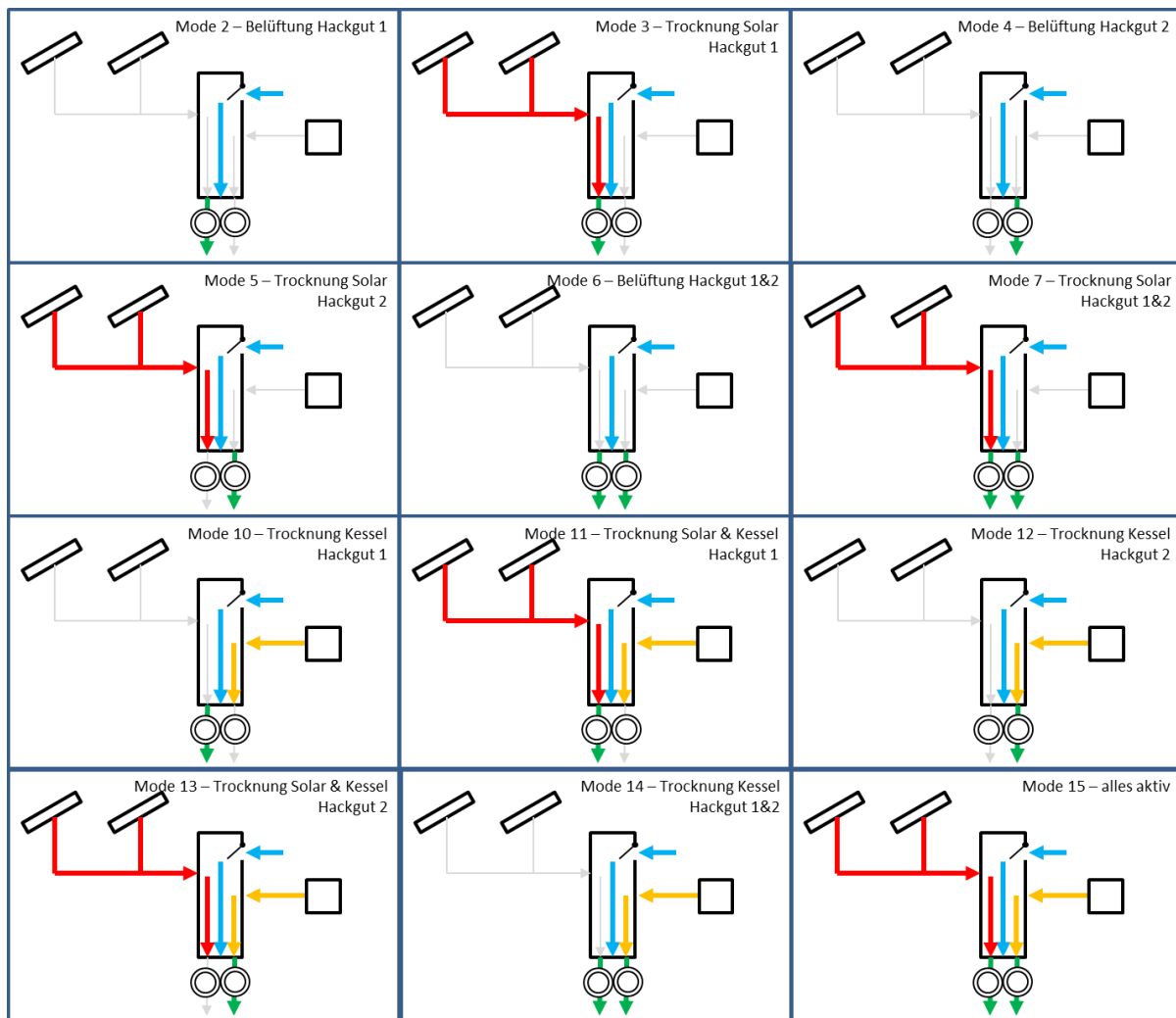


Abbildung 9: Schematische Darstellung aller technisch möglichen und sinnvollen Modi der Anlage

Außerdem sind technisch drei weitere Modi möglich, welche in Abbildung 10 dargestellt sind. Diese drei Modi sind jedoch nicht sinnvoll, da keiner der Trocknungsventilatoren in Betrieb ist.

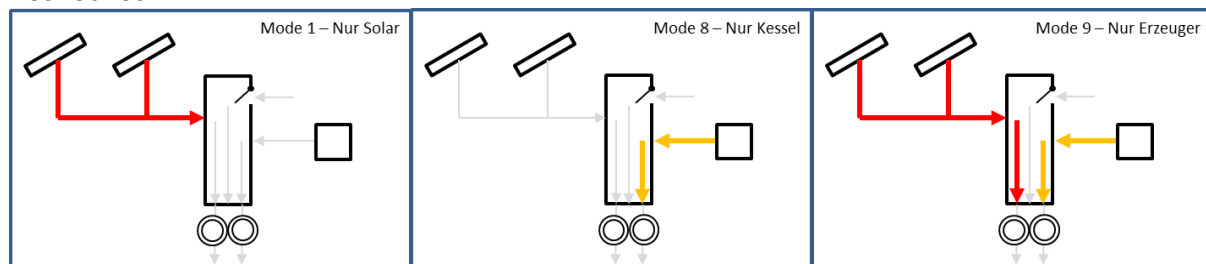


Abbildung 10: Schematische Darstellung der technisch möglichen, aber nicht sinnvollen Modi

7.1.3 Energie- und Massenbilanz

Abbildung 11 zeigt die Input-Output-Bilanz der Anlage „Trocknungsanlage Dachs“. Auf der Inputseite wird zwischen dem Eintrag durch die Solaranlage (gelb) und jenem durch den Biomassekessel unterschieden. Der Eintrag des Biomassekessels wird nach Modi unterschieden. Aus der Analyse geht hervor, dass nur Modus 14 (beide Trockenroste aktiv, grün), Modus 15 (beide Trockenroste sowie Solaranlage und Kessel aktiv, orange strichliert) und Modus 12 (nur Rost 2 aktiv, blau) einen relevanten Beitrag liefern. Über

das Jahr gesehen liegt der Anteil dieser drei Modi an der insgesamt vom Biomassekessel eingebrachten Wärme bei 64% (Modus 14), 22% (Modus 15) und 8% (Modus 12). Auf der Outputseite ist nur jene Energie dargestellt, welche in den Trocknungsprozess eingebracht wird. Hier wird nicht nach Trocknungsboxen unterschieden, da diese praktisch ausschließlich gemeinsam betrieben werden. Die großen Systemverluste von 57 % sind typisch für derartige Anlagen und darauf zurückzuführen, dass es sich um zur Umgebung offene Systeme handelt. Aus diesem Grund sowie aufgrund der Tatsache, dass im Sinne einer Bewertung der Systemeffizienz primär die Menge des entzogenen Wassers interessant ist, wurde auch eine Massenbilanz erstellt (Abbildung 12).

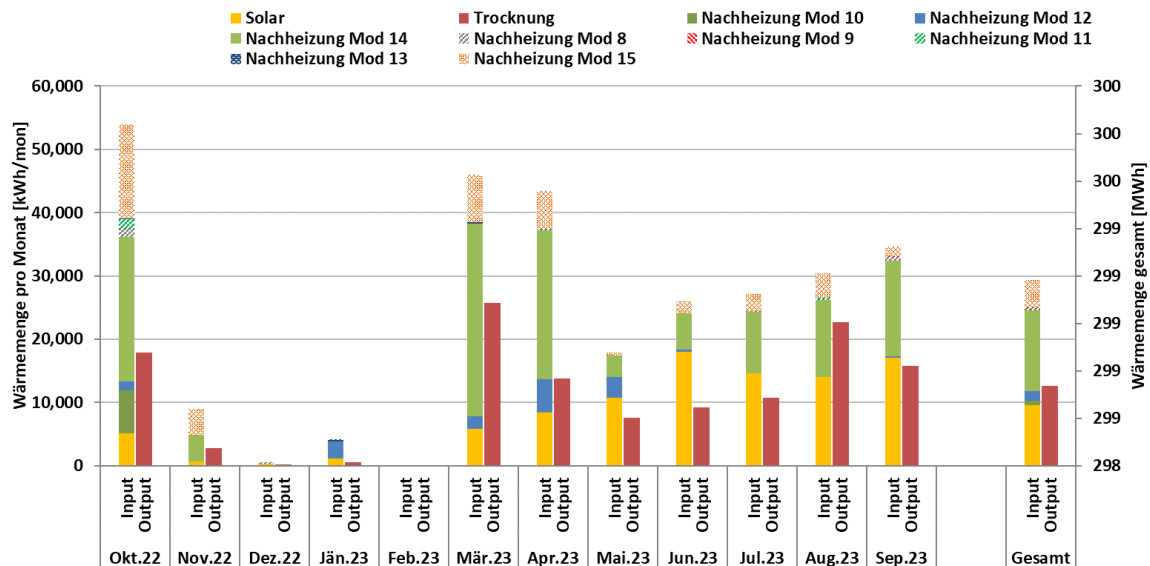


Abbildung 11: Energiebilanz der Anlage „Trocknungsanlage Dachs“

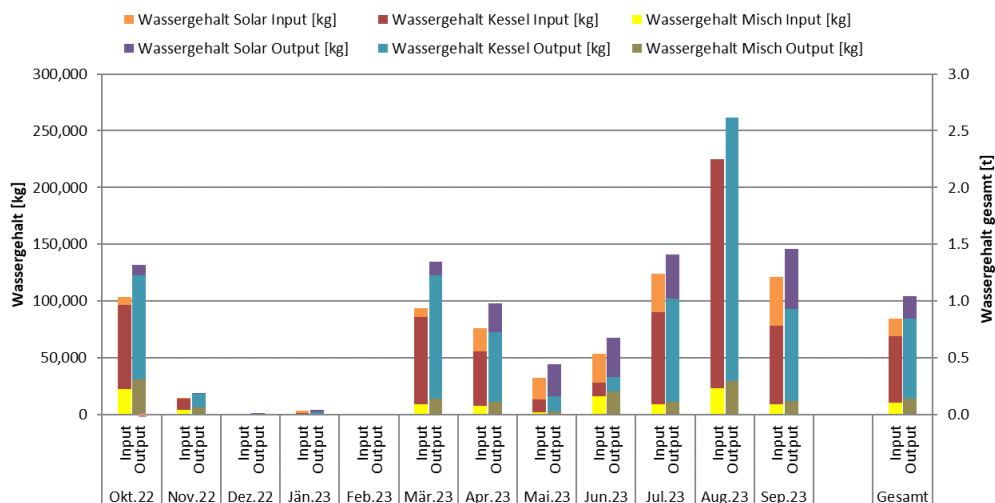


Abbildung 12: Massenbilanz der Anlage „Trocknungsanlage Dachs“

In Abbildung 13 ist das monatlich entzogene Wasser aus den Trocknungsgütern in Abhängigkeit des (aggregierten) Betriebsmodus und in Ergänzung ist in Abbildung 14 die detaillierte prozentuelle Aufteilung des entzogenen Wassers bezüglich jedem einzelnen Betriebsmodus dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass die Modi 14, 15 und 7 primär zum Trockenprozess beitragen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere der Anteil an Modus 15 bemerkenswert, da dieser seitens des Anlagenplaners nicht vorgesehen ist.

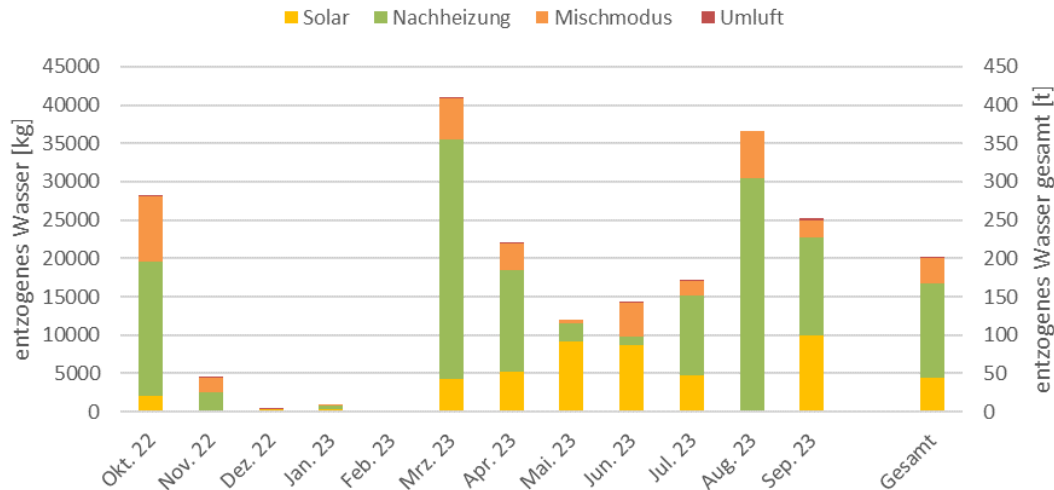


Abbildung 13: Entzogenes Wasser in Abhängigkeit des Betriebsmodus der Anlage „Trocknungsanlage Dachs“

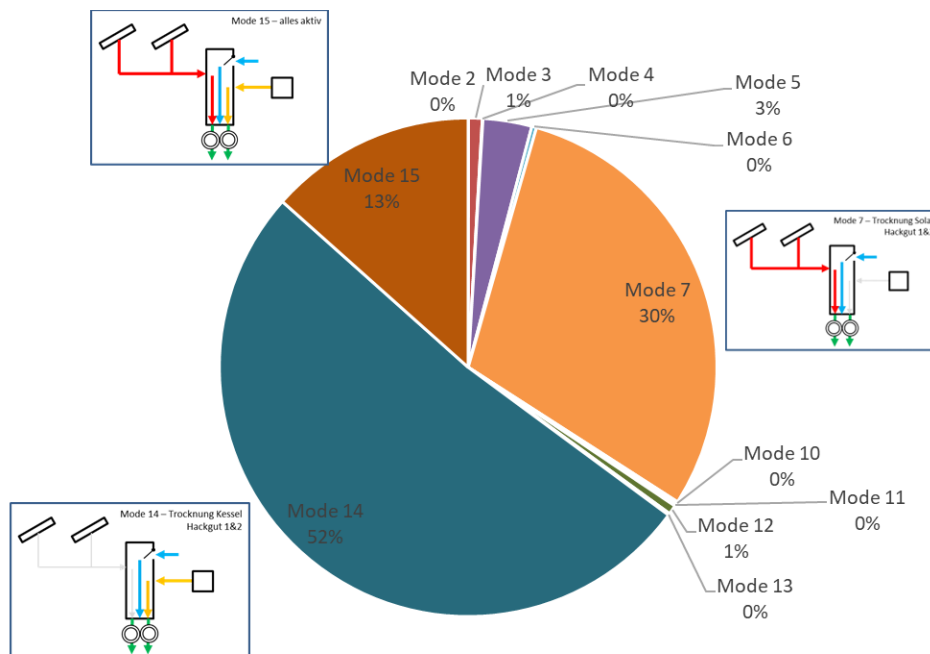


Abbildung 14: Prozentuelle Aufteilung des entzogenen Wassers nach Betriebsmodus

7.1.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 15 gibt einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen für den spezifischen Solarertrag und den Verbrauch betreffend die Anlage „Trocknungsanlage Dachs“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 779 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1.268 kWh/m² erwartet. Als durchgezogene rote Linie ist der gemessene Ertrag aus der Luftkollektoranlage dargestellt. Dieser lag in der Monitoringperiode mit 480 kWh/m²a (bezogen auf die Aperturfläche) etwa 38 % hinter der Prognose zurück. Die Abweichung ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass in Planung und Simulation ein

ausschließlich solarer Trocknungsprozess konzipiert gewesen war, im Zuge der Umsetzung jedoch der Bestands-Biomassekessel in die Trocknungsanlage eingebunden wurde. Die Einstrahlung lag im Monitoringzeitraum mit 1.246 kWh/m² im Bereich der Prognose.

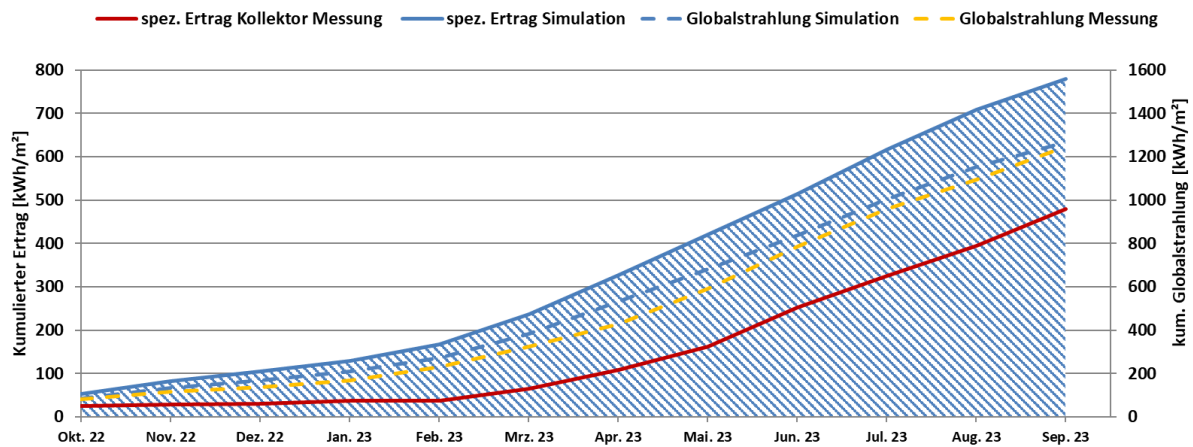


Abbildung 15: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Trocknungsanlage Dachs“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 155,8 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 16 zu entnehmen. In der Betrachtungsperiode lag der gemessene Verbrauch mit 126,8 MWh rund 19 % hinter der Prognose zurück.

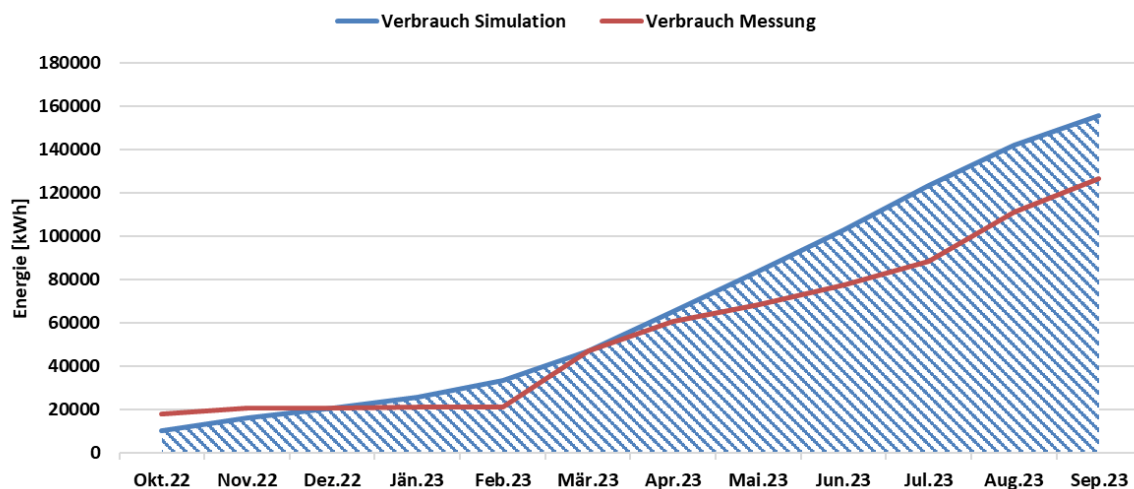


Abbildung 16: Prognostizierter und gemessener Verlauf des Verbrauchs für die Anlage „Trocknungsanlage Dachs“

Laut Simulationsrechnung aus der Planungsphase liegt der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) bei 100%. Durch die nachträgliche Einbindung der Nachheizung fiel im Betrachtungszeitraum der solare Deckungsgrad mit 33% deutlich geringer aus (Abbildung 17).

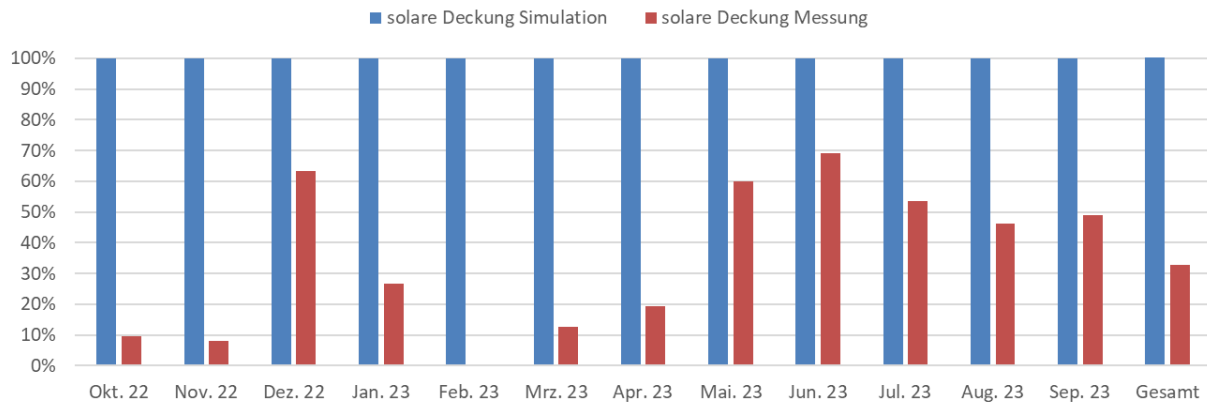


Abbildung 17: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „Trocknungsanlage Dachs“

7.1.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

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

In Abbildung 18 sind die monatlichen Laufzeiten der Betriebsmodi in Stunden pro Monat (ohne Stillstandszeiten) bzw. in Anteil an der Gesamtlaufzeit (hier: blau = AUS) dargestellt. Aufgrund der hohen Anzahl der möglichen Modi wurden diese wie folgt zusammengefasst:

Name	Zusammengeführte Modi
Solar	3, 5, 7
Kessel	10, 12, 14
Mischmodus	11, 13, 15
Umluft	2, 4, 6
Nicht sinnvoll	1, 8, 9

Entsprechend den jahreszeitbedingten Einstrahlungsverhältnissen hat die Solaranlage in den Monaten Mai bis September ihre längsten Laufzeiten. Sie ist mit Ausnahme von Februar ganzjährig in Betrieb. Auch die Nachheizung war ganzjährig (mit Ausnahme von Dezember und Februar) in Betrieb, jedoch mit teilweise deutlich längeren Laufzeiten. Dies schlägt sich auch in den Mengen ausgetriebenen Wassers nieder. Die nicht-sinnvollen Modi traten – mit Ausnahme von Oktober und September – de facto nie auf.

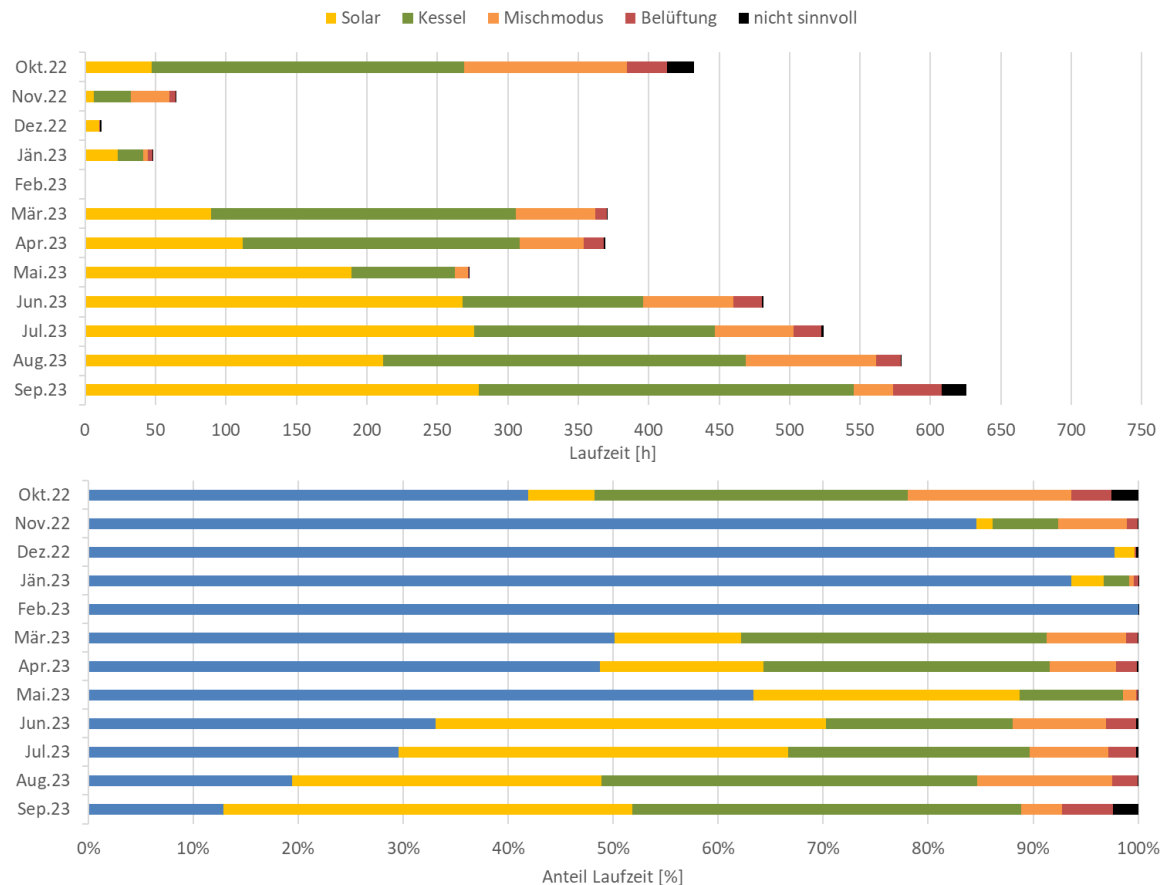


Abbildung 18: Monatliche Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi in Stunden (oben) bzw. in Anteil an der gesamten Laufzeit pro Monat (unten) in der Monitoringperiode

Im Folgenden werden die am häufigsten aufgetretenen Betriebsmodi genauer analysiert. Für die Analyse der Anlage wird als neuer Ansatz auf eine neue Kennzahl zurückgegriffen: auf den u_{gl} -Wert. Der u_{gl} -Wert beschreibt die Holzgleichgewichtsfeuchte, also den Grad der Feuchtigkeit, den Holz bei bestimmten Temperatur- und Luftfeuchtigkeitsbedingungen im Gleichgewicht annimmt. Die Abhängigkeit zwischen dem Feuchtegleichgewicht für Holz und dem Zustand der Umgebungsluft wird in sogenannten UGL-Diagrammen dargestellt. Das dahinterliegende 1987 entwickelte mathematische Modell¹ wurde 2003² um einige Koeffizienten auf folgende Formel erweitert:

$$u_{gl} = e^{(a_0 + a_1 \varphi + a_2 \varphi^2 + a_3 \varphi^3 + a_4 T + a_5 T^2 + a_6 \varphi T)}$$

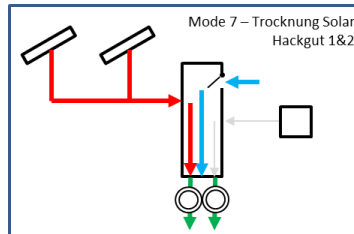
u_{gl}	Gleichgewichtsfeuchte in %
φ	relative Luftfeuchte in %
e	Eulersche Zahl
T	Temperatur in K
a_0	Koeffizient = -0,191897602
a_1	Koeffizient = 0,115836422
a_2	Koeffizient = -0,001836422
a_3	Koeffizient = 0,000010578
a_4	Koeffizient = -0,003810430
a_5	Koeffizient = -0,000054243
a_6	Koeffizient = 0,000049325

¹ Greubel, D., & Drewes, H. (1987). Ermittlung der Sorptionsisothermen von Holzwerkstoffen bei verschiedenen Temperaturen mit einem neuen Messverfahren. Fraunhoferinstitut für Holzforschung, Braunschweig.

² Fortuin, G. (2003). Anwendung mathematischer Modelle zur Beschreibung der technischen Konvektionstrocknung von Schnittholz. Universität Hamburg.

Der u_{gl} -Wert steigt mit höherer relativer Luftfeuchte und sinkt mit höherer Temperatur. Vereinfacht kann man sagen, dass Luft mit niedrigerem u_{gl} -Wert ein höheres Trocknungspotential hat. Daher ist der Wert ein gutes Werkzeug zur Beurteilung eines Trocknungsvorgangs.

Modus 7 - Reiner Solarbetrieb



In Modus 7 werden beide Trocknungsroste mit Solarwärme beschickt. Beim betrachteten Tag in Abbildung 19 handelt es sich um einen schönen Tag mit guter Einstrahlung bis rund 1000 W/m^2 . Die Trocknungsanlage ist über den gesamten dargestellten Zeitraum in Betrieb. Von Mitternacht bis ca. 4 Uhr früh wird die Trocknungsluft durch den Biomassekessel aufbereitet (Modus 12). Wie man dem Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme der Trocknungsventilatoren (Pel_Hackgut_1_2, grün) entnehmen kann, ist zunächst nur ein Trocknungsrost in Betrieb (in Übereinstimmung mit Modus 12). In diesem Zeitraum wird trotz fehlender Einstrahlung immer wieder kurz der Solarventilator eingeschaltet. Die Ursache dafür sind kurze Anstiege in der Kollektortemperatur (pink). Es ist davon auszugehen, dass der Sensor aufgrund von Fehlströmungen im System reagiert. Die Laufzeiten sind aber so kurz, dass es keinen Einfluss auf die Systemperformance gibt. Ab 7:40 Uhr bei einer Kollektortemperatur von rund 48 °C geht das System in Modus 7 und bleibt dort im Wesentlichen bis 17:14 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt fällt die Kollektortemperatur unter $30,6 \text{ °C}$. Über den Tagesverlauf wird immer wieder kurz ein Input durch den Kessel aktiviert (Modus 15). Die Gründe hierfür sind aus den Messdaten nicht erkennbar, allerdings zeigt der Verlauf der u_{gl} -Werte in der Mischkammer (Grafik ganz unten), dass das Zuschalten der Luftqualität nicht zuträglich ist (u_{gl} -Wert steigt kurz an). Daher sollte dies nach Möglichkeit unterbunden werden. Ansonsten ist dieser exemplarische Tag völlig unauffällig und die Anlage funktioniert gut. Generell zeigt der Verlauf der u_{gl} -Werte deutlich, dass die Konditionierung der Außenluft (hellblau) sowohl durch die Solaranlage (rot) als auch den Kessel (orange) bestens funktioniert. Die Feuchtigkeitsaufnahme durch die konditionierte Luft ist exemplarisch an UGL_Dachs_nachTrocknung_1 (grün) gut erkennbar.

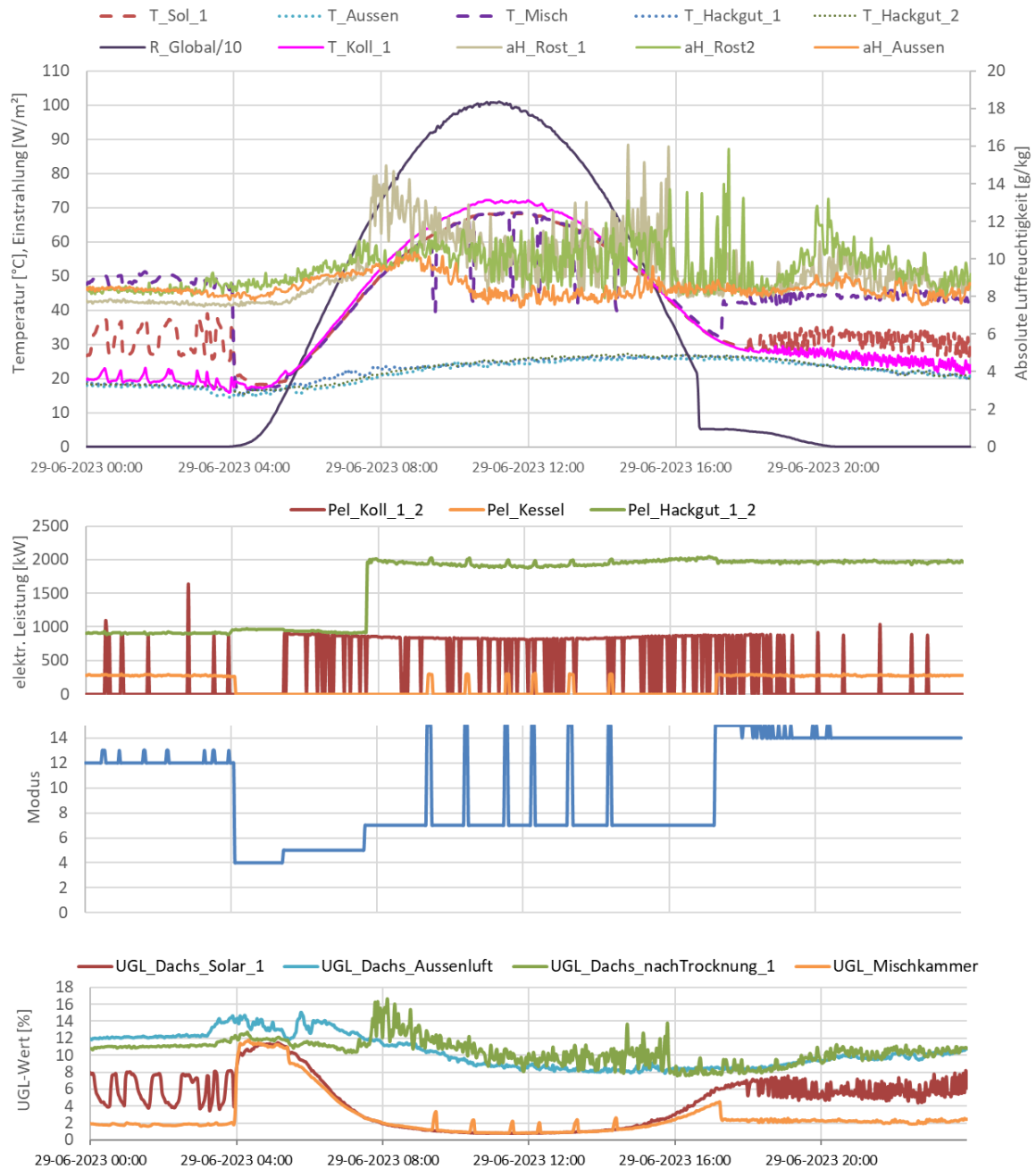
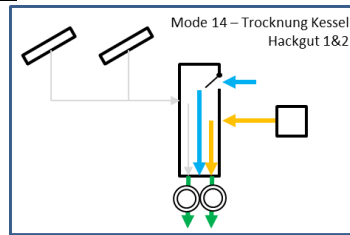


Abbildung 19: oben: Verlauf der relevanten Systemtemperaturen, absoluten Luftfeuchten und der Globalstrahlung in Kollektorebene; mitte oben: Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme der Systemventilatoren; mitte unten: Modus; unten: Verlauf der u_{gl} -Werte von Außenluft, solar erwärmter Luft, Luft in der Mischkammer sowie der Luft nach dem Hackgut (29.6.2023)

Modus 14 - Reiner Kesselbetrieb



In Abbildung 20 ist ein einstrahlungsarmer Tag dargestellt (15.10.2022) an dem der Trocknungsbetrieb praktisch ausschließlich mit dem Kessel stattfindet. Der durchgehende Modus 14 zeigt einen stabilen Betrieb ohne Auffälligkeiten. Anhand des Verlaufs der absoluten Luftfeuchten (aH_Aussen , aH_Rost_1 , aH_Rost_2) einerseits und den u_{gl} -Werten andererseits ist zu erkennen, dass tatsächlich ein Massentransport von Wasser bzw. ein Trocknungsprozess stattfindet. Interessant ist der Zeitraum zwischen 15 und 15:30 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt wird der Ventilator für Trocknungskammer 2 abgeschaltet und das System geht in Modus 10. Kurz darauf wird Modus 12 aktiviert, sprich Trocknungsventilator 2 wird ein und Trocknungsventilator 1 wird abgeschaltet. Dieser Wechsel erzeugt offenbar eine Art Rückstau von warmer Trocknungsluft bis in die Solaranlage, wodurch die Kollektortemperatur sprunghaft ansteigt. Dadurch wiederum wird der Solarventilator aktiviert, obwohl die Kollektortemperatur wesentlich (rund 20 K) unter der Mischkammertemperatur liegt. Für diese Theorie spricht auch der Verlauf der u_{gl} -Werte. Da zu diesem Zeitpunkt kaum Einstrahlung vorhanden ist, sollte dieses Verhalten vermieden werden. Eine Möglichkeit dafür wäre, in den Solarkanal eine Art Rückschlagklappe zu installieren.

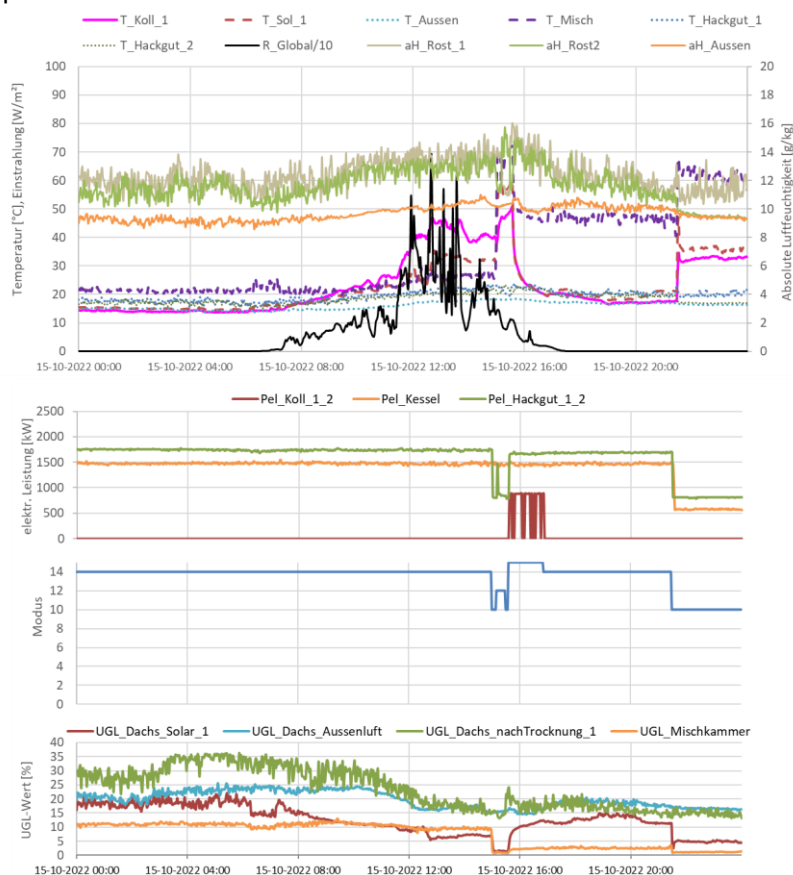
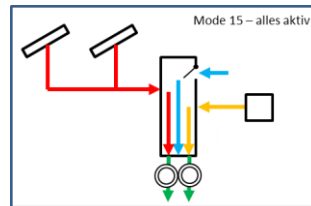


Abbildung 20: oben: Verlauf der relevanten Systemtemperaturen, absoluten Luftfeuchten und der Globalstrahlung in Kollektorebene; mitte oben: Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme der Systemventilatoren; mitte unten: Modus; unten: Verlauf der u_{gl} -Werte von Außenluft, solar erwärmter Luft, Luft in der Mischkammer sowie der Luft nach dem Hackgut (15.10.2022)

Modus 15 - Mischmodus



In Abbildung 21 ist ein wechselhafter Tag im Oktober 2022 dargestellt, an dem über einen längeren Zeitraum der eigentlich unerwünschte Modus 15 auftritt. Zunächst läuft jedoch in den ersten 3 Stunden ab Mitternacht der Kessel und stellt Trocknungswärme für Rost 1 zur Verfügung (Modus 10). Auch in diesem Zeitraum ist ein gewisser Einfluss auf die Solaranlage feststellbar, da die Kollektortemperatur und die Solarlufttemperatur trotz stillstehendem Solarventilator deutlich über Außentemperatur liegen. Allerdings wird offenbar der Schwellwert für das Zuschalten der Solaranlage nicht erreicht. Zwischen 3 und 9 Uhr schaltet der Kessel ab und zunächst wird Trocknungsrost 1 im Umluftbetrieb für etwa 3 Stunden betrieben (Modus 2), danach wird auf Trocknungsrost 2 für ebenfalls 3 Stunden gewechselt (Modus 4). Der Verlauf der u_{gl} -Werte zeigt, dass Modus 2 und Modus 4 zu hinterfragen sind. Denn der u_{gl} -Wert in der Mischkammer liegt in diesem Zeitraum über jenem nach den jeweiligen Trocknungsrosten. Das heißt effektiv, dass die Luft feuchter in das Trocknungsgut hineingeht, als sie herauskommt bzw. dass das Trocknungsgut befeuchtet wird. Bei gegenständlicher Anlage lag im Umluftbetrieb (Modus 2, 4 und 6) der u_{gl} -Wert in der Mischkammer immer über jenem nach dem Trocknungsgut. Daher erscheinen diese Modi ausschließlich aus Sicht des Trocknens nicht sinnvoll.

Aufgrund der guten Einstrahlung zu Tagesbeginn steigt die Kollektortemperatur relativ schnell bis 8 Uhr auf rund 50 °C an, die Solaranlage geht allerdings erst gegen 10 Uhr in Betrieb. Zu diesem Zeitpunkt ist das System in Modus 7 (solare Trocknung). Dieser Zustand hält für 8 Minuten an, dann wird der Kessel dazugeschaltet und das System ist in Modus 15. Ursache für das Zuschalten des Kessels könnte der Abfall der Kollektortemperatur auf rund 50 °C sein. Die Lufttemperatur in der Mischkammer liegt bei Solarbetrieb immer im Bereich der Solartemperatur, nach Zuschalten des Kessels naturgemäß etwas darüber. Die Analyse anhand der u_{gl} -Werte zeigt jedoch, dass der Kesselbetrieb die Trocknungsfähigkeit der Luft nicht wesentlich verbessert. Daher empfiehlt das Team der Begleitforschung Modus 15 plangemäß nach Möglichkeit zu vermeiden.

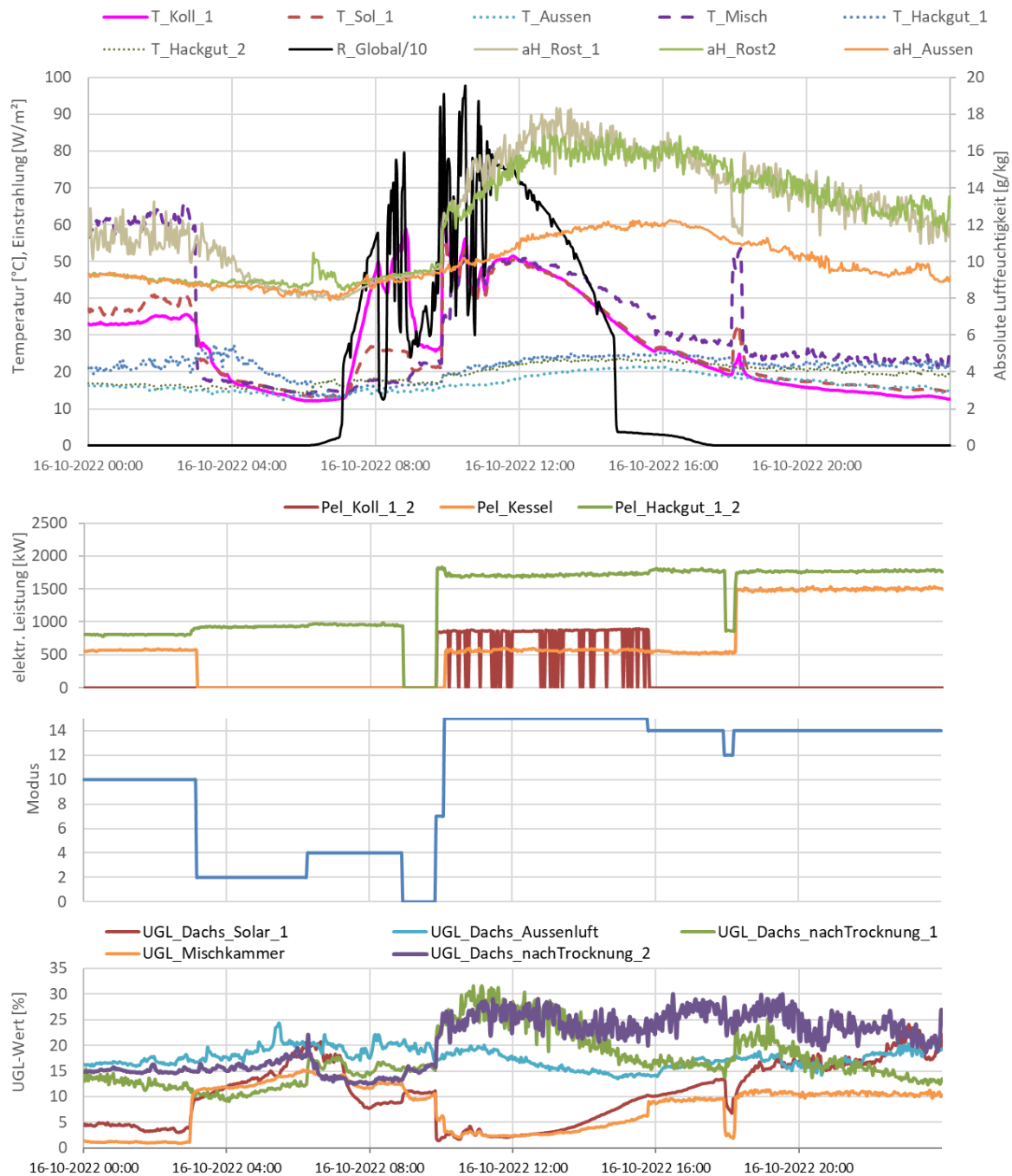


Abbildung 21: oben: Verlauf der relevanten Systemtemperaturen, absoluten Luftfeuchten und der Globalstrahlung in Kollektorebene; mitte oben: Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme der Systemventilatoren; mitte unten: Modus; unten: Verlauf der u_{gl} -Werte von Außenluft, solar erwärmter Luft, Luft in der Mischkammer sowie der Luft nach dem Hackgut (16.10.2022)

In Abbildung 22 sind die Laufzeiten der aggregierten Modi über der Tageszeit aufgetragen. Zunächst ist feststellbar, dass der Kessel primär in den Nachtstunden und die Solaranlage primär tagsüber aktiv ist. Wie die Detailanalysen oben gezeigt haben, führen Fehlströmungen im System dazu, dass die Solaranlage auch immer wieder in den Nachtstunden aktiv ist. Dies ist auch in dieser Darstellung feststellbar. Im Gegenzug ist der Kessel auch tagsüber aktiv. Dies kann bei fehlender oder zu geringer Einstrahlung durchaus sinnvoll sein, bei ausreichender Einstrahlung sollte es jedoch vermieden werden. Der Umluftmodus (Belüftung) tritt primär in den frühen Morgenstunden auf. Es lässt sich

anhand der Messdaten nicht feststellen, ob es sich hier um einen gewollten Betriebszustand handelt.

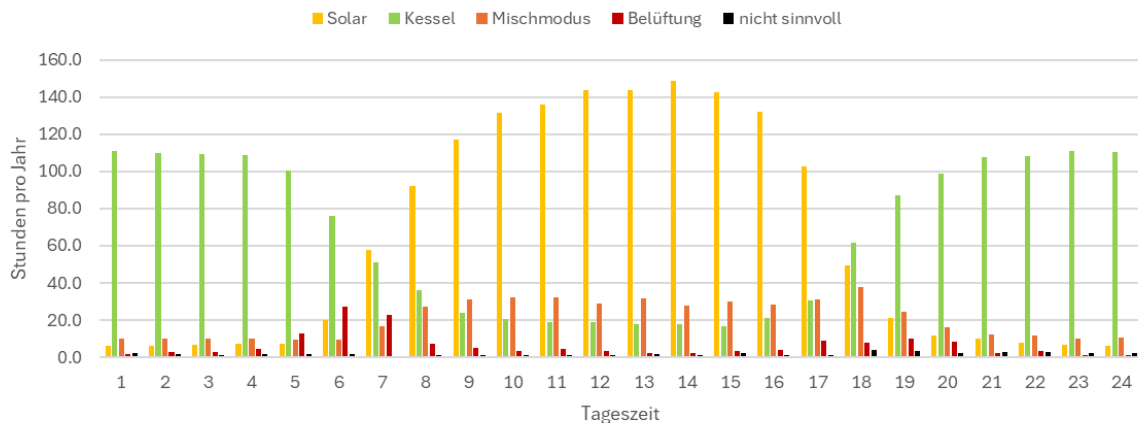


Abbildung 22: Laufzeit in Stunden pro Jahr über der Tageszeit für die Anlage Dachs

In Abbildung 23 wird der Laufzeitanteil der aggregierten Modi dem jeweiligen Anteil an ausgetriebenem Wasser direkt gegenübergestellt. Die Laufzeit der reinen Solartrocknung und jener der reinen Kesseltrocknung ist praktisch gleich, jedoch wird bei Kesselbetrieb etwa 18% mehr Wasser ausgetrieben. Dies ist vermutlich auf die über die Kessellaufzeit stabilen, höheren Temperaturen zurückzuführen. Andererseits ist der Solarbetrieb jedenfalls wirtschaftlicher (keine Brennstoffkosten) und sollte daher bevorzugt werden. Auch diese Darstellung untermauert die These, dass Umluftbetrieb kaum zur Trocknung beiträgt.

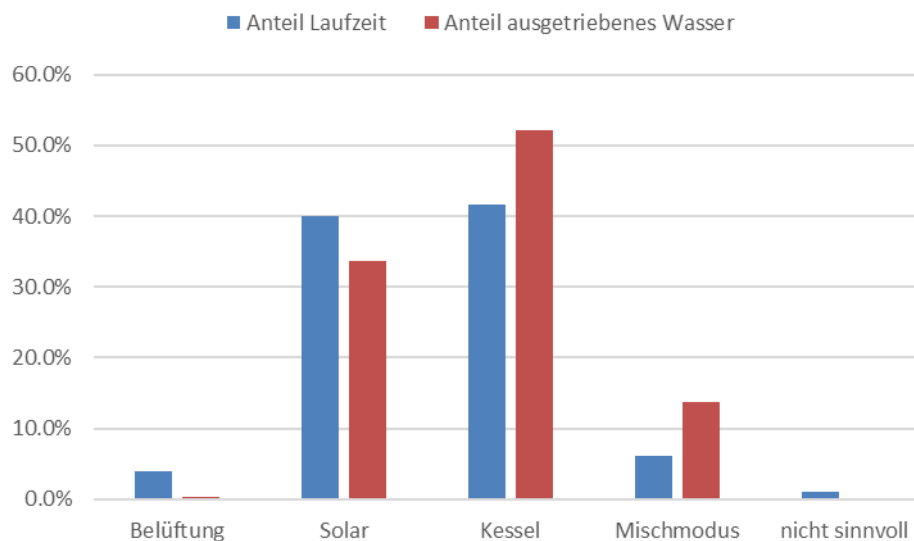


Abbildung 23: Vergleich des Laufzeitsanteils mit dem Anteil an ausgetriebenem Wasser

In Abbildung 24 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. Eine Ausnahme bildet jedoch der Kessel, denn dessen Energiemenge und Temperaturen werden durch einen Wärmezähler im Hydraulikkreis erfasst. Daher liegen die mittleren gewichteten Temperaturniveaus hier auch bei durchaus üblichen Werten von 82 °C für den Vorlauf und 55 °C für den Rücklauf. Die Solaranlage liefert Energie über einen großen Temperaturbereich zwischen ca. 20 °C und 70 °C, der gewichtete Mittelwert

liegt bei 46 °C. Damit deckt sich der solare Temperaturbereich gut mit jenem für die Trocknung aufgewendeten, welcher im gewichteten Mittelwert bei ca. 28 °C liegt. Aus exergetischer Sicht ist der Solarbetrieb dem Kesselbetrieb jedenfalls vorzuziehen.

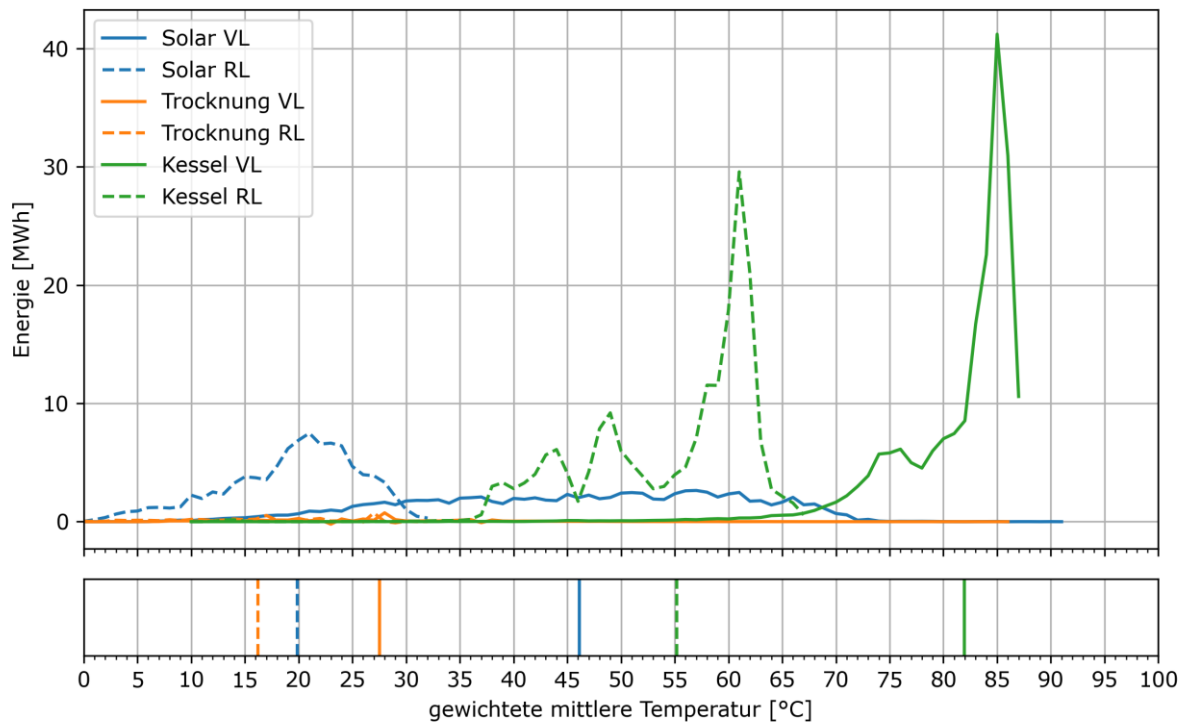


Abbildung 24 Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) im Monitoringzeitraum

7.1.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage kann als sehr stabil bezeichnet werden. Obwohl die Einstrahlung im Betrachtungszeitraum im Bereich der Prognose lag, wurde ein um rund 38 % geringerer Solarertrag gemessen. Dies liegt einerseits am etwas geringeren Verbrauch und andererseits an der Einbindung eines Biomassekessels, welcher in der Planungsphase noch nicht berücksichtigt wurde. Aus dem gleichen Grund konnte auch keine vollständige solare Deckung, sondern über das Jahr gesehen nur eine solare Deckung von 33% erreicht werden. In den Monaten Mai bis September lag der solare Deckungsgrad zwischen knapp 50% und 70%.

Der Anteil am ausgetriebenen Wasser aus dem Trocknungsgut ist ähnlich verteilt wie der solare Deckungsgrad: 52% wurden allein durch den Kessel ausgetrieben, 30% allein durch die Solaranlage und 13% durch Kessel und Solaranlage gemeinsam. Die Detailanalyse hat jedoch gezeigt, dass dieser gemeinsame Betrieb (Modus 15) nicht empfehlenswert ist, denn er hat eine schlechtere Trocknungseffizienz als die getrennten Modi.

Weiters konnte gezeigt werden, dass ein Umschalten zwischen den Trocknungsboxen einen Rückstau in die Solaranlage verursacht und damit einen fehlerhaften Solarbetrieb in den Nachtstunden induziert. Es wird empfohlen, diesen Rückstau durch bauliche Maßnahmen (z.B. Einbau einer Rückschlagklappe) zu unterbinden.

7.2 Diözesane Immobilien Stiftung - Stift Gleink, OÖ

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Stift Gleink
<u>Adresse:</u>	4407 Steyr-Gleink
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	257,04 m ² PVT-Kollektoren (IS-2 Power Pro Smart) (142,8 m ² im Hof errichtet, 114,24 m ² dachparallel)
<u>Neigung:</u>	Hofanlage: 37° Dachanlage: 25°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	Hofanlage: 180° (Süd) Dachanlage: 78° (12° aus Ost nach Nord)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4x 1.600 Liter Pufferspeicher 2.000 m ² Erdspeicher (zweilagig, je 1.000 m ²)
<u>Nachheizungssystem:</u>	2 Sole/Wasser-Wärmepumpen (je 60 kW) Gaskessel (125 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	24% (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	225 kWh/m ² a thermisch 179 kWh/m ² a elektrisch (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit November 2023 beendet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Diözesane Immobilien Stiftung hat im Jahr 2021 in Steyr-Gleink (OÖ) ein denkmalgeschütztes Stiftsgebäude saniert. Im Zuge der Sanierung wurden die erdberührten Böden vollständig abgebaut und tiefer ausgekoffert, um dort den insgesamt ca. 1.000 m² großen, zweilagigen Erdspeicher (Abbildung 26) errichten zu können. Als Versorgungskonzept kommt ein Energiekonzept der Firma BES Building Energy Solutions GmbH zum Einsatz. Zwei 60 kW Wärmepumpen - ergänzt um einen 125 kW Gaskessel - sollen das Niedertemperatursystem versorgen. Aufgrund des Denkmalschutzes wurden die rund 257 m² PVT-Hybridkollektoren teilweise im Garten (143 m²) und teilweise am Dach des angrenzenden Gebäudes (114 m²; Abbildung 25) errichtet. Der solarthermische Ertrag soll einerseits direkt für die Unterstützung der Heizwärmeversorgung des Gebäudes dienen. Des Weiteren wird mit der Solarwärme der Erdspeicher regeneriert. Insbesondere in den einstrahlungsreichen Monaten soll diese aktive Kühlung der Hybridkollektoren zu einer elektrischen Ertragssteigerung führen.

Das Gebäude beherbergt im Erdgeschoss ausschließlich Kunstgutlager, Archive und Werkstätten.



Abbildung 25: Ansicht der am Nebengebäude aufgestellten PVT-Kollektoren (Quelle: BES)

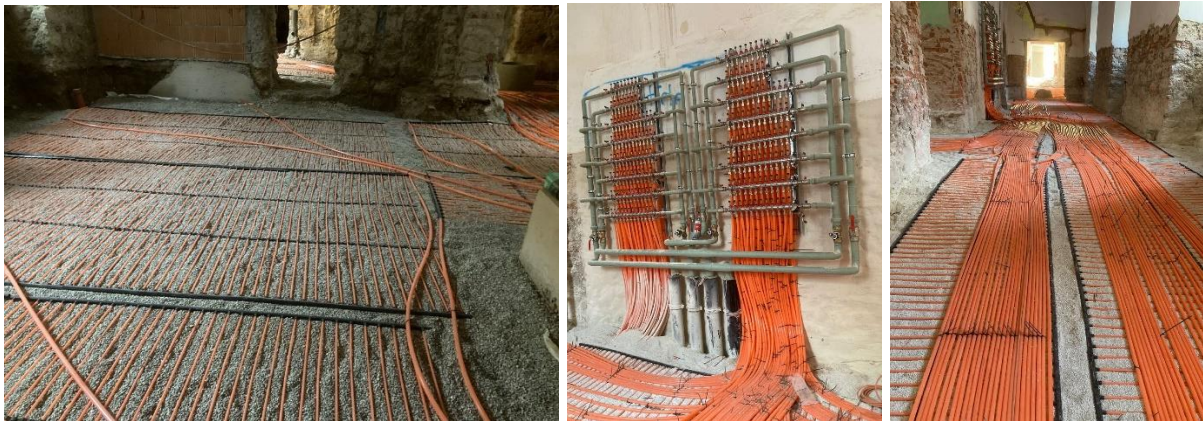


Abbildung 26: Erdspeicher im Erdgeschoß (Quelle: BES)

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem der Anlage „Stift Gleink“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 27 dargestellt.

Die Beheizung des Gebäudes erfolgt auf Niedrigtemperaturniveau über 4 1.600 Liter Pufferspeicher. Die Pufferspeicher werden primär über zwei 60 kW Erdwärmepumpen versorgt. Die Erdwärmepumpen nutzen als Quelle einen ca. 1.000 m² großen, zweilagigen Erdspeicher (2.000 m² effektiv), welcher sich unter dem Gebäude befindet. Durch die Regeneration des Erdspeichers über die thermische Leistung der PVT-Anlage, wird eine Quellen-Vorlauftemperatur von min. 10°C erwartet. Die PVT-Anlage kann auch Wärme direkt an die Pufferspeicher liefern.

Der Bestands-Gaskessel steht weiterhin als Notsystem zur Verfügung.

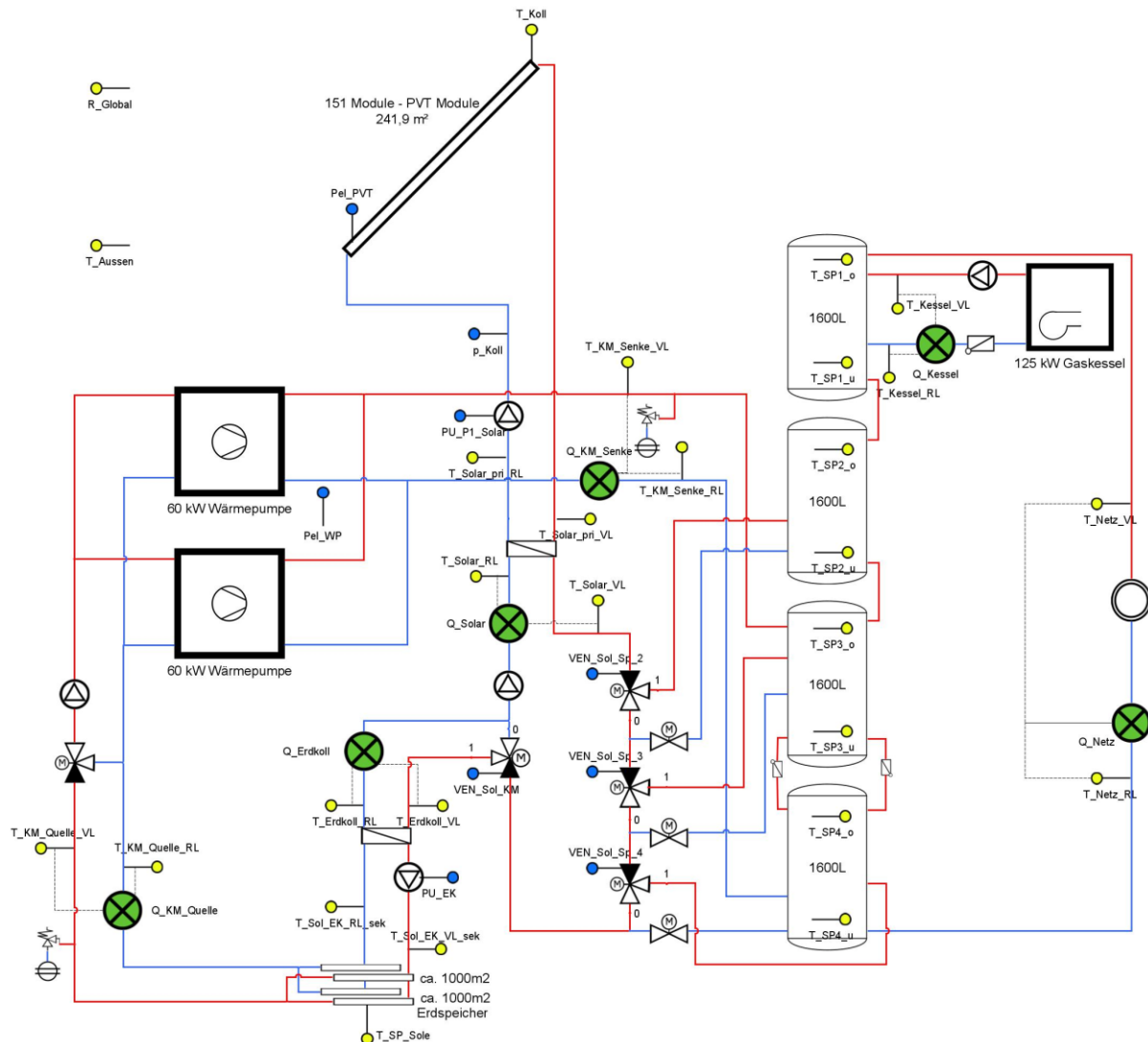


Abbildung 27: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Stift Gleink“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solaranlage

R_Global	Globalstrahlung in Kollektorebene
T_Koll	Kollektorfühler
T_Solar_pri_VL	Solar Vorlauf Primär
T_Solar_pri_RL	Solar Rücklauf Primär
Q_Solar	Energie Solar
V_Solar	Volumen Solar
T_Solar_VL	Vorlauftemperatur Solar
T_Solar_RL	Rücklauftemperatur Solar
p_Koll	Druckfühler Solar
PeI_PVT	PV Ertrag Solar

Sole-Wasser-Wärmepumpen

Q_KM_Quelle	Energie Wärmepumpe Quelle
V_KM_Quelle	Volumen Wärmepumpe Quelle
T_KM_Quelle_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Quelle
T_KM_Quelle_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Quelle
Q_KM_Senke	Energie Wärmepumpe Senke
V_KM_Senke	Volumen Wärmepumpe Senke
T_KM_Senke_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Senke
T_KM_Senke_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Senke
Qel_WP	Elektrische Energie Wärmepumpe
PeI_WP	Elektrische Leistung Wärmepumpe

Pufferspeicher

T_SP1_o	Heizungspuffertemperatur 1 oben
T_SP1_u	Heizungspuffertemperatur 1 unten
T_SP2_o	Heizungspuffertemperatur 2 oben
T_SP2_u	Heizungspuffertemperatur 2 unten
T_SP3_o	Heizungspuffertemperatur 3 oben
T_SP3_u	Heizungspuffertemperatur 3 unten
T_SP4_o	Heizungspuffertemperatur 4 oben
T_SP4_u	Heizungspuffertemperatur 4 unten
VEN_Sol_SP2	Ventilstellung Pufferladung Solar Speicher 2
VEN_Sol_SP3	Ventilstellung Pufferladung Solar Speicher 3
VEN_Sol_SP4	Ventilstellung Pufferladung Solar Speicher 4

Gaskessel

Q_Kessel	Energie Gaskessel
V_Kessel	Volumen Gaskessel
T_Kessel_VL	Vorlauftemperatur Gaskessel
T_Kessel_RL	Rücklauftemperatur Gaskessel

Erdspeicher

Q_Erdkoll	Energie Beladung Erdspeicher
-----------	------------------------------

V_Erdkoll	Volumen Beladung Erdspeicher
T_Erdkoll_VL	Vorlauftemperatur Beladung Erdspeicher
T_Erdkoll_RL	Rücklauftemperatur Beladung Erdspeicher
T_Sol_EK_VL_sek	Vorlauftemperatur Beladung Erdspeicher sekundär
T_Sol_EK_RL_sek	Rücklauftemperatur Beladung Erdspeicher sekundär
T_SP_Sole	Temperatur Erdspeicher
<u>Sonstiges</u>	
T_Aussen	Außentemperatur

7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 28 zeigt die Input-Output-Bilanz der Anlage „Stift Gleink“. Der Wärmeeintrag in die Pufferspeicher findet über die Solaranlage (Q-Solar-direkt, gelb), die Wärmepumpe (Q-WP, rot) sowie über den Gaskessel (Q-Kessel, violett) statt. Zusätzlich dargestellt ist noch auf Input und Output Seite der Eintrag der Solaranlage in den Erdspeicher (Q-Solar-Erdkollektor, orange bzw. Q-Erdkollektor, orange schraffiert). Als Verbraucher dient die Beheizung des Gebäudes (Q-Netz, blau).

Die Heizung war von Dezember 2022 bis Mai 2023 sowie von Oktober 2023 bis November 2023 aktiv. Im August und September 2023 gab es jeweils zwei Tage, an denen die Heizung auf aktiv war. Bis auf die Monate Dezember 2022 und Februar 2023 lag der Anteil des Gaskessels an der Heizenergie bei max. 50%. Im April, Mai und Oktober 2023 konnte fast ausschließlich über die Solaranlage und die Wärmepumpe geheizt werden.

Der Erdspeicher wurde von der Solaranlage hauptsächlich in den Monaten Mai bis September 2023 regeneriert.

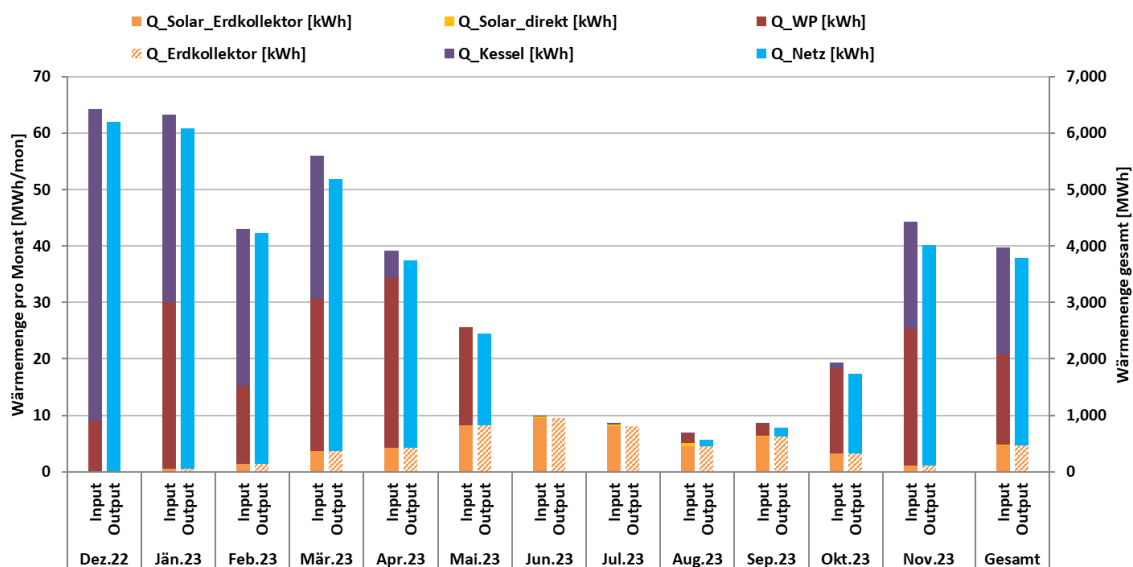


Abbildung 28: Energiebilanz der Anlage "Stift Gleink" (Dezember 2022 bis November 2023)

7.2.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 15 bis Abbildung 32) 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 „Stift Gleink“.

In Abbildung 15 ist der prognostizierte und gemessene spezifische Solarertrag sowie die Globalstrahlung in der Kollektorebene angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 428,3 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1048 kWh/m² erwartet. Die Simulation wurde für 144 Module mit einer Neigung von 45° und einer Ausrichtung von 73° aus Süd in Richtung West durchgeführt. Im Gegensatz dazu wurde in der Umsetzung die gesamte Kollektorfläche auf zwei Teilfelder aufgeteilt. Teilfeld 1 mit 85 Modulen wurde im Innenhof mit einer Neigung von 37° und südlicher Ausrichtung errichtet. Teilfeld 2 wurde auf dem Dach des anschließenden Gebäudes mit einer Neigung von 25° und östlicher Ausrichtung montiert. Außerdem kam ein etwas anderer Kollektor zum Einsatz, der im Vergleich zur Antragslegung eine höhere elektrische Leistung (330 W statt 290 W

pro Modul) aufweist. Aufgrund der geringeren Neigung und südlicheren Ausrichtung ist generell ein höherer (Jahres-)Ertrag zu erwarten. Tatsächlich lag der gemessene thermische Solarertrag mit 225 kWh/(m²a) etwa 47% unter dem erwarteten Wert. Dies ist vermutlich auf die wesentliche geringere Erdspeicherregeneration gegenüber der Prognose zurückzuführen. Der elektrische Ertrag aus Hybridkollektoranlage lag rund 12% über der Simulation, was gut mit den rund 18% höheren Einstrahlungswerte gegenüber der Prognose zusammenpasst.

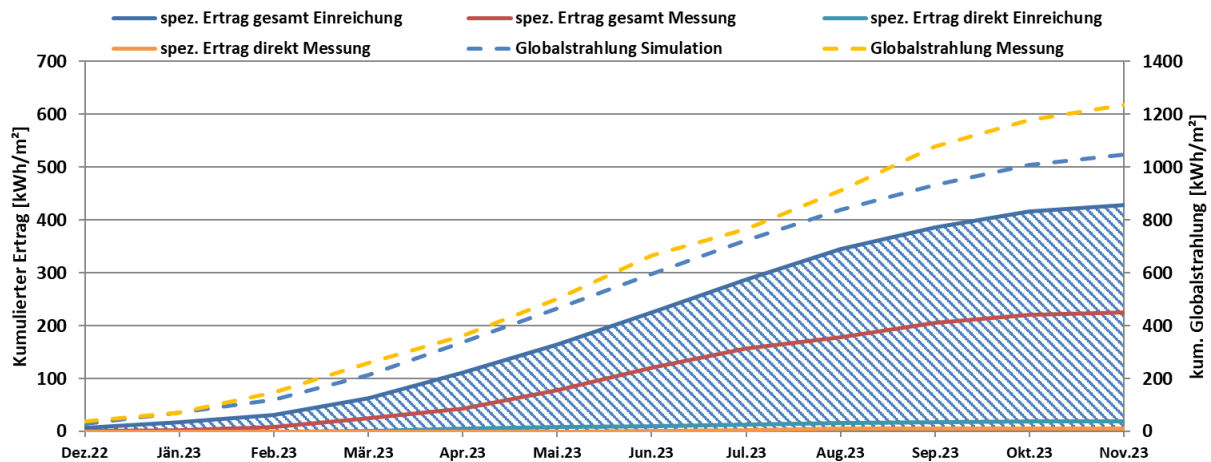


Abbildung 29: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Stift Gleink“ (Dezember 2022 bis November 2023)

In Abbildung 30 ist der monatliche Vergleich zwischen Simulation und Messung für Einstrahlung, thermischen und elektrischen Ertrag der Hybridkollektoranlage dargestellt. Der thermische Ertrag bleibt in allen Monaten deutlich hinter den Erwartungen zurück. Die Gründe hierfür werden in der Detailanalyse dargelegt. Die monatlichen elektrischen Erträge stehen nur für August bis November zur Verfügung, allerdings kann der elektrische Gesamtbetrag über die Monitoringperiode mit Hilfe der Zählerstände bestimmt werden. Der elektrische Ertrag folgt erwartungsgemäß der Einstrahlung, der elektrische Gesamtertrag liegt knapp 19% über dem prognostizierten Wert, was gut mit der um ca. 18% höheren Gesamteinstrahlung zusammenpasst. Aufgrund der deutlich geringen Laufzeit des Solarkreises gegenüber der Simulation (erkennbar am geringeren Ertrag), ist kein nennenswerter Vorteil durch Modulkühlung erkennbar.

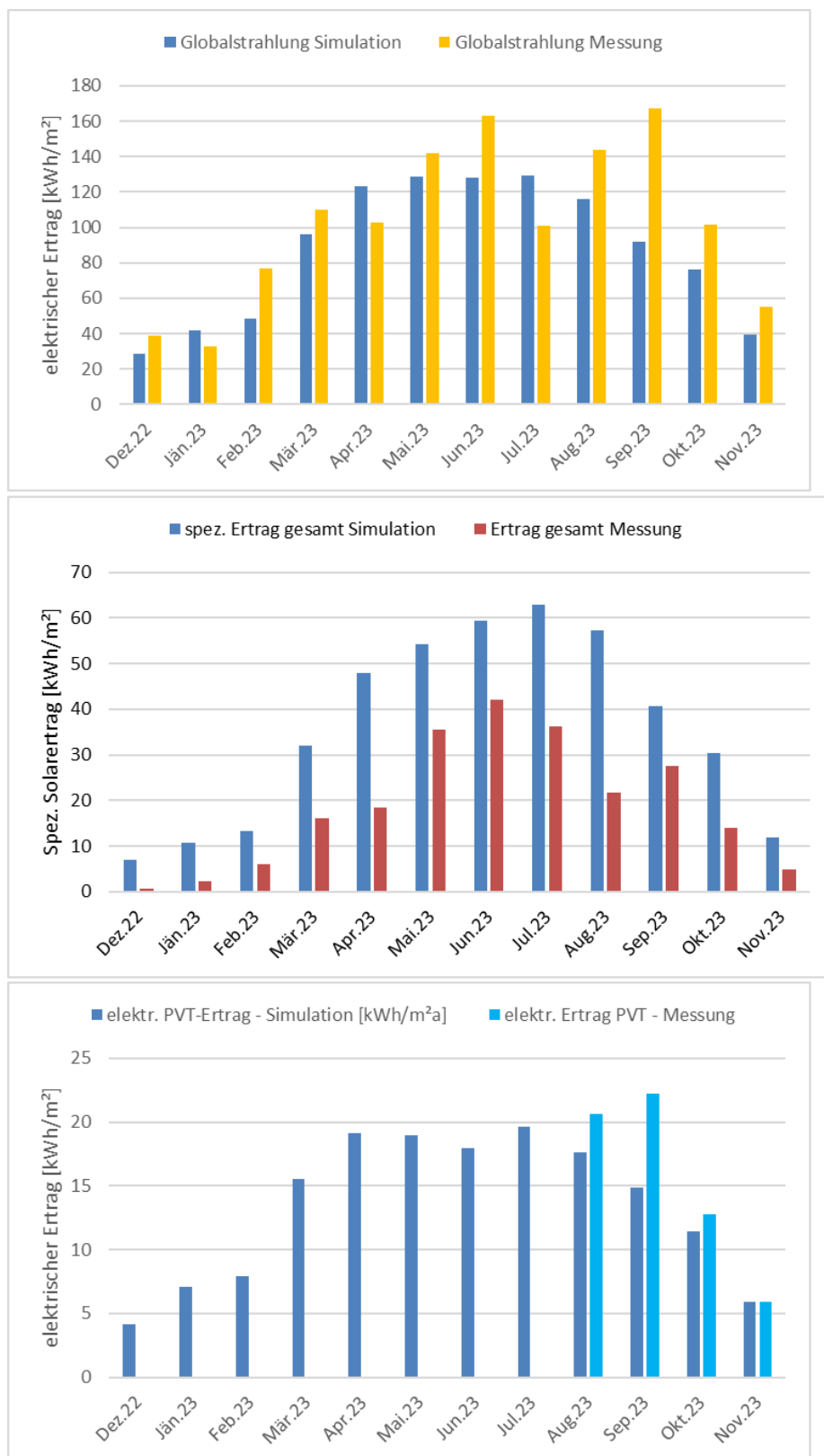


Abbildung 30: monatlicher Vergleich zwischen Simulation und Messung für Einstrahlung, thermischen und elektrischen Ertrag der Hybridkollektoranlage für die Anlage „Stift Gleink“ (Dezember 2022 bis November 2023)

Der prognostizierte sowie der gemessene solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) ist in Abbildung 31 dargestellt. Berechnet wird hier der direkte solare Deckungsgrad (Nutzung für die Raumheizung) und der indirekte solare Deckungsgrad (Regeneration des Erdspeichers + Raumheizung). Der direkte solare Deckungsgrad wurde mit 0,9% prognostiziert und lag im Monitoringjahr bei 0,4%. Der indirekte Deckungsgrad lag im Gegensatz zu den erwarteten 98% bei nur 13,4%.

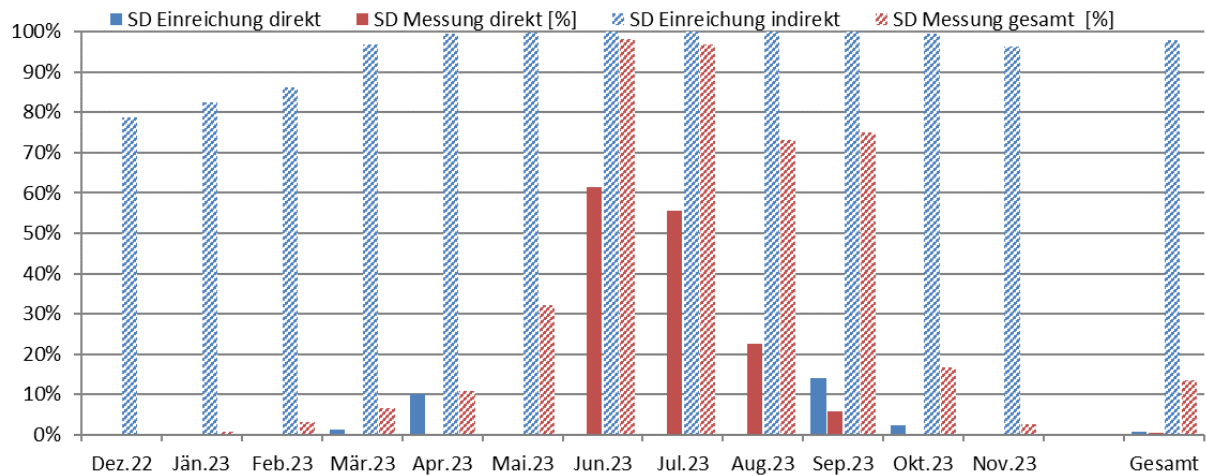


Abbildung 31: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Stift Gleink“ (Dezember 2022 bis November 2023)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Heizung wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 211,2 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher sowie der von der Wärmepumpe bereitgestellten Energie ist Abbildung 32 zu entnehmen. Der Verbrauch lag im Monitoringjahr mit 316,2 MWh etwa 50% über dem simulierten Wert. Das Wärmepumpensystem lieferte mit knapp 170 MWh rund 80% des prognostizierten Werts.

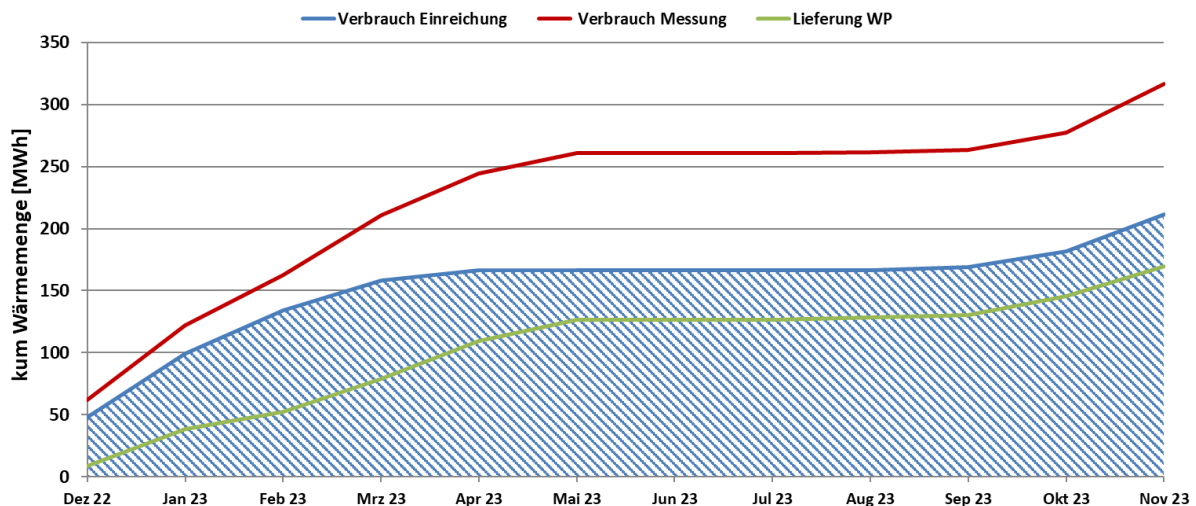


Abbildung 32: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für die Anlage „Stift Gleink“ (Dezember 2022 bis November 2023)

7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

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

Im oberen Teil der *Abbildung 33* sind die Temperaturverläufe im Solarkreis zuzüglich der Kollektortemperatur (durchgezogen), im Kesselkreis (strichliert), senkenseitig der Wärmepumpe (KM_Senke, doppelt durchgezogen) sowie die Außentemperatur und Globalstrahlung dargestellt, in der Mitte sind die relevanten Pump- und Ventilstellungen und unten die zugehörigen Leistungen dargestellt. Der Verlauf der Globalstrahlung sowie der Außentemperatur lässt auf einen wechselhaften Tag schließen. Um kurz nach 8 Uhr morgens steigt die Globalstrahlung senkrecht an, die Kollektortemperatur zeigt einen vergleichbaren Verlauf. Daraus lässt sich ableiten, dass zumindest ein Teil der Solaranlage morgens verschattet ist. Ähnliches gilt für den Einstrahlungssensor am Nachmittag, wobei hier die Kollektortemperatur flacher abfällt und daher vermutlich hauptsächlich der Einstrahlungssensor vom Schatten betroffen ist. Die Solaranlage geht ab einer Kollektortemperatur von rund 15 °C in Betrieb in speist die Energie teilweise in den Erdkollektor. Über weite Bereiche jedoch ist zwar die Solarpumpe aktiv, aber alle Ventile im Solarkreis stehen auf Position 0, womit das Medium nur im Kreis geschickt wird. Das ist auch an den geringen Temperaturdifferenzen zwischen dem solaren Vor- und Rücklauf erkennbar. Dieser Betriebsmodus sollte nach Möglichkeit vermieden werden (Einsparung von Stromkosten). Aufgrund der maximalen Kollektortemperatur von etwas über 20 °C an diesem Tag kann die Solaranlage ausschließlich den Erdspeicher bedienen. Die Wärmepumpe (KM_Senke) ist über den gesamten Tag (24 Stunden) in Betrieb. Die Laufzeit ist deutlich an den Anstiegen der Puffertemperaturen erkennbar. Tagsüber gibt es Zeiträume, wo die Solaranlage in den Erdspeicher speist und gleichzeitig die Wärmepumpen aktiv sind. Die Solarwärme wird in diesem Fall durch den Erdspeicher durchgeschliffen und steht der Wärmepumpe als Quellwärme zur Verfügung.

Auch der Wärmeverbraucher Netz ist über den ganzen dargestellten Zeitraum in Betrieb. Zwischen 5 Uhr morgens und 17 Uhr abends steigt die Leistung des Verbrauchers wesentlich an und es ist zusätzlich eine starke Taktung feststellbar, die nicht vom Betrieb der Wärmepumpen kommen kann. Ein Vergleich mit den Temperaturverläufen in der obersten Grafik zeigt, dass der Taktbetrieb als auch die Leistung vom Gaskessel kommen müssen. Der entsprechende Wärmemengenzähler erfasst zwar an diesem Tag keine Leistungen, dies ist aber als Messfehler einzuordnen. Der Verlauf der Puffertemperaturen untermauert diese Interpretation, da sich die Temperaturen in Pufferspeicher 1 mit jenen des Gaskessels und des Netzes decken und die Wärmepumpen nur Pufferspeicher 3 und 4 bedienen können.

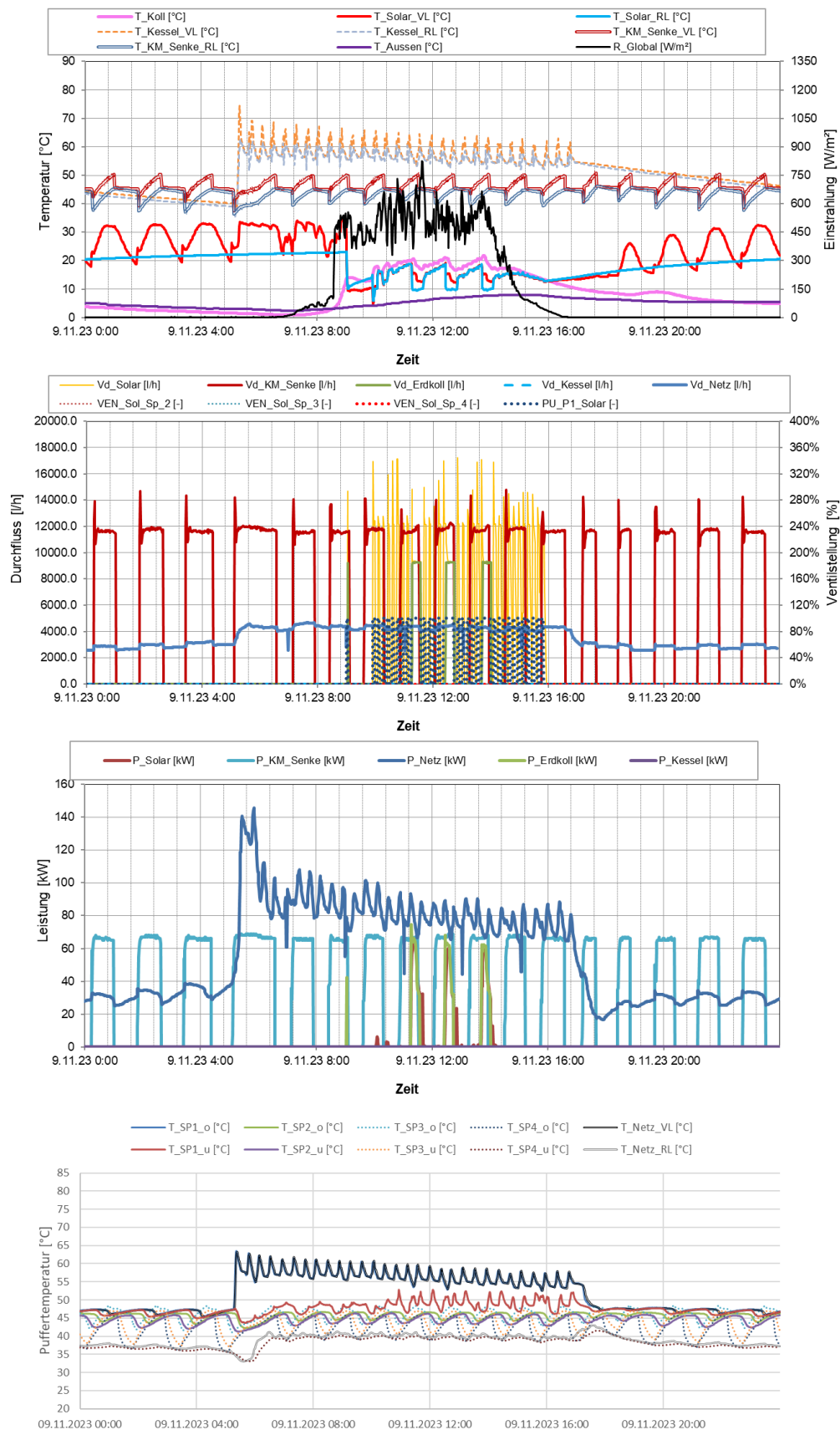


Abbildung 33: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis inkl. Kollektortemperatur, im Wärmepumpen- und Kesselkreis zuzüglich des Verlaufs der Außentemperatur und Globalstrahlung; mitte oben: Durchflüsse sowie Ventil- und Pumpenstellungen; mitte unten: Leistungen der Erzeuger und Verbraucher; unten:

Temperaturverlauf in den Pufferspeichern an einem schönen Tag im November (09.11.2023)

In Abbildung 34 sind in Ergänzung zu obigen Analysen die thermischen und elektrischen Kollektoreffizienzen (gemessene Leistung im Vergleich zur Einstrahlung auf die Kollektorfläche), der COP (thermische Leistung dividiert durch elektrische Leistungsaufnahme) der Wärmepumpen sowie Temperatur- und Leistungsverläufe dargestellt. Die solaren Effizienzwerte (thermisch und elektrisch) in den rot markierten Bereichen sind aufgrund der Verschattung des Globalstrahlungssensor nicht belastbar und müssen ignoriert werden. Der thermische Wirkungsgrad erreicht kurzfristig Werte bis knapp 60%, aufgrund der kurzen Laufzeiten kann jedoch über den thermischen Wirkungsgrad keine belastbare Aussage getroffen werden. Der elektrische Wirkungsgrad startet bei rund 15% und folgt danach im Wesentlichen der Einstrahlung über den Tag. Es kann kein Zusammenhang mit der Kollektortemperatur festgestellt werden. Der COP (coefficient of performance, zur besseren Darstellbarkeit mit 10 multipliziert) der Wärmepumpe erreicht Werte zwischen 3,2 und 4, was für die Jahreszeit ein sehr guter Wert ist.

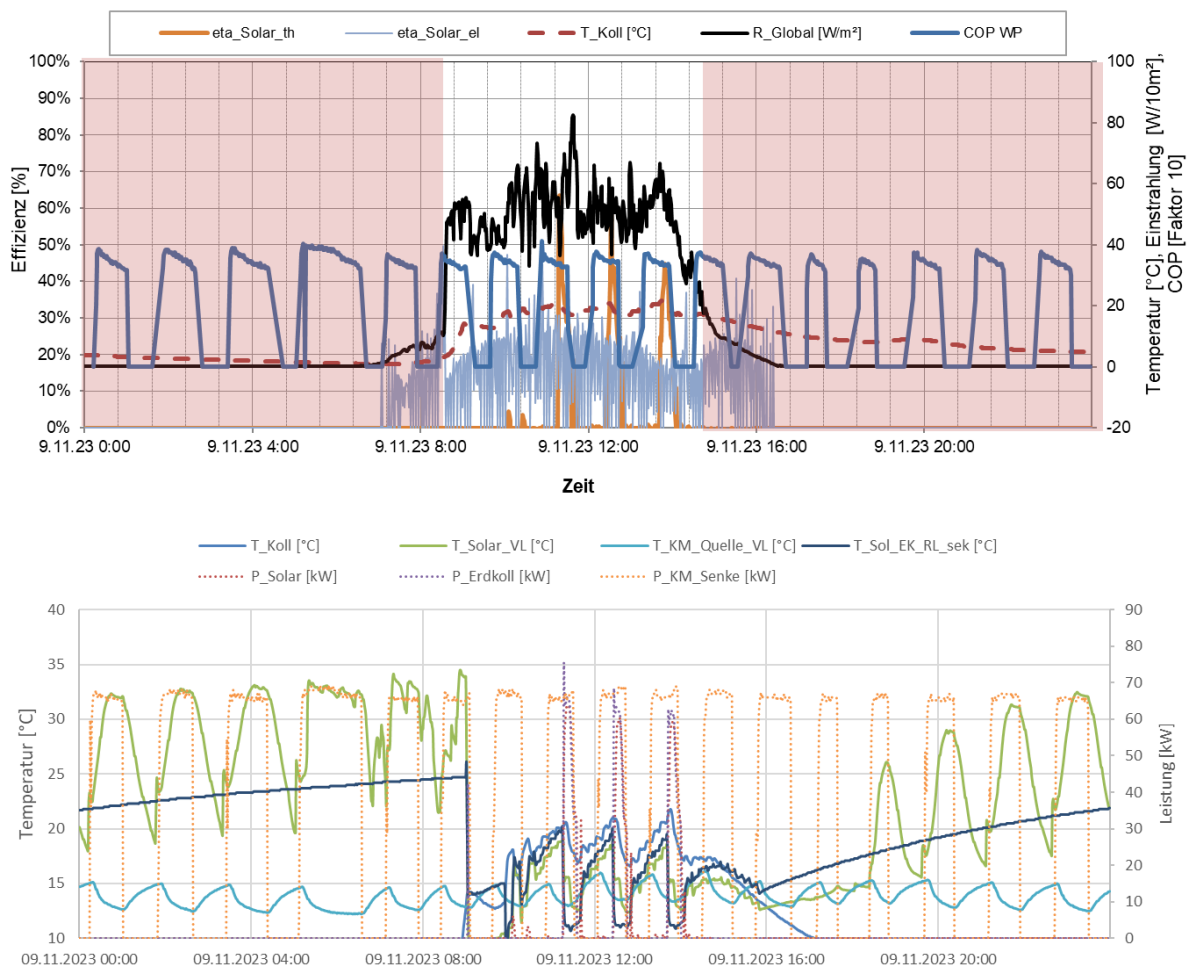


Abbildung 34: oben: thermische und elektrische Effizienz der Solaranlage, COP der Wärmepumpen; unten: Temperaturen und Leistungen für Solaranlage, Erdkollektor und Wärmepumpen am 09.11.2023

Im oberen Teil der Abbildung 35 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis zuzüglich der Kollektortemperatur (durchgezogen), im Kesselkreis (strichliert), senkenseitig der Wärmepumpe (KM_Senke, doppelt durchgezogen) sowie die Außentemperatur und Globalstrahlung dargestellt, in der Mitte sind die relevanten Pump- und Ventilstellungen und unten die zugehörigen Leistungen dargestellt. Auch im Sommer ist die morgendliche Verschattung des Einstrahlungssensors sowie der Solaranlage deutlich erkennbar. Der neuerliche Schattenwurf auf den Einstrahlungssensor am Nachmittag ist stärker ausgeprägter als im Winter. Ein Einfluss auf die Funktion der Anlage ist jedoch nicht feststellbar. Trotz der sehr guten Einstrahlung erreicht die Solaranlage maximale Kollektortemperaturen von nur 38 °C. Nachdem die Temperaturen in den Pufferspeichern immer über diesem Wert liegen, beliefert die Solaranlage auch an diesem Tag ausschließlich den Erdspeicher, was an dem parallelen Verlauf der Durchflüsse im Solar- und Erdkollektorkreis erkennbar ist. Auch an diesem Tag gibt es zu Tagesbeginn und -ende jeweils Zeiten, wo Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage aktiv sind (PU_P1_Solar, Vd_Solar), jedoch weder Pufferspeicher noch Erdspeicher bedienen. Der Netzbedarf beschränkt sich an diesem Tag auf den Vormittag und kann vollständig von den Wärmepumpen mit Hilfe der Pufferspeicher gedeckt werden. Im Zeitraum zwischen 9 Uhr und 11:30 Uhr läuft gleichzeitig mit der Wärmepumpe auch die Solaranlage und stellt damit quasi die Wärmequelle für die Wärmepumpen dar.

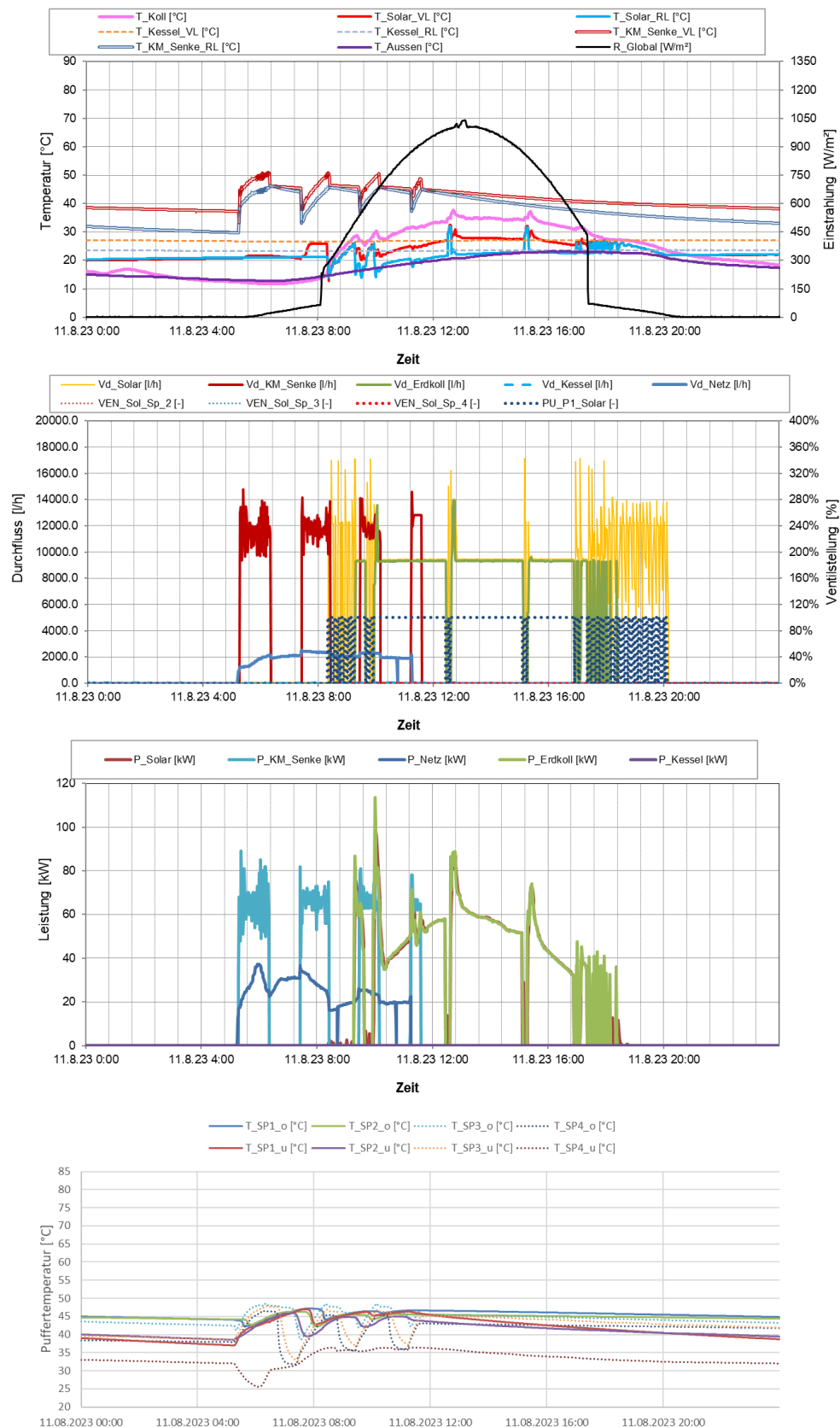


Abbildung 35: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis inkl. Kollektortemperatur, im Wärmepumpen- und Kesselkreis zuzüglich des Verlaufs der Außentemperatur und Globalstrahlung; mitte oben: Durchflüsse sowie Ventil- und Pumpenstellungen; mitte unten: Leistungen der Erzeuger und Verbraucher; unten: Temperaturverlauf in den Pufferspeichern an einem schönen Tag im August (11.08.2023)

In Abbildung 36 sind in Ergänzung zu obigen Analysen die thermischen und elektrischen Kollektoreffizienzen (gemessene Leistung im Vergleich zur Einstrahlung auf die Kollektorfläche), der COP (thermische Leistung dividiert durch elektrische Leistungsaufnahme) der Wärmepumpen sowie Temperatur- und Leistungsverläufe dargestellt. Die solaren Effizienzwerte (thermisch und elektrisch) in den rot markierten Bereichen sind aufgrund der Verschattung des Globalstrahlungssensor nicht belastbar und müssen ignoriert werden. Der Verlauf der thermischen und elektrischen Effizienzen ist jenen des Wintertags durchaus vergleichbar. Der thermische Wirkungsgrad erreicht kurzfristig Werte bis knapp 60%, größtenteils liegt die Effizienz bei rund 23%. Der elektrische Wirkungsgrad startet bei rund 30% und nimmt über den Tag hin langsam auf rund 20% ab. Es ist ein gewisser Zusammenhang mit der Kollektortemperatur erkennbar (höhere Kollektortemperatur führt zu geringerem elektrischem Ertrag). Der COP (coefficient of performance, zur besseren Darstellbarkeit mit 10 multipliziert) der Wärmepumpe erreicht Werte zwischen 3 und 4,5. Bei den ersten beiden Betriebszeiten des Tages dient ausschließlich der Erdspeicher als Wärmequelle, bei den Betriebsfenstern mit vorhandener Einstrahlung läuft zeitgleich die Solaranlage und leistet so einen Beitrag zur Quellenenergie. An diesem Tag ist kein Unterschied im COP aufgrund unterschiedlicher Quellen feststellbar. Der Grund hierfür liegt im vergleichbaren Temperaturniveau quellseitig der Wärmepumpe ($T_{KM_Quelle_VL}$) während des Wärmepumpenbetriebs.

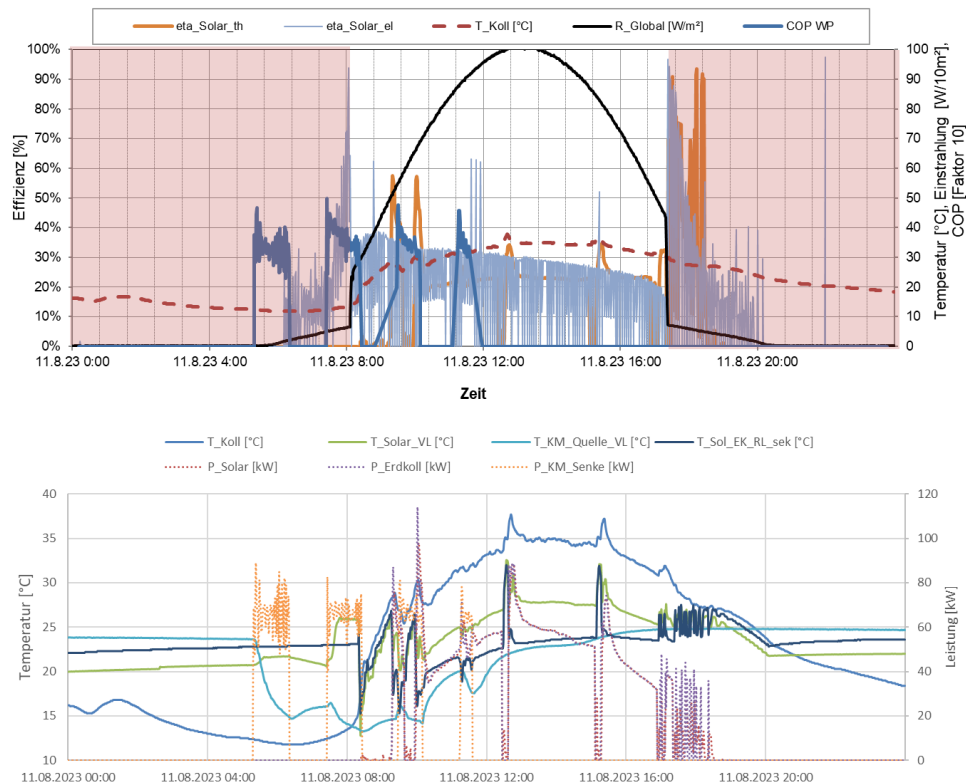


Abbildung 36: oben: thermische und elektrische Effizienz der Solaranlage, COP der Wärmepumpen; unten: Temperaturen und Leistungen für Solaranlage, Erdkollektor und Wärmepumpen am 11.08.2023

Die Arbeitszahlen der Sole-Wasser-Wärmepumpen, die Wärmemengen und Stromverbräuche und die durchschnittlichen Quell- und Abgabetemperaturen der Wärmepumpen zuzüglich der mittleren Erdspeichertemperatur bei Wärmepumpenbetrieb sind in Abbildung 37 dargestellt. Der Quotient aus Stromverbrauch (Input, dunkelrot) und Wärmeabgabe (Output, grün) ergibt die Monats- bzw. Jahresarbeitszahlen. Hinsichtlich Aufzeichnung der Stromzähler ist in den Messdaten eine Lücke von 8 Monaten, wobei die Zählerstände zu Beginn der Monitoringperiode bekannt sind. Daher können die SPF (seasonal performance factor) für die letzten 4 Monate sowie für die gesamte

Monitoringperiode angegeben werden. In den Monaten August bis November lag der SPF bei rund 3,5. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in den Monaten August und September kaum Wärmepumpenbetrieb stattgefunden hat. Über die gesamte Messperiode betrachtet liegt der SPF bei 3,1. In den Monaten August bis Oktober 2023 sind Vor- und Rücklauftemperatur scheinbar vertauscht. Da sämtliche andere Temperatur im System in diesen Monaten einen normalen Verlauf aufweisen, dürfte es sich um einen temporären Bezeichnungsfehler handeln.

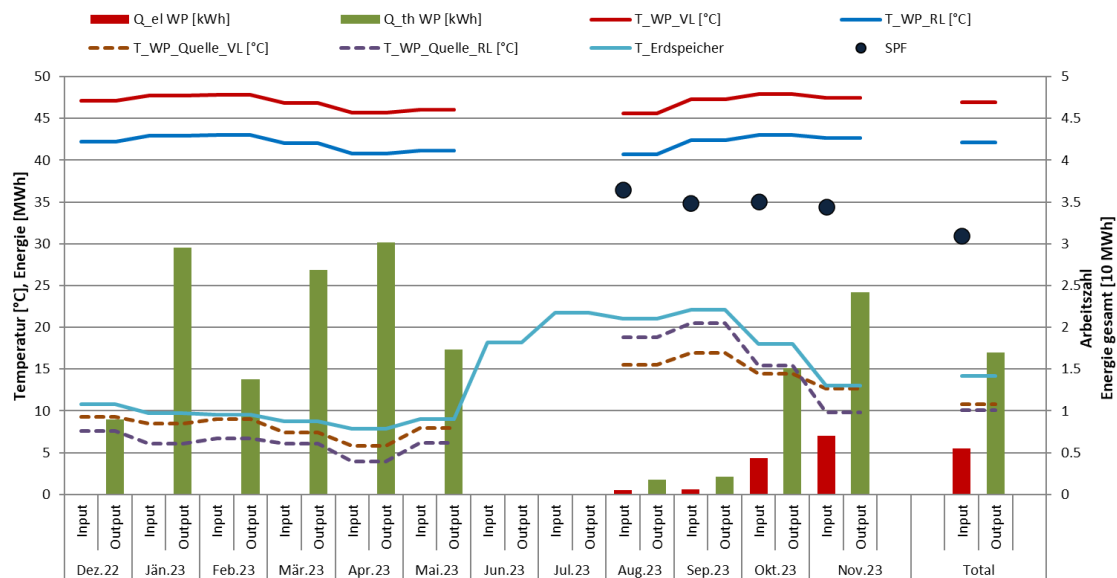


Abbildung 37: Detailanalyse der Sole-Wasser-Wärmepumpen hinsichtlich Temperaturniveaus der Quell- und Senkenseite sowie Berechnung der Arbeitszahl

In Abbildung 38 ist der Verlauf der Erdspeicher- und der solaren Vorlauftemperatur dargestellt. Die strich-punktierte Linie markiert die Starttemperatur im Erdspeicher. Im gegenständlichen Betrachtungszeitraum ist die Erdspeichertemperatur am Ende etwas niedriger (rund 7 K) als zu Beginn. Sollte diese Disbalance über mehrere Jahre ähnlich verlaufen, muss eine alternative Regenerationsquelle für den Erdspeicher gefunden werden. In der Zwischenzeit sollte die vorhandene Solarenergie dafür aufgewendet werden. Eine Möglichkeit ist in jenen Zeiten, wo derzeit die Solaranlage „leer“ im Kreis läuft, sicherzustellen, dass das Ventil in Richtung Erdspeicher offen und die Erdspeicherpumpe aktiv ist.

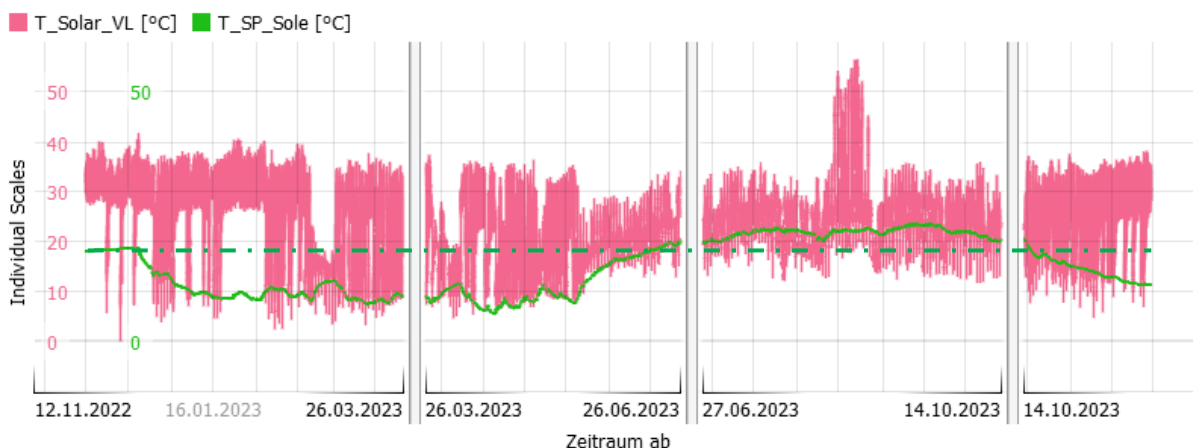


Abbildung 38: Verlauf der Erdspeicher- sowie der solaren Vorlauftemperatur über den gesamten Betrachtungszeitraum

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 39 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen der Wärmeerzeuger zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils durchgezogen bzw. strichliert) sowie des Verbrauchers angeführt. Die Kurven für „Solar“ und „Erdspeicher“ sind de facto deckungsgleich, da der überwiegende Anteil der Solarwärme in den Erdspeicher eingebracht wird. Der geringfügige Unterschied zwischen den gewichteten Temperaturniveaus von Solar und Erdspeicher gibt Hinweis auf die wenigen Zeiträume, wo die Solaranlage die Pufferspeicher beliefert. Die Quellenergie der Wärmepumpen liegt im gewichteten Mittel auf einem Temperaturniveau von ca. 9 °C und bleibt damit etwas hinter dem angestrebten Ziel von mindesten 10 °C zurück. Der Verlauf von Netz und Wärmepumpensenke ist über weite Bereiche deckungsgleich. Im Temperaturbereich über ca. 50 °C wird der Netzbedarf durch den Gaskessel gedeckt. Da die Auflösung der Leistungswerte des Wärmezählers im Gaskesselkreislaufs zu groß ist, können die entsprechenden Kurven in diesem Diagramm nicht explizit dargestellt werden.

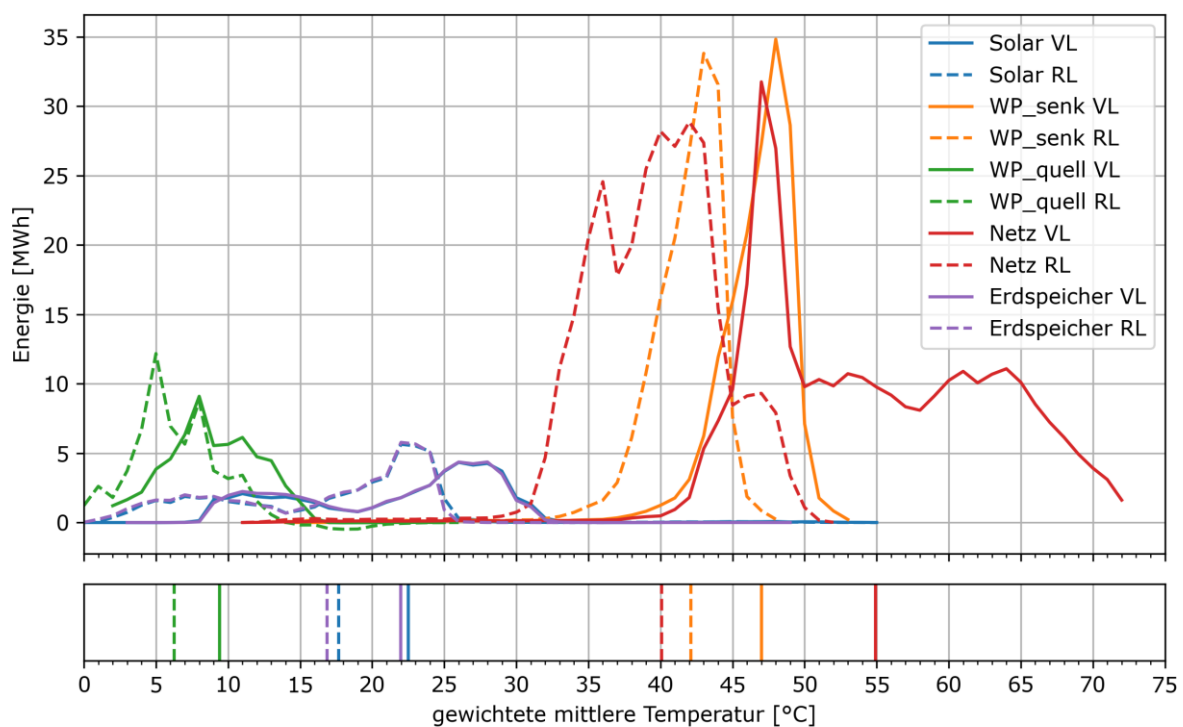


Abbildung 39: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Sole-Wasser-Wärmepumpen, die PVT-Anlage, die in den Erdspeicher eingebrachte Energie (Erdspeicher_VL/RL) und den Verbraucher „Netz“ in der Monitoringperiode

7.2.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem der Anlage Stift Gleink setzt sich zusammen aus einem Wärmepumpensystem mit einem Erdspeicher als Wärmequelle sowie einer Hybridkollektoranlage für Erdspeicherregeneration und Stromgenerator. Die erneuerbare Versorgungsanlage wird um einen Gaskessel ergänzt, welcher über das Jahr hingesehen rund 54 % des Energiebedarfs deckt. Der Gesamtverbrauch des Systems liegt rund 50% über der Prognose, wobei das Wärmepumpensystem rund 80% der ursprünglichen Verbrauchsprognose bereitstellen konnte. Die Ursache für den Mehrverbrauch ist aus den Messdaten nicht feststellbar.

Der thermische Ertrag aus der Hybridkollektoranlage liegt bei rund der Hälfte der Prognose. Aufgrund des erreichten Temperaturniveaus kann die Solarwärme plangemäß praktisch ausschließlich zur Regeneration des Erdspeichers genutzt werden. Die Analyse hat jedoch gezeigt, dass die Solaranlage zwar oft in Betrieb, jedoch die Pumpe für das Einbringen der Wärme in den Erdspeicher inaktiv ist und so kein Wärmeabnehmer zur Verfügung steht. Dieser Betrieb sollte umgehend optimiert werden. Bei Betrachtung der Erdspeichertemperaturen über das Monitoringjahr ist eine gewisse Disbalance feststellbar: Am Ende des Betriebsjahres ist der Erdspeicher rund 7 K kälter als beim Start. Es sollte daher sichergestellt werden, dass die solare Regeneration des Erdspeichers immer bestmöglich ausgenutzt wird.

Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe liegt über den gesamten Monitoringzeitraum bei 3,1, was einen unterdurchschnittlichen Wert darstellt. Bei aktiverer Regeneration des Erdspeichers ist zukünftig mit einer Verbesserung der Jahresarbeitszahl zu rechnen.

7.3 Hotel Riederhof, T

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Hotel Riederhof
<u>Adresse:</u>	6531 Ried im Oberinntal
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	10. Ausschreibung - Solare Großanlagen 2019
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	161 m ² gesamt 95 m ² (PVT-Kollektoren, solarOne) 66 m ² (Flachkollektoren, GigaSol)
<u>Aperturfläche:</u>	124 m ²
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	200° (Süd-Süd-West)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	6x 1.000 Liter Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Gaskessel (250 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	14 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	342 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring beendet mit Juni 2023
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Hotel Riederhof in Ried im Oberinntal ist ein Betrieb mit 40 Betten und praktisch ganzjährigem Betrieb (Mai und November geschlossen). Im Jahr 2021 wurde der alte Ölkessel durch ein neues Versorgungssystem ersetzt. Die neu errichtete solarthermische Anlage (Flachkollektoren und Hybridkollektoren, Abbildung 40) sollen laut Simulation 20,7% des Wärmebedarfs decken. Der Wärmeertrag aus den PVT-Kollektoren soll hauptsächlich auf einem Temperaturniveau von rund 45 °C für die Poolbeheizung eingesetzt werden. Außerdem ist die PVT-Anlage seriell mit dem Flachkollektorfeld verbunden, welches das Temperaturniveau so anheben soll, dass die Unterstützung der Warmwasserkaskade (max. 65 °C) und der Raumheizung möglich ist (Hochtemperaturheizkreise: ~75 °C, Niedertemperaturheizkreis: ~45 °C). Ein neuer Gasbrennwertkessel (250 kW) dient als Grundlastversorgung für die Bestandsraumheizung (Nieder- und Hochtemperatur). Eine 8,9 kWp PV-Anlage vervollständigt das Gesamtenergiekonzept.



Abbildung 40: Luftbild von Hotel Riederhof, PVT-Kollektoren, Solarthermie Flachkollektoren, PV-Anlage (von unten nach oben) (Quelle: 3F-Solar)

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem der Anlage „Hotel Riederhof“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 41 dargestellt.

Die Flachkollektoren sowie auch die PVT-Kollektoren können in die 5x 1.000 Liter Pufferspeicher (seriell verschaltet), welche als Vorhaltevolumen für die Warmwasserbereitung dienen, einspeisen. Die PVT-Anlage kann auch auf einem niedrigeren Temperaturniveau das Pool beheizen und das Warmwasser für die Außenanlage bereitstellen, bzw. auch den Vorlauf für die Flachkollektoren vorwärmen. Auch eine Heizungsunterstützung über die von Solarenergie gespeisten Pufferspeicher ist möglich.

Der neue Gaskessel stellt die Wärme für die Bestandsheizung und die Lüftung zur Verfügung. Bei Bedarf kann der Gaskessel zusätzlich die Poolheizung und Warmwasserbereitung versorgen.

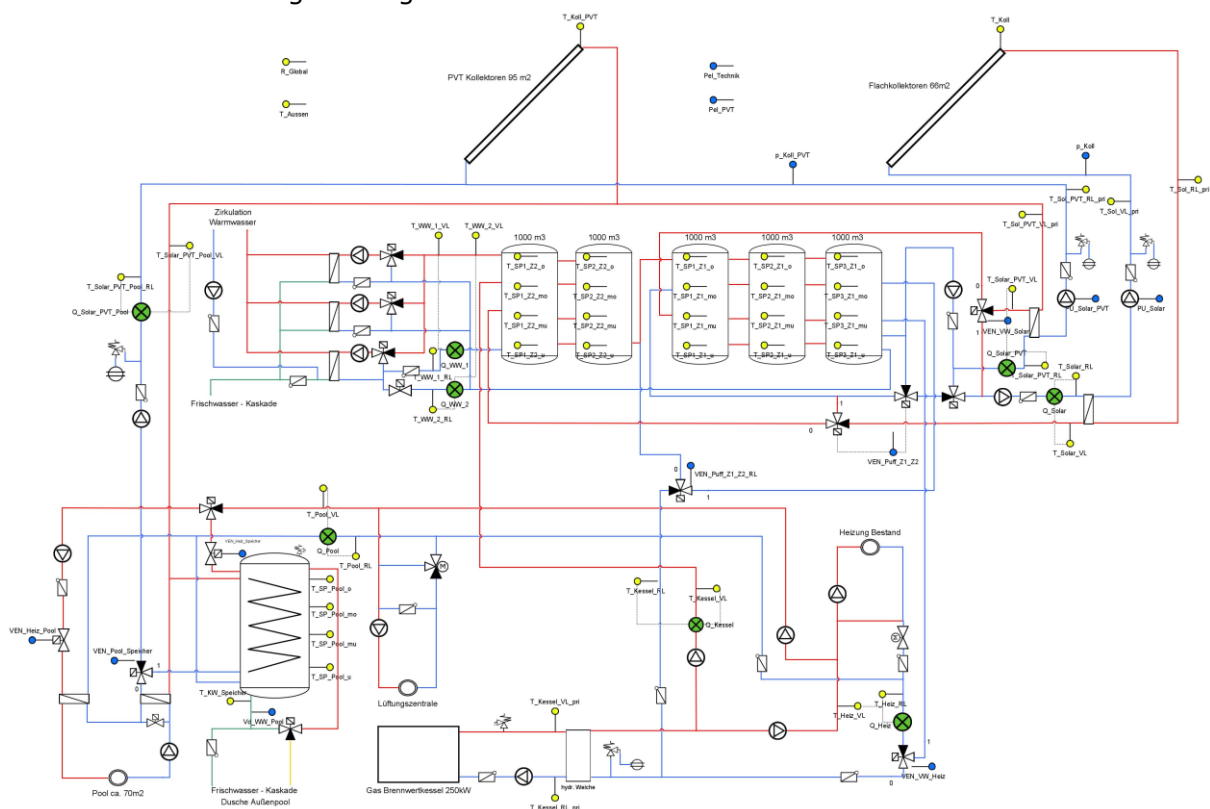


Abbildung 41: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Hotel Riederhof“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler)

Das Messkonzept umfasst einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene, 34 Temperatursensoren, 10 Wärmemengenzähler, zwei Drucksensoren im solaren Primärkreis der PVT- bzw. der Flachkollektoranlage, 3 Stromzähler, 7 Ventilstellungen sowie 4 Pumpensignale.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solar

R_Global	Globalstrahlungssensor
T_Koll	Kollektortemperatur Flachkollektor
p_Koll	Anlagendruck Flachkollektor

T_Sol_VL_pri	Solare Vorlauftemperatur primär (Flachkollektor)
T_Sol_RL_pri	Solare Rücklauftemperatur primär (Flachkollektor)
PU_Solar_pri	Pumpensignal Flachkollektor primär
PU_Solar_sek	Pumpensignal Flachkollektor sekundär
Q_Solar	Energie Solarkreis Flachkollektor
V_Solar	Volumen Solarkreis Flachkollektor
T_Solar_VL	T-Vorlauf Solarkreis Flachkollektor
T_Solar_RL	T-Rücklauf Solarkreis Flachkollektor
T_Koll_PVT	Kollektortemperatur PVT-Kollektor
p_Koll_PVT	Anlagendruck PVT-Kollektor
T_Sol_PVT_VL_pri	Solare Vorlauftemperatur primär (PVT)
T_Sol_PVT_RL_pri	Solare Rücklauftemperatur primär (PVT)
PU_Solar_PVT_pri	Pumpensignal PVT primär
PU_Solar_PVT_sek	Pumpensignal PVT sekundär
Q_Solar_PVT	Energie Solarkreis PVT
V_Solar_PVT	Volumen Solarkreis PVT
T_Solar_PVT_VL	T-Vorlauf Solarkreis PVT
T_Solar_PVT_RL	T-Rücklauf Solarkreis PVT
Q_Solar_PVT_Pool	Energie Solarkreis PVT_Pool
V_Solar_PVT_Pool	Volumen Solarkreis PVT_Pool
T_Solar_PVT_Pool_VL	T-Vorlauf Solarkreis PVT_Pool
T_Solar_PVT_Pool_RL	T-Rücklauf Solarkreis PVT_Pool

Kessel

Q_Kessel	Energie Kessel
V_Kessel	Volumen Kessel
T_Kessel	T-Vorlauf Kessel
T_Kessel	T-Rücklauf Kessel
T_Kessel_VL_pri	T-Vorlauf Kessel primär
T_Kessel_RL_pri	T-Rücklauf Kessel primär

Verbraucher

Q_WW_1	Energie Warmwasser 1
V_WW_1	Volumen Warmwasser 1
T_WW_1_VL	T-Vorlauf Warmwasser 1
T_WW_1_RL	T-Rücklauf Warmwasser 1
Q_WW_2	Energie Warmwasser 2
V_WW_2	Volumen Warmwasser 2
T_WW_2_VL	T-Vorlauf Warmwasser 2
T_WW_2_RL	T-Rücklauf Warmwasser 2
Vd_WW	Warmwasserverbrauch WW-Kaskade
T_KW_Speicher	Kaltwassertemperatur Dusche Außenpool
Vd_WW_Pool	Warmwasserverbrauch Dusche Außenpool
Q_Pool	Energie Pool
V_Pool	Volumen Pool
T_Pool_VL	T-Vorlauf Pool

T_Pool_RL	T-Rücklauf Pool
T_SP_Pool_o	Temperaturfühler oben Speicher Dusche Außenpool
T_SP_Pool_mo	Temperaturfühler mitte-oben Speicher Dusche Außenpool
T_SP_Pool_mu	Temperaturfühler mitte-unten Speicher Dusche Außenpool
T_SP_Pool_u	Temperaturfühler unten Speicher Dusche Außenpool
Q_Heiz	Energie Heizkreis
V_Heiz	Volumen Heizkreis
T_Heiz_VL	T-Vorlauf Heizkreis
T_Heiz_RL	T-Rücklauf Heizkreis
T_SP1_Z2_o	Puffertemperatur oben Puffer 1 Zone 2 (HT)
T_SP1_Z2_mo	Puffertemperatur mitte-oben Puffer 1 Zone 2 (HT)
T_SP1_Z2_mu	Puffertemperatur mitte-unten Puffer 1 Zone 2 (HT)
T_SP1_Z2_u	Puffertemperatur unten Puffer 1 Zone 2 (HT)
T_SP2_Z2_o	Puffertemperatur oben Puffer 2 Zone 2 (HT)
T_SP2_Z2_mo	Puffertemperatur mitte-oben Puffer 2 Zone 2 (HT)
T_SP2_Z2_mu	Puffertemperatur mitte-unten Puffer 2 Zone 2 (HT)
T_SP2_Z2_u	Puffertemperatur unten Puffer 2 Zone 2 (HT)
T_SP1_Z1_o	Puffertemperatur oben Puffer 1 Zone 1 (NT)
T_SP1_Z1_mo	Puffertemperatur mitte-oben Puffer 1 Zone 1 (NT)
T_SP1_Z1_mu	Puffertemperatur mitte-unten Puffer 1 Zone 1 (NT)
T_SP1_Z1_u	Puffertemperatur unten Puffer 1 Zone 1 (NT)
T_SP2_Z1_o	Puffertemperatur oben Puffer 2 Zone 1 (NT)
T_SP2_Z1_mo	Puffertemperatur mitte-oben Puffer 2 Zone 1 (NT)
T_SP2_Z1_mu	Puffertemperatur mitte-unten Puffer 2 Zone 1 (NT)
T_SP2_Z1_u	Puffertemperatur unten Puffer 2 Zone 1 (NT)
T_SP3_Z1_o	Puffertemperatur oben Puffer 3 Zone 1 (NT)
T_SP3_Z1_mo	Puffertemperatur mitte-oben Puffer 3 Zone 1 (NT)
T_SP3_Z1_mu	Puffertemperatur mitte-unten Puffer 3 Zone 1 (NT)
T_SP3_Z1_u	Puffertemperatur unten Puffer 3 Zone 1 (NT)
<u>Sonstiges</u>	
T_Aussen	Außenlufttemperatur
PeI_Technik	Stromzähler Technik
PeI_PVT	Stromzähler elektrischer Ertrag PVT
VEN_Puff_Z1_Z2	Ventilstellung Pufferzone 1 und 2
VEN_Puff_Z1_Z2_RL	Ventilstellung Pufferzone 1 und 2 RL
VEN_VW_Solar	Ventilstellung PVT-Anlage als Vorwärmung für Flachkollektor
VEN_VW_Heiz	Ventilstellung Versorgung Bestandsheizkreise aus Pufferspeicher
VEN_Pool_Speicher	Ventilstellung PVT-Anlage beliefert Speicher oder Pool
VEN_Heiz_Speicher	Absperrventil Nachheizung Speicher Dusche Außenpool
VEN_Heiz_Pool	Absperrventil Poolheizung

7.3.3 Energie- und Massenbilanz

Abbildung 42 zeigt die Energiebilanz der Anlage „Hotel Riederhof“ während der Monitoringperiode. Der Beitrag der beiden Kollektorfelder ist in Gelb für die Flachkollektoren und Grau für die PVT-Kollektoren dargestellt. Der Gesamtwärmebedarf wird hauptsächlich vom Gaskessel (84%, türkis) bereitgestellt. Mit Ausnahme der Monate

Juli und August fällt ganzjährig Raumwärmebedarf an (grün). Wärmebedarf für Pool (orange), Warmwasser 1 (blau) und Warmwasser 2 (violett) fällt ganzjährig an. Es wurde praktisch keine Wärmeabnahme aus dem Pufferspeicher für die Außendusche (Q_Hyg. Speicher_Pool, dunkelorange) gemessen.

Auffallend an der Energiebilanz sind die insgesamt sehr geringen Systemverluste von 0,65% über das Jahr bzw. die negativen Energiebilanzen im Dezember 2022 und Jänner 2023 (mehr Output als Input). Eine mögliche Ursache dafür ist, dass aufgrund der Systemkomplexität einige Energiemengen (Q_Kessel, Q_Heiz, Q_Hyg.Speicher_Pool) nicht direkt gemessen werden, sondern berechnete Werte auf Basis von Ventilstellungen oder Durchflussmessungen sind. Dadurch ist die Fehlerbandbreite höher als bei direkt gemessenen Größen.

Trotz intensiver Recherchen und Analysen konnten die Quellen der Messfehler nicht klarer identifiziert werden.

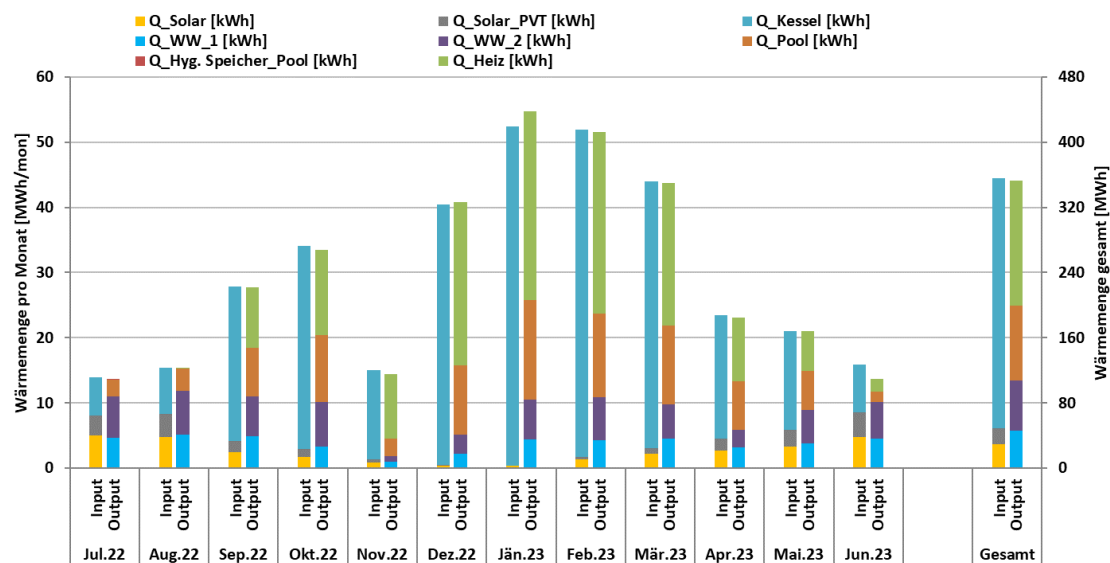


Abbildung 42: Energiebilanz der Anlage "Hotel Riederhof"

7.3.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 43 bis Abbildung 47 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 „Hotel Riederhof“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 497 kWh/m²a und eine Globalstrahlung von 1.343 kWh/m²a prognostiziert. Im Betrachtungszeitraum lag die Globalstrahlung in Kollektorebene genau im Bereich der Prognose. Der spezifische solare Gesamtertrag hingegen lag 31 % hinter den Erwartungen zurück.

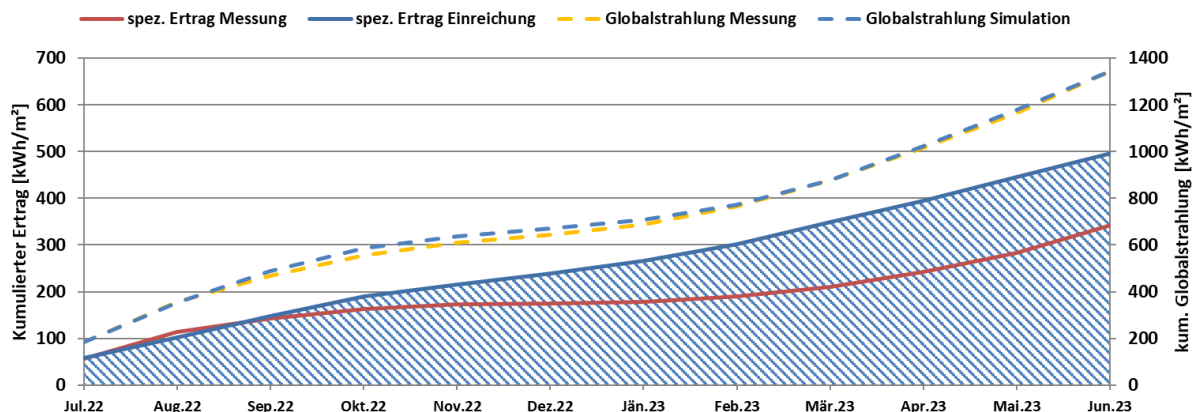


Abbildung 43: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Hotel Riederhof“

Es gibt eine deutliche Diskrepanz zwischen Simulation und tatsächlich zur Umsetzung gelangten Bruttokollektorfläche und Technologie und daher kann die vorliegende Simulation nur bedingt als Referenz herangezogen werden:

Tabelle 3: Vergleich von Simulation und Umsetzung hinsichtlich Technologie und Bruttokollektorfläche

Simulation		Umsetzung	
Vakuümrohren	73,55 m ²	Flachkollektoren	66 m ²
PVT	66,30 m ²	PVT	95 m ²

Interessant ist jedenfalls der Ertragsvergleich der beiden Kollektortypen, der in absoluten Zahlen in Abbildung 44 dargestellt ist. Speziell in den Sommermonaten nimmt der Anteil der PVT-Kollektoren wesentlich zu. Die Erträge aus den Hybridkollektoren wurden zu 99,54 % für die Erwärmung des Pools genutzt, dessen Hauptnutzungszeit genau in diese Periode fällt. Der restliche Solarertrag aus den Hybridkollektoren wurde zur weiteren Temperaturerhöhung in die Flachkollektoren eingespeist. Durch den Technologiewechsel von Vakuümrohrenkollektoren auf Flachkollektoren ist insbesondere der Minderertrag in den einstrahlungsarmen Monaten nachvollziehbar.

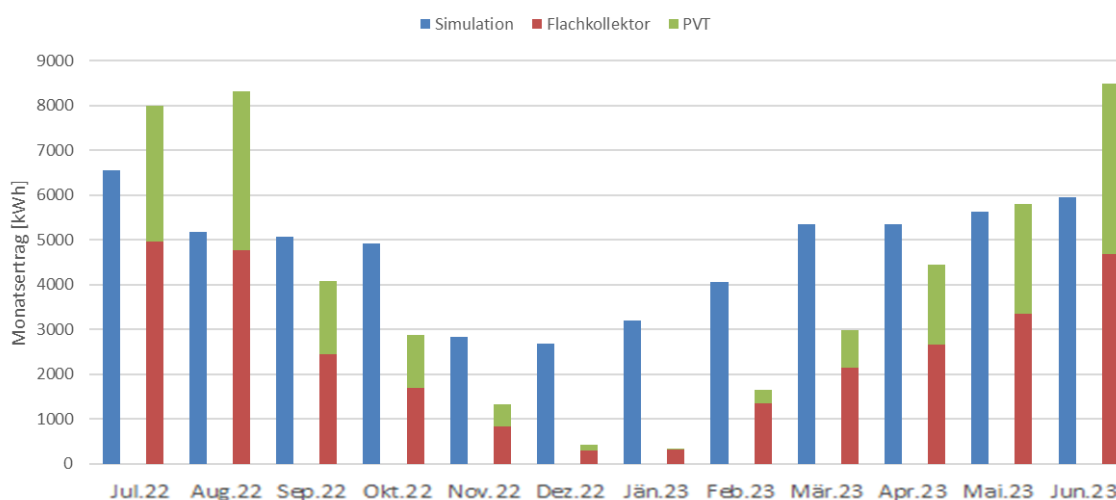


Abbildung 44: Ertragsvergleich zwischen den Kollektortypen

Abbildung 45 zeigt die Messergebnisse hinsichtlich elektrischen Ertrags aus den Hybridkollektoren (gelb) im Vergleich zur Simulation (blau) bei Fördereinreichung. Der Simulation liegt eine klassische PV-Anlage mit 12 kWp zugrunde. Die errichtete PVT-Anlage

hat eine Leistung von 16,52 kWp (56 Module à 0,295 kWp). Wird der simulierte Ertrag auf die tatsächlich installierte Leistung normiert (hellblau), ergibt sich ein Mehrertrag gegenüber der Simulation über das Jahr betrachtet von 8%. Nachdem die gemessene Einstrahlung mit der Simulation übereinstimmt, kann der Mehrertrag vollständig der Modulkühlung zugerechnet werden.

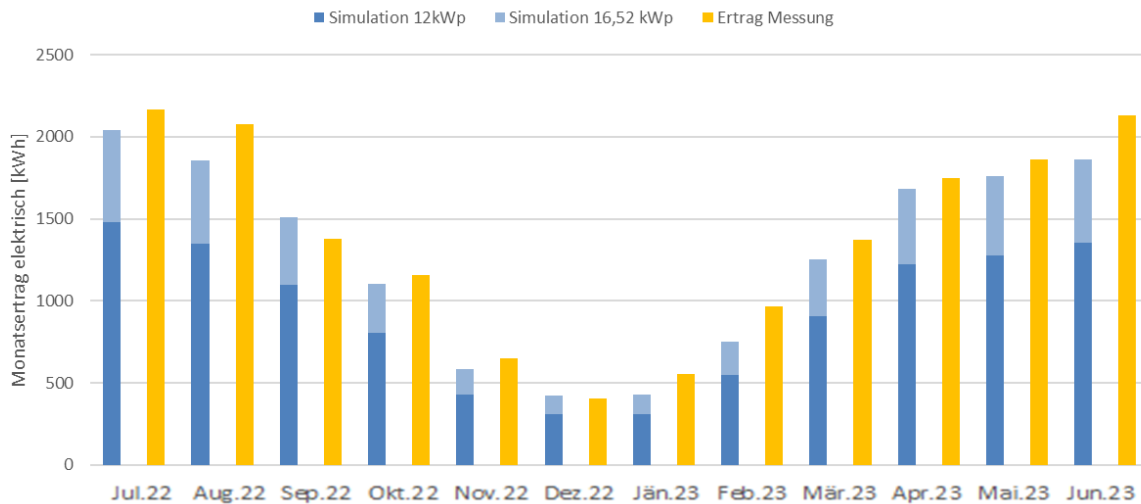


Abbildung 45: Vergleich von Prognose und Messung des elektrischen Ertrags aus den Hybridkollektoren

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 20,7 % angegeben (Abbildung 46). Im Betrachtungszeitraum liegt der gemessene solare Deckungsgrad mit insgesamt 14% hinter der Prognose zurück. Insbesondere in den einstrahlungsarmen Monaten (Ausnahme: November) wurde die Prognose wesentlich unterschritten, was eventuell an der anderen Kollektortechnologie gegenüber der Einreichung liegt. Positiv anzumerken sind jedoch die hohen Sommerdeckungsgrade von 50-60 %.

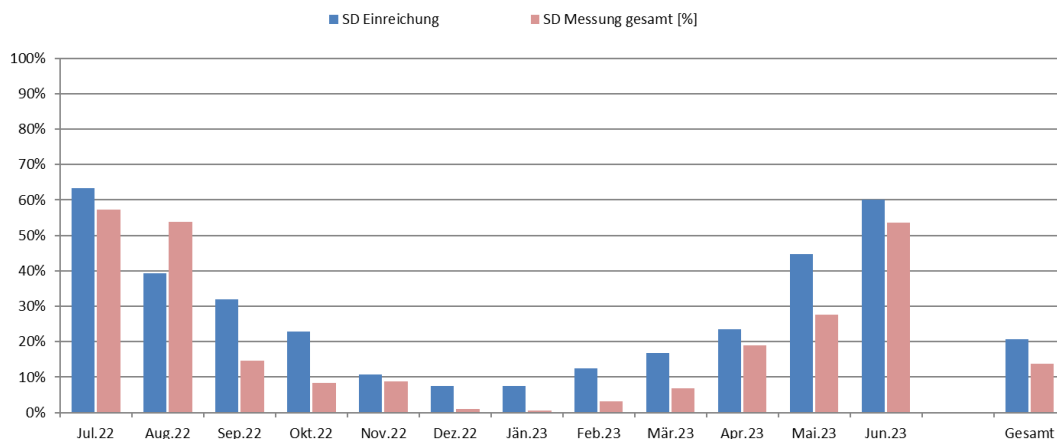


Abbildung 46: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „Hotel Riederhof“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 275 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 47 zu entnehmen. In den Sommermonaten (Juni – August) bzw. Dezember lag der Verbrauch im Bereich der Prognose. Ansonsten lag der Verbrauch deutlich über der Prognose, über die gesamte Monitoringperiode hinweg konnte ein Mehrverbrauch von gut 28 % festgestellt werden.

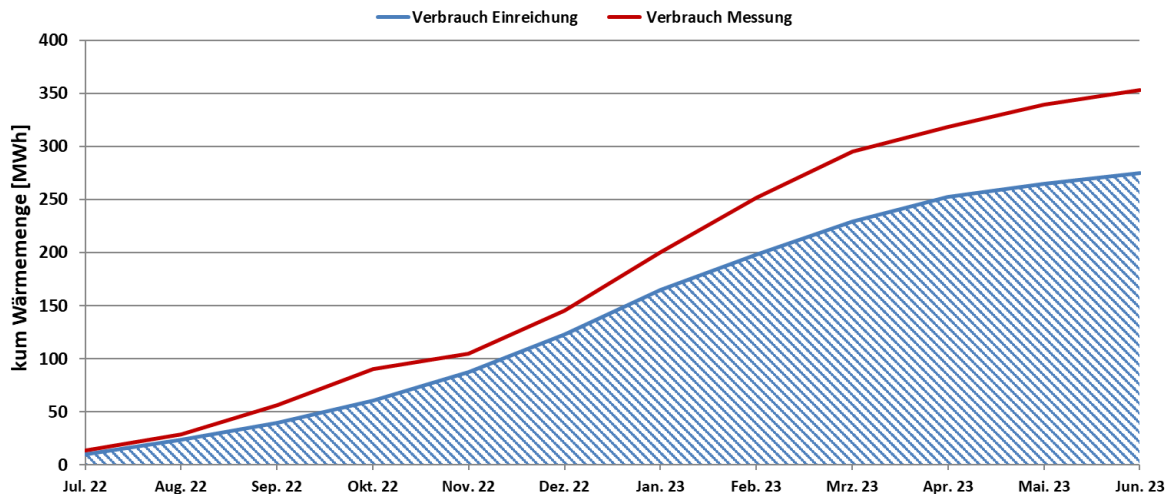


Abbildung 47: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Projekts „Hotel Riederhof“

7.3.5 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 48* sind die Temperaturverläufe im Solarkreis Flachkollektor (durchgezogen), im Solarkreis PVT (strichliert), im Nachheizungskreis (doppelt durchgezogen), eine relevante Puffertemperatur (punktiert) sowie die Globalstrahlung dargestellt, in der Mitte sind die relevanten Pump- und Ventilstellungen und unten die thermischen und elektrischen Leistungen der Solarkreise sowie des Nachheizungskreises dargestellt. Zur besseren Lesbarkeit wurde der Messwert der Pumpe im PVT-Primärkreis mit 2 multipliziert.

Im Zeitraum mit vorhandener Globalstrahlung (schwarz) ist die Flachkollektoranlage durchgehend in Betrieb (PU_Solar_pri, rot). Zu Tagesbeginn steht das Ventil VEN_Puff_Z1_Z2 auf 100%, daher werden die Niedertemperaturpufferspeicher beschickt (vgl. *Abbildung 49*, unten). Ab etwa 12 Uhr mittags (mit kurzer Unterbrechung um ca. 13 Uhr) ändert dasselbe Ventil auf 0% und die Solarenergie wird in die Hochtemperaturspeicher (vgl. *Abbildung 49*, oben) eingebracht. Auffallend ist der unruhige Verlauf der Leistung aus den Flachkollektoren. Dies ist auf die sekundärseitige Drehzahlregelung der Solarpumpe zurückzuführen, welche trotz schwankender Kollektortemperatur halbwegs konstante Vorlauftemperaturen sicherstellt. Die Ursache der schwankenden Kollektortemperatur ist aus den Messdaten nicht feststellbar. Es wird empfohlen zu prüfen, ob sich Luft im solaren Primärkreis (Flachkollektor) befindet.

An diesem Tag belädt die Flachkollektoranlage die beiden Hochtemperaturpufferspeicher auf rund 80 °C (mit Ausnahme der untersten Speicherschichten) und bringt auch die Niedertemperaturpufferspeicher auf knapp 75 °C.

Die PVT-Anlage beschickt zwischen 10 und 15 Uhr den Pool und erreicht ein Vorlauftemperaturniveau bis ca. 50 °C. Ab 15 Uhr wird auf Pufferladung umgeschaltet, wobei das Ventil VEN_VW_Solar immer wieder kurz auf 1 (kaskadische Solarnutzung: PVT-Ertrag als Vorwärmung für Flachkollektor) schaltet. In diesem Modus wird allerdings keine nennenswerte Leistung gemessen. Der thermische Ertrag aus dem Hybridkollektor geht in diesem Zeitraum mit einer kurzen Unterbrechung vollständig in die Niedertemperaturspeicher. Der elektrische Ertrag verläuft genau parallel zur solaren Einstrahlung. Es ist kein Einfluss des thermischen Betriebs im Hybridkollektorkreis auf den elektrischen Ertrag wahrnehmbar. Dies ist vermutlich auf die hohen Vorlauftemperaturen

von bis zu 80 °C im Hybridkollektorkreis zurückzuführen. Auffallend ist jedoch, dass die Kollektortemperaturen bei der PVT-Anlage deutlich (mind. 20 K) unterhalb der Vorlauftemperatur im Sekundärkreis liegen. Hier sollte überprüft werden, ob der Kollektorfühler korrekt montiert oder generell fehlerhaft ist. Es kann angenommen werden, dass nach der Problembehebung am Kollektorfühler der kaskadierte Betrieb zwischen Hybrid- und Flachkollektoranlage öfter zur Anwendung kommt und dadurch der thermische Ertrag weiter gesteigert werden kann.

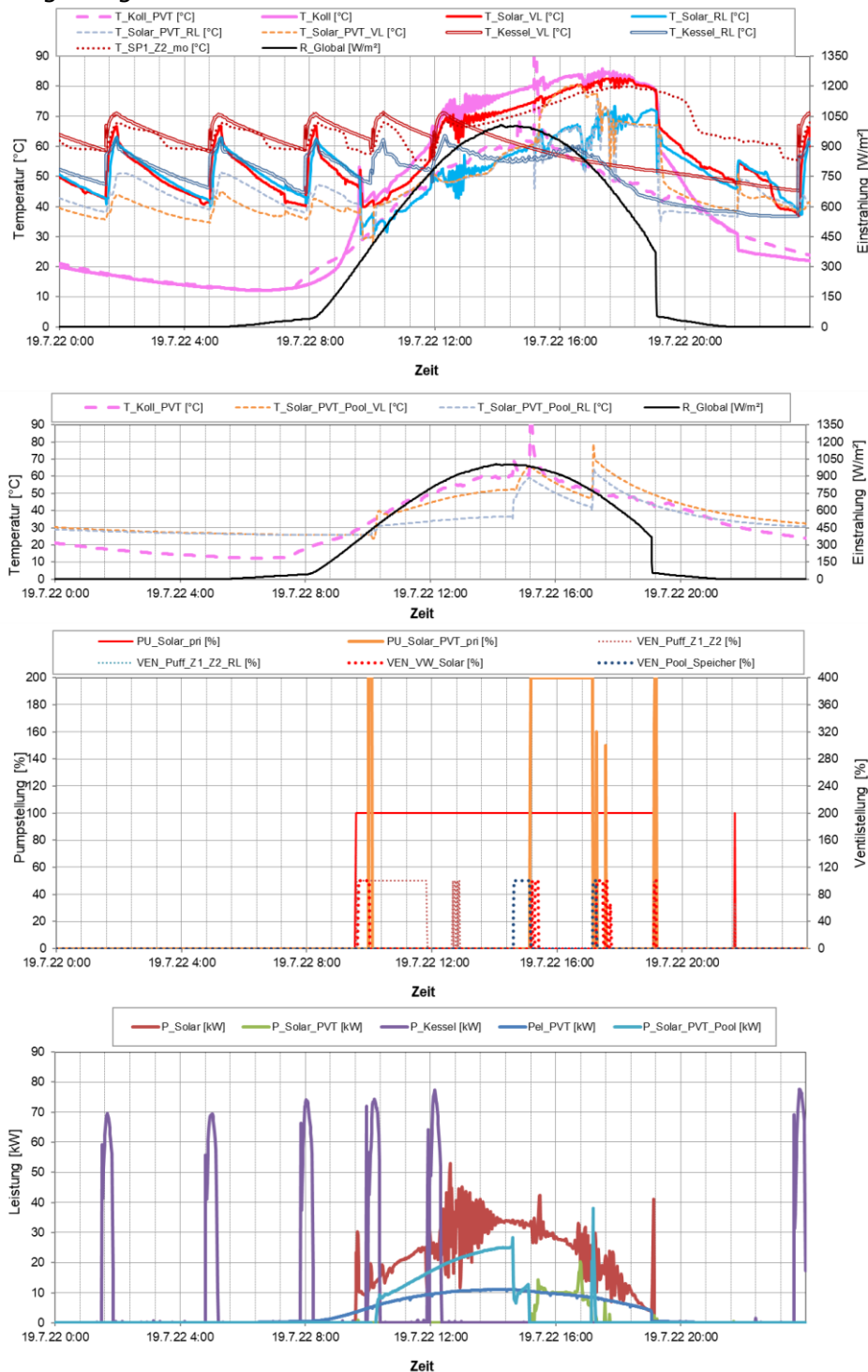


Abbildung 48: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in den Solarkreisen, im Nachheizungskreis sowie eine repräsentative Puffertemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; mitte oben: Poolversorgung durch die PVT-Anlage; mitte unten: relevante Pumpen- und Ventilstellungen; unten: Leistungen der Solaranlage und des Kessels sowie elektrische Leistung der PVT-Anlage an einem einstrahlungsreichen Tag (19.7.2022)

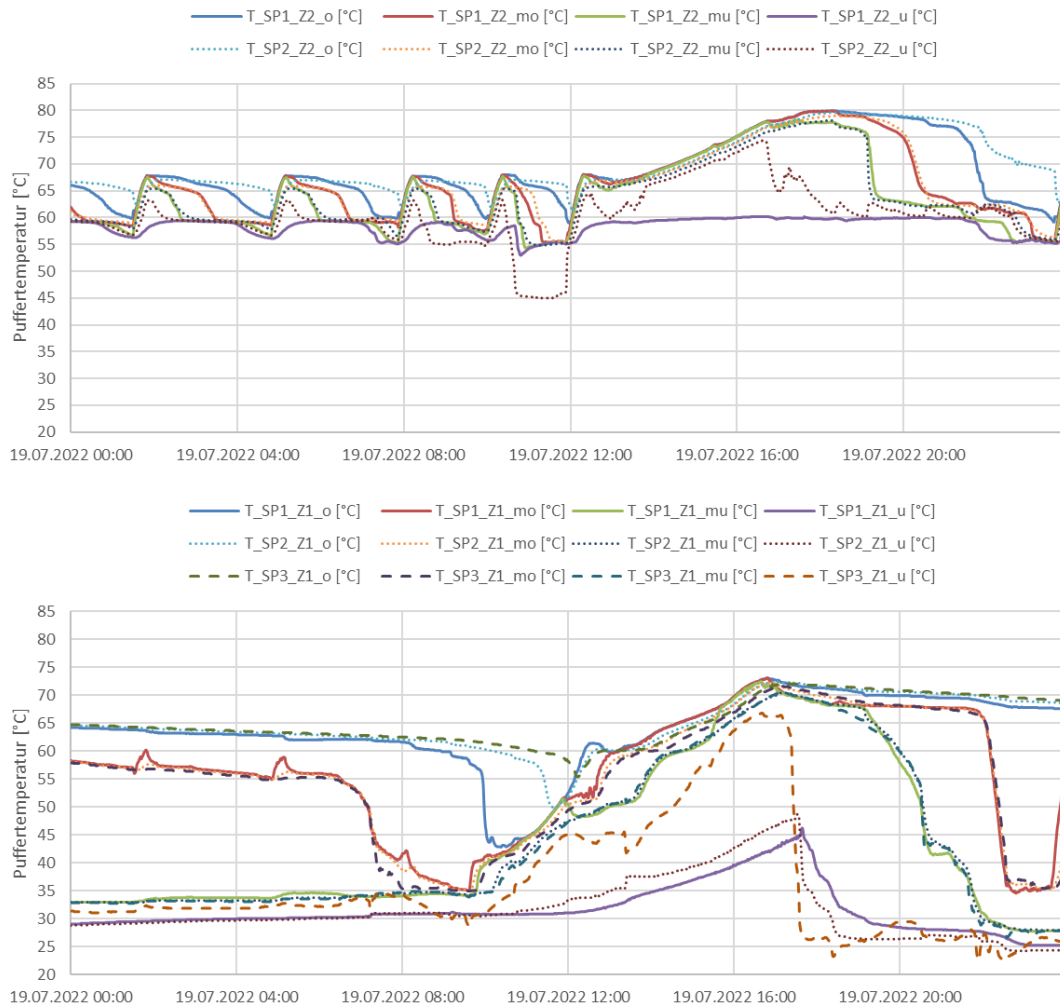


Abbildung 49: oben: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen in den Hochtemperaturpufferspeichern (Zone 2); unten: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen in den Niedertemperaturpufferspeichern (Zone 1) an einem einstrahlungsreichen Tag (19.7.2022)

Beachtenswert ist der Verlauf der Solartemperaturen von Tagesbeginn bis ca. 9:30 Uhr bzw. dann wieder am Ende des Tages gegen Mitternacht: Die Vor- und Rücklauftemperaturen der Flachkollektoranlage (T_Solar) zeigen einen schwankenden Verlauf mit positiver Temperaturdifferenz, die Vor- und Rücklauftemperaturen der PVT-Anlage (T_Solar_PVT) zeigen einen ähnlichen Verlauf jedoch mit negativer Temperaturdifferenz. In beiden Solarkreisen wird keine Leistung übertragen. Auch die Puffertemperatur T_SP1_Z2_mo folgt diesem Verlauf. Als treibende Kraft kann ausschließlich der Kesselbetrieb identifiziert werden. In Abbildung 50 ist der vermutete Weg der Fehlströmung dargestellt, welcher sich aus den Temperaturverläufen sowie den erfassten Ventilstellungen ergibt. Diese Fehlströmung erzeugt ungewollte Verteilverluste und mischt den Niedertemperaturpufferspeicher im oberen Teil auf. Daher sollte sie nach Möglichkeit vermieden werden. In diesem Zusammenhang sollte die Funktion der beiden grün markierten Ventile überprüft werden. Zusätzlich könnte eine aktive Stellung des orange markierten Ventils auf Position 1 Abhilfe schaffen.

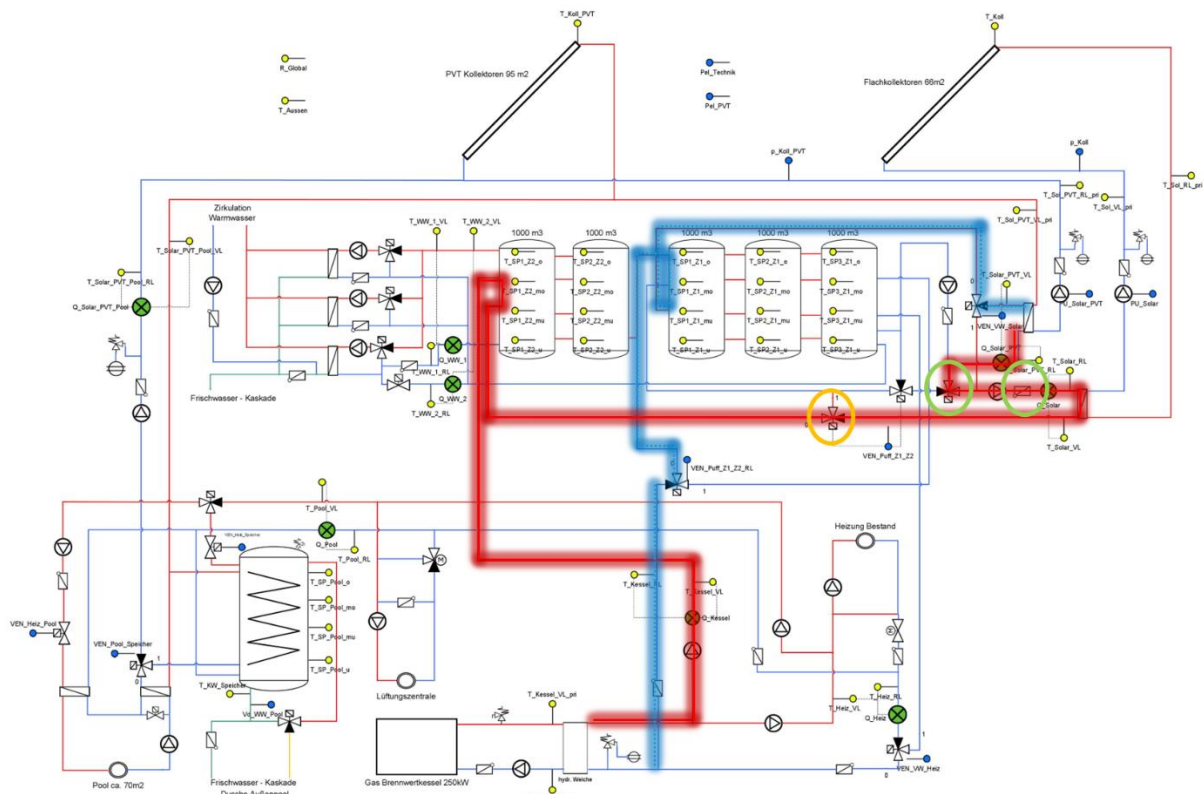


Abbildung 50: Vermutete Fehlströmung bei Kesselbetrieb

In Abbildung 51 sind in Ergänzung zu obigen Analysen die thermischen und elektrischen Kollektoreffizienzen (gemessene Leistung im Vergleich zu Einstrahlung auf die jeweilige Kollektorfläche) dargestellt. Deutlich erkennbar ist der Effizienzunterschied hinsichtlich thermischen Wirkungsgrades zwischen einem Flachkollektor (rund 60%) und einem Hybridkollektor (rund 25%). Der elektrische Wirkungsgrad der Hybridanlage liegt bei Poolerwärmung im Mittel bei rund 11,7 % und bei Speicherbeladung im Mittel bei 10,6 %.

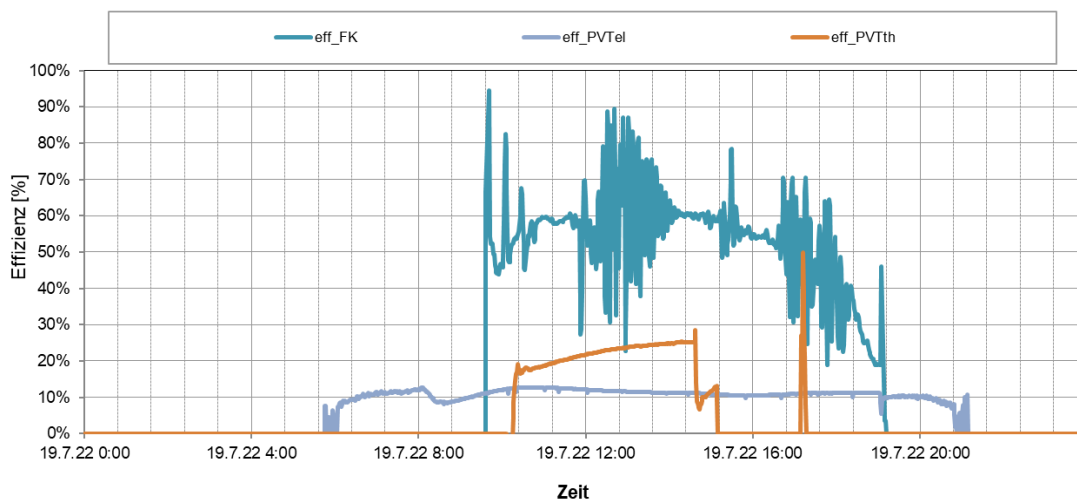


Abbildung 51: thermische und elektrische Effizienz der Kollektoranlagen am 19.7.2022

Im oberen Teil der Abbildung 52 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis Flachkollektor (durchgezogen), im Solarkreis PVT (strichliert), im Nachheizungskreis (doppelt durchgezogen), eine relevante Puffertemperatur (punktiert) sowie die Globalstrahlung dargestellt, in der Mitte sind die relevanten Pump- und Ventilstellungen und unten die thermischen und elektrischen Leistungen der Solarkreise sowie des Nachheizungskreises für einen einstrahlungsarmen Tag im Dezember 2022 dargestellt. Die PVT-Anlage erreicht

an diesem Tag mit maximal 15,4 °C kein Nutztemperaturniveau und geht daher nicht in Betrieb. Die elektrische Leistung der Hybridkollektor-Anlage lag an diesem Tag kurzfristig bei maximal 3,33 kW. Die Flachkollektoranlage (PU_Solar_pri, rot) ist nur über einen Zeitraum von ca. einer halben Stunde bei einer Kollektortemperatur über ca. 37 °C in Betrieb und beliefert die Niedertemperaturpufferspeicher (VEN_Puff_Z1_Z2 = 100%). Der Anstieg in den Puffertemperaturen ist Abbildung 53 (unten) anhand von SP1_Z1_o, SP1_Z1_mo und SP1_Z1_mu erkennbar.

Der Betrieb ist grundsätzlich in Ordnung, wobei auch hier wieder die oben beschriebene Fehlströmung bei Kesselbetrieb sichtbar ist.

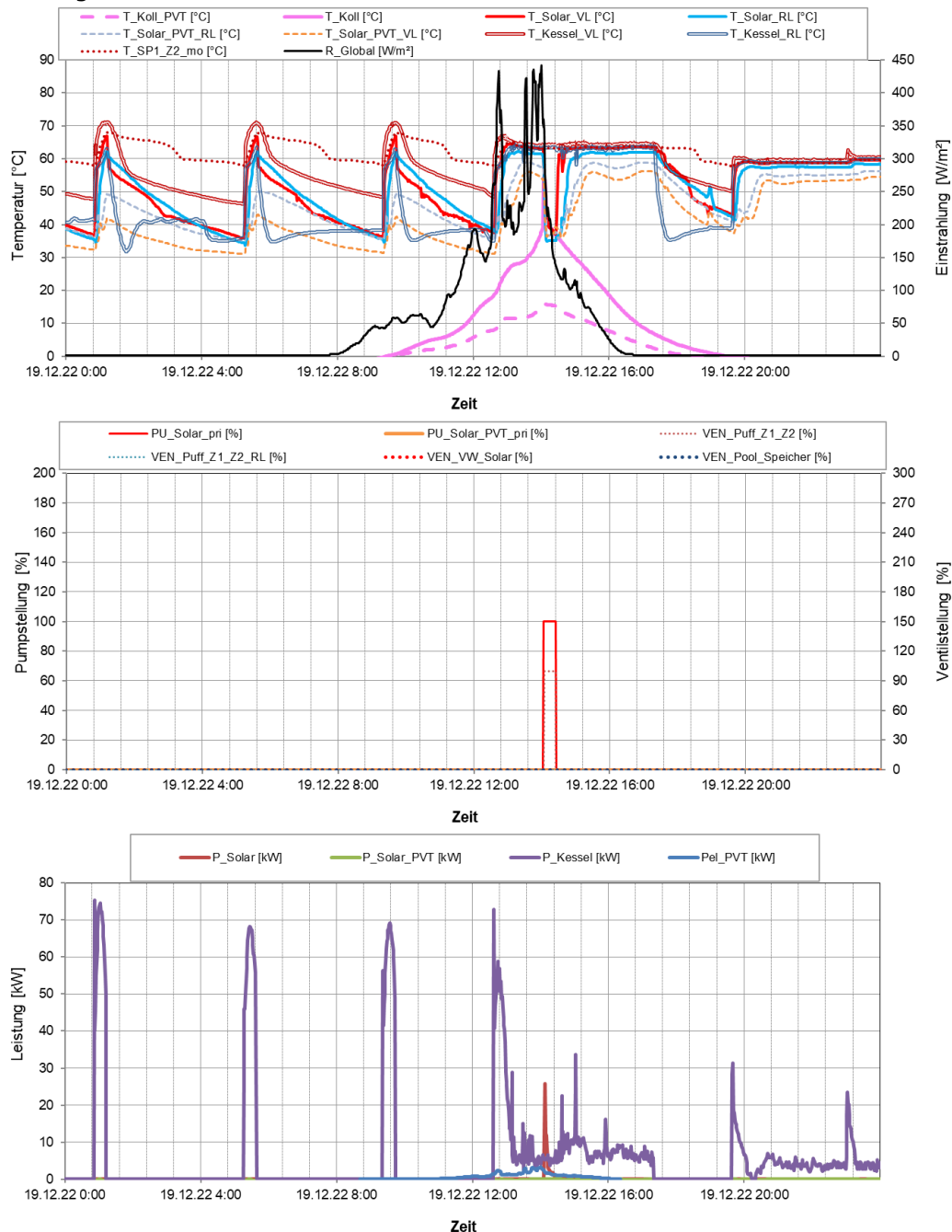


Abbildung 52: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in den Solarkreisen, im Nachheizungskreis sowie eine repräsentative Puffertemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; mitte: relevante Pumpen- und Ventilstellungen; unten: Leistungen der Solaranlage und des Kessels sowie elektrische Leistung der PVT-Anlage an einem einstrahlungsarmen Tag (19.12.2022)

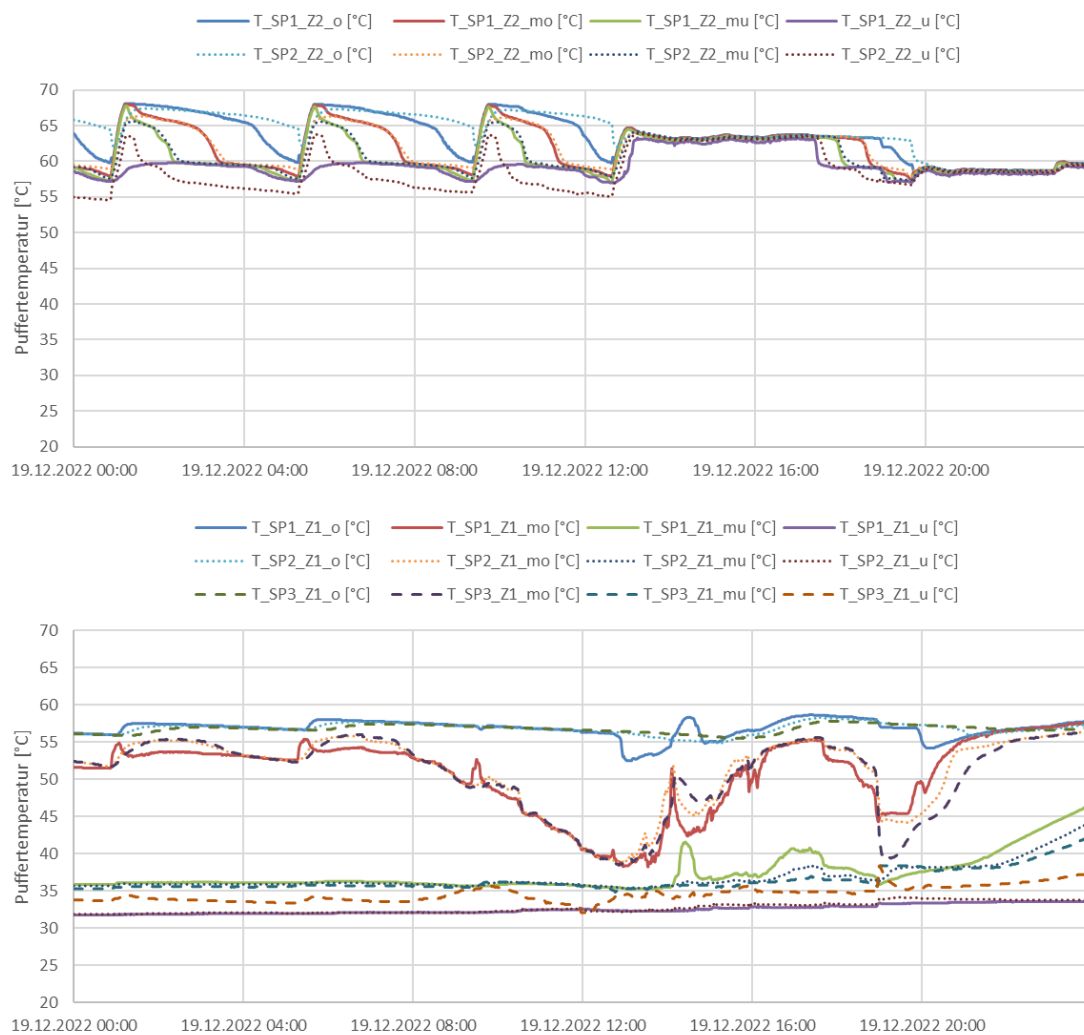


Abbildung 53: oben: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen in den Hochtemperaturpufferspeichern (Zone 2); unten: Beispielhafter Verlauf der Temperaturen in den Niedertemperaturpufferspeichern (Zone 1) an einem einstrahlungsarmen Tag (19.12.2022)

Im oberen Teil der Abbildung 54 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis Flachkollektor (durchgezogen), im Solarkreis PVT Pool (strichliert), im Nachheizungskreis (doppelt durchgezogen), eine relevante Puffertemperatur (punktiert) sowie die Globalstrahlung dargestellt, in der Mitte sind die relevanten Durchflüsse und Ventilstellungen und unten die Leistungen der Solarkreise (thermisch und elektrisch) sowie des Nachheizungskreises dargestellt. Es handelt sich um einen leicht wechselhaften Tag mit guter Einstrahlung. Durch den unruhigen Verlauf der Einstrahlung verschärfen sich zwar die oben bereits beschriebenen Leistungsschwankungen im Kreis der Flachkollektoranlage, allerdings zeigt die sekundärseitige Vorlauftemperatur einen sehr glatten Verlauf. Wie aus Ventilstellungen und Durchflüssen erkennbar ist, beschickt die PVT-Anlage an diesem Tag ausschließlich den Pool (mitte, rote Linie; unten, hellblaue Linie). Dieser Hybridkollektorkreis zeigt konstanten Durchfluss (Richtung Pool sitzt der Wärmezähler im Primärkreis). Die Einstrahlungsschwankungen schlagen sich daher einerseits in Leistungs- und andererseits in Temperaturschwankungen nieder. Auch an diesem Tag ist ein deutlicher Unterschied zwischen Kollektor- und Vorlauftemperatur von 15 – 20 K feststellbar.

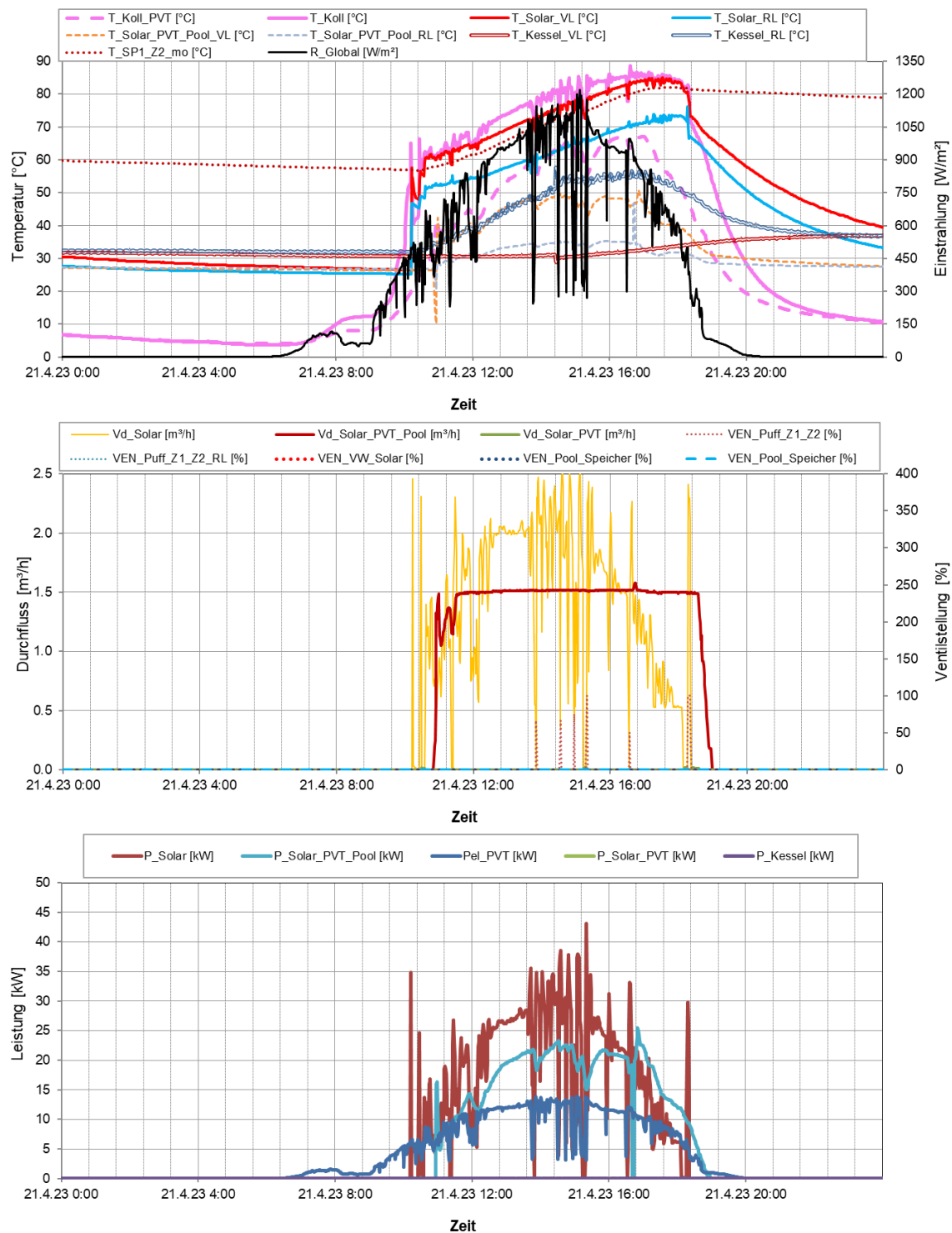


Abbildung 54: oben: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in den Solarkreisen, im Nachheizungskreis sowie eine repräsentative Puffertemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung; mitte: relevante Pumpen- und Ventilstellungen; unten: Leistungen der Solaranlage und des Kessels sowie elektrische Leistung der PVT-Anlage an einem einstrahlungsreichen Tag im April (21.4.2023)

In Abbildung 55 sind die Effizienzen der Kollektoranlagen sowie die Kollektortemperatur der PVT-Anlage dargestellt. Die elektrische Effizienz der Hybridanlage lag an diesem Tag im Mittel bei 12,7 %. Es lässt sich kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Kollektortemperatur und Effizienz feststellen. Im Sinne einer allgemeinen Effizienzsteigerung sollte jedoch überprüft werden, ob die PVT-Anlage auf einem geringen Temperaturniveau betrieben werden kann.

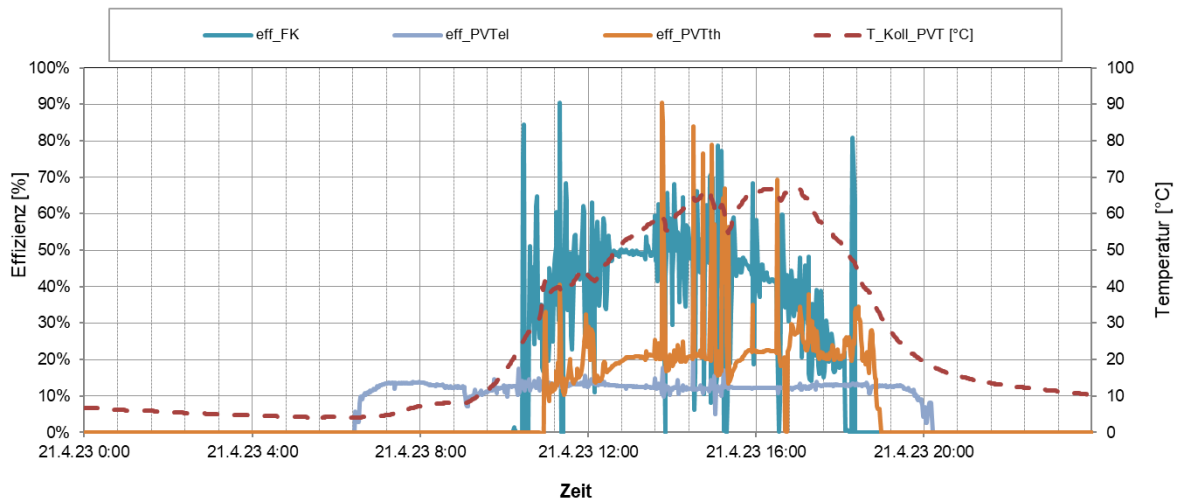


Abbildung 55: thermische und elektrische Effizienz der Kollektoranlagen sowie der Kollektortemperatur der PVT-Anlage am 21.4.2023

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 56 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen der Wärmeerzeuger zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils durchgezogen bzw. strichliert) angeführt. Die Flachkollektoranlage zeigt ein typisches Temperaturniveau für Vorlauf- und Rücklauf, ebenso der Kessel. Bei der PVT-Anlage wird klar gezeigt, dass der Ertrag auf einem mittleren, gewichteten Temperaturniveau von rund 44 °C praktisch vollständig in den Pool eingebracht wird. Die wenigen und kurzen Laufzeiten bei Puffereinspeisung passieren auf einem mittleren, gewichteten Temperaturniveau von knapp 80 °C. Die Darstellung unterstreicht den Handlungsbedarf in diesem Betriebsmodus (Überprüfung des Kollektorfühlers).

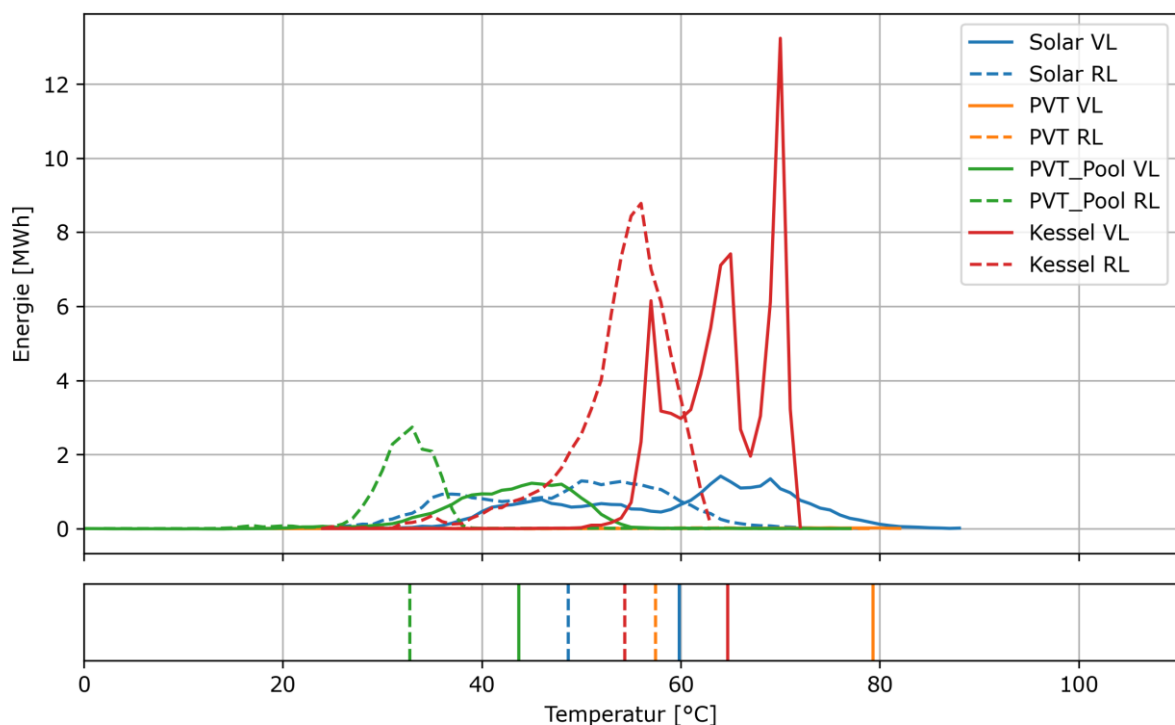


Abbildung 56: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Flachkollektoranlage (Solar), PVT-Anlage in Pufferspeicher (PVT), PVT-Anlage in Pool (PVT_Pool) und Kessel in der Monitoringperiode

7.3.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „Hotel Riederhof“ kann als weitgehend stabil beschrieben werden. Im Betrachtungszeitraum liegt der Verbrauch rund 29 % über der Prognose. Der solare Ertrag blieb jedoch trotz Einstrahlungswerten im Bereich der Prognose rund 31 % hinter den Erwartungen zurück. Ein Grund dafür ist der Wechsel von Vakuumröhren- auf Flachkollektoren sowie Änderungen bei der Flächenverteilung (mehr Hybridkollektoren). Des Weiteren wurden bei der detaillierten Messdatenanalyse zwei Optimierungspotentiale identifiziert, die ebenso einen Einfluss auf den Anlagenenerträgen haben:

- Die Kollektortemperatur der Flachkollektoranlage zeigt einen sehr unruhigen Verlauf, welcher zu starken Durchflussschwankungen auf der Sekundärseite führt. Dies deutet auf Luft im solaren Primärkreis der Flachkollektoranlage hin. Die Anlage sollte gespült werden.
- Bei der PVT-Anlage liegt die Kollektortemperatur immer mindestens 20 K *unter* der Vorlauf- und Rücklauf-temperatur im Sekundärkreis sowie zwischen 15 und 20 K *unter* der Vorlauf-temperatur im Primärkreis. Dies deutet auf einen Fehler am Kollektorfühler (Fühlerbruch oder fehlerhafte Montage) hin und aufgrund dessen wird die Hybridanlage generell auf zu hohem Temperaturniveau betrieben. Dies führt in weiterer Folge zu geringerem thermischem und elektrischem Ertrag. Es kann angenommen werden, dass nach der Problembehebung am Kollektorfühler der kaskadierte Betrieb zwischen Hybrid- und Flachkollektoranlage öfter zur Anwendung kommt und dadurch der thermische Ertrag weiter gesteigert werden kann.

Entsprechend dem geringeren Ertrag liegt auch der solare Deckungsgrad hinter den Erwartungen zurück.

Bei Detailbetrachtung des Kesselbetriebs im Nachheizmodus der Hochtemperatur-Pufferspeicher konnte eine Fehlströmung über den Solarwärmetauscher festgestellt werden. Dies führt zu unnötigen Verteilverlusten sowie einem ungünstigen Durchmischen der Niedertemperatur-Pufferspeicher. In diesem Zusammenhang sollten die entsprechenden Rückschlagklappen und Ventilstellung genau überprüft werden.

7.4 Schachermayer Großhandels GmbH, OÖ

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Schachermayer
<u>Adresse:</u>	4021 Linz
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	85 m ² (PVT-Kollektoren, IS-2 Power Pro)
<u>Aperturfläche:</u>	78 m ²
<u>Neigung:</u>	31°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	180° (Süden)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2x 4.000 Liter Pufferspeicher Heizung 1x 4.000 Liter Kältespeicher 3.590 m ² Erdspeicher (Gesamtfläche, 2-lagig)
<u>Nachheizungssystem:</u>	7x Sole/Wasser-Wärmepumpen (je 60 kW) WRG-Kompressor (2x 40 kW) Fernwärme
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	1,3 % bei Heizung (direkt) (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	99 kWh/m ² a thermisch 152 kWh/m ² a elektrisch (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit Februar 2025 beendet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Schachermayer Großhandels GmbH hat 2021 ihr Stammhaus in Linz erweitert. Konkret wurde die alte Warenübernahme um zwölf neue Warenübernahme-Tore, verbunden mit Logistik am neuesten Stand und einem fünfgeschossigen Bau erweitert. Das neue Betriebsgebäude verfügt über eine beheizte Gesamtfläche von 32.093 m² (1.940 m² Bürofläche & Rest Lagerfläche).

Die Heizlast von ca. 1 MW wird zum Großteil über die sieben Sole/Wasser-Wärmepumpen gedeckt. Zusätzlich wird dem Niedertemperaturkreis über die Pufferspeicher Energie aus der Wärmerückgewinnung von 2 Kompressor-Anlagen zur Verfügung gestellt. Ein Teil des Energiebedarfs des Zubaus wird zudem über eine neu errichtete PVT-Hybridanlage bereitgestellt. Die Hybridanlage mit einer Fläche von 85 m² wurde am Dach mit einer Neigung von 31° in Südausrichtung angebracht. Die Kollektoren versorgen einerseits die Niedertemperaturheizung und andererseits regenerieren sie einen Erdspeicher, welcher den Sole-Wasser-Wärmepumpen als Quelle dient.

Der bereits erwähnte Niedertemperaturheizkreis setzt sich zusammen aus der Fußbodenheizung (VL 40°C /RL 34°C), den Deckenstrahlplatten im OG (VL 40°C /RL 33°C) und dem Heizregister für die Lüftung (VL 40°C /RL 32°C). Der Hochtemperaturkreis wird über die Fernwärmezentrale versorgt und setzt sich zusammen aus dem Heizlüfter für die Tiefgarage (VL 70°C /RL 50°C) und den Deckenstrahlplatten im EG (VL 70°C /RL 55°C). Die Fernwärme kann bei Bedarf auch den Niedertemperaturkreis versorgen. Die Kühllast von etwa 250 kW wird von den Wärmepumpen abgedeckt. Die Kälteverteilung geschieht dabei über Kühlregister für die Lüftung (VL 13°C /RL 18°C), Fußbodenkühlung (VL 17°C /RL 21°C) und Kühlung der Deckenstrahlplatten im OG (VL 17°C /RL 20,5°C). Die Warmwasserbereitung erfolgt dezentral elektrisch.

In Abbildung 25 sind die installierte PVT-Anlage am Dach und der Anschluss des Erdkollektors im Technikraum dargestellt.



Abbildung 57: Installierte PVT-Anlage am Dach & Erdkollektoranschluss im Technikraum

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärme- und Kälteversorgungssystem der Anlage „Schachermayer“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 2 dargestellt.

Die Solaranlage kann entweder in einen der zwei 4.000 Liter Heizungspuffer einspeisen, oder den Erdspeicher unter dem Gebäude regenerieren. Die Wärmeversorgung des Niedertemperaturheizkreises (Fußbodenheizung, Heizregister Lüftung und Deckenstrahlplatten im OG) wird zum Großteil über die 7 Sole/Wasser Wärmepumpen sowie zum Teil von der Solaranlage sichergestellt. Als Quelle für die Wärmepumpen dient ein zweilagiger Erdspeicher (3.590 m² gesamt) unter dem Gebäude. Zusätzlich wird die Wärmerückgewinnung von zwei Kompressor-Anlagen (je 40 kW) ganzjährig in die Heizungspuffer eingespeist und kann für die Versorgung des Niedertemperaturkreises verwendet werden. Die Hochtemperaturkreise (Heizlüfter Tiefgarage sowie Deckenstrahlplatten im EG) werden von der Fernwärmezentrale versorgt. Bei Bedarf kann über die Fernwärme auch in die zwei Heizungspufferspeicher eingespeist werden.

Die Kühlung des Gebäudes geschieht über die Lüftung, die Fußbodenheizung und die Deckenstrahlplatten. Die dafür benötigte Energie wird von den Wärmepumpen zur Verfügung gestellt. Die Möglichkeit einer freien Kühlung über die Erdkollektoren besteht im vorliegenden hydraulischen System nicht.

Der elektrische Ertrag aus den Hybridkollektoren wird für den Betrieb der Wärmepumpen sowie zur Deckung des Strombedarfs im Gebäude genutzt. Etwaige Überschüsse werden ins öffentliche Stromnetz eingespeist.

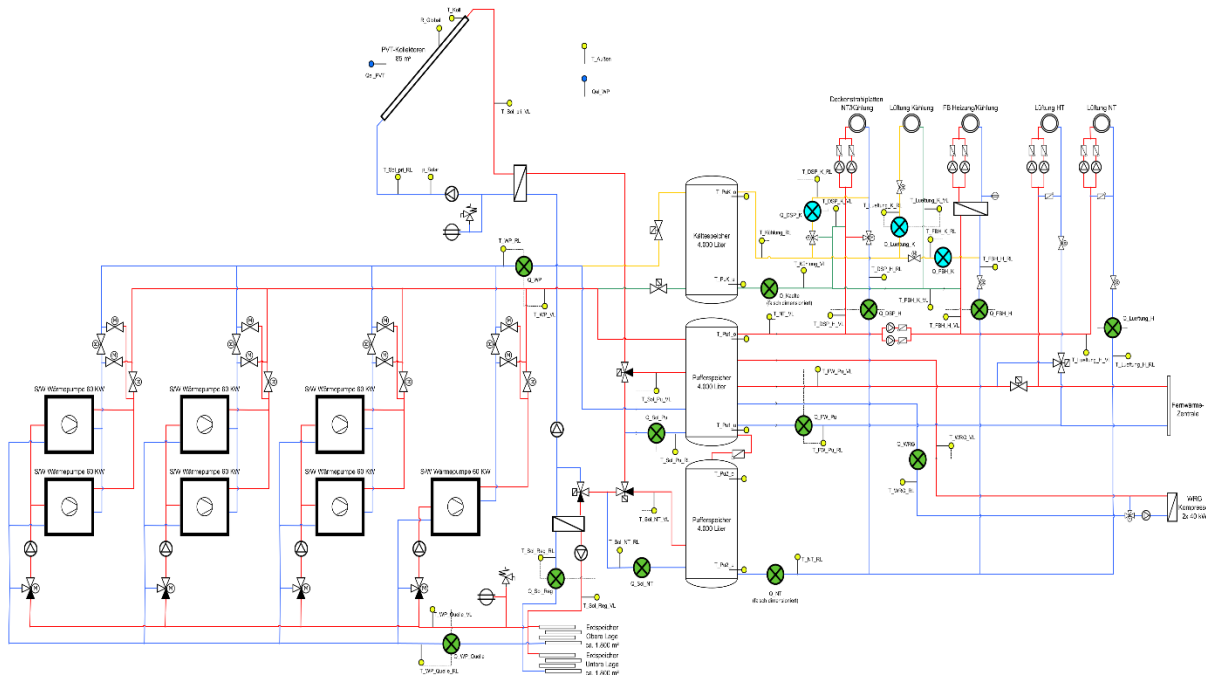


Abbildung 58: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt "Schachermayer" (grün: Wärmemengenzähler; hellblau: Kältemengenzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren; dunkelblau: Stromzähler)

Das Monitoringkonzept umfasst 12 Wärmemengenzähler, 3 Kältemengenzähler, 10 Temperatursensoren, einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, 8 Stromzähler sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene. Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

R_Global	Globalstrahlung in Kollektorebene
T_Aussen	Außentemperatur
T_Koll	Kollektorfühler
p_Solar	Druckfühler Solar primär
T_Solar_pri_VL	Solar Vorlauf primär
T_Solar_pri_RL	Solar Rücklauf primär
Q_Solar_Pu	Energie Solar HT-Pufferbeladung
V_Solar_Pu	Volumen Solar HT-Pufferbeladung
T_Solar_PU_VL	Vorlauftemperatur Solar HT-Pufferbeladung
T_Solar_PU_RL	Rücklauftemperatur Solar HT-Pufferbeladung
Q_Solar_NT	Energie Solar NT-Pufferbeladung
V_Solar_NT	Volumen Solar NT-Pufferbeladung
T_Solar_NT_VL	Vorlauftemperatur Solar NT-Pufferbeladung
T_Solar_NT_RL	Rücklauftemperatur Solar NT-Pufferbeladung
Q_Solar_Reg	Energie Solar Regeneration Erdkollektor
V_Solar_Reg	Volumen Solar Regeneration Erdkollektor
T_Solar_Reg_VL	Vorlauftemperatur Solar Regeneration Erdkollektor
T_Solar_Reg_RL	Rücklauftemperatur Solar Regeneration Erdkollektor
Pel_PVT	Elektrische Leistung PV
Qel_PVT	Elektrische Energie PV

Sole-Wasser-Wärmepumpen

Q_WP_Quelle	Energie Wärmepumpe Quelle
V_WP_Quelle	Volumen Wärmepumpe Quelle
T_WP_Quelle_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Quelle
T_WP_Quelle_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Quelle
Q_WP	Energie Wärmepumpe Senke
V_WP	Volumen Wärmepumpe Senke
T_WP_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Senke
T_WP_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Senke
Qel_WP 1-7	Elektrische Energie Wärmepumpe 1-7
PeI_WP 1-7	Elektrische Leistung Wärmepumpe 1-7

weitere Wärmeerzeuger

Q_FW_Pu	Energie Fernwärme Pufferbeladung
V_FW_Pu	Volumen Fernwärme Pufferbeladung
T_FW_Pu_VL	Vorlauftemperatur Fernwärme Pufferbeladung
T_FW_Pu_RL	Rücklauftemperatur Fernwärme Pufferbeladung
Q_WRG	Energie WRG Pufferbeladung
V_WRG	Volumen WRG Pufferbeladung
T_NT_VL	Vorlauftemperatur WRG Pufferbeladung
T_NT_RL	Rücklauftemperatur WRG Pufferbeladung

Pufferspeicher/Kältespeicher

T_Pu1_o	Heizungspuffertemperatur HT oben
T_Pu1_u	Heizungspuffertemperatur HT unten
T_Pu2_o	Heizungspuffertemperatur NT oben
T_Pu2_u	Heizungspuffertemperatur NT unten
T_PuK_o	Kältespeichertemperatur oben
T_PuK_u	Kältespeichertemperatur unten

Heizung/Kühlung

Q_NT	Energie Verbraucher Heizwärme
V_NT	Volumen Verbraucher Heizwärme
T_NT_VL	Vorlauftemperatur Verbraucher Heizwärme
T_NT_RL	Rücklauftemperatur Verbraucher Heizwärme
Q_Kaelte	Energie Verbraucher Kühlung
V_Kaelte	Volumen Verbraucher Kühlung
T_Kaelte_VL	Vorlauftemperatur Verbraucher Kühlung
T_Kaelte_RL	Rücklauftemperatur Verbraucher Kühlung
Q_Lueftung_H	Energie Lüftung Heizen
V_Lueftung_H	Volumen Lüftung Heizen
T_Lueftung_H_VL	Vorlauftemperatur Lüftung Heizen
T_Lueftung_H_RL	Rücklauftemperatur Lüftung Heizen
Q_Lueftung_K	Energie Lüftung Kühlen
V_Lueftung_K	Volumen Lüftung Kühlen
T_Lueftung_K_VL	Vorlauftemperatur Lüftung Kühlen
T_Lueftung_K_RL	Rücklauftemperatur Lüftung Kühlen

Q_FBH_H	Energie FBH Heizen
V_FBH_H	Volumen FBH Heizen
T_FBH_H_VL	Vorlauftemperatur FBH Heizen
T_FBH_H_RL	Rücklauftemperatur FBH Heizen
Q_FBH_K	Energie FBH Kühlen
V_FBH_K	Volumen FBH Kühlen
T_FBH_K_VL	Vorlauftemperatur FBH Kühlen
T_FBH_K_RL	Rücklauftemperatur FBH Kühlen
Q_DSP_H	Energie Deckenstrahlplatten Heizen
V_DSP_H	Volumen Deckenstrahlplatten Heizen
T_DSP_H_VL	Vorlauftemperatur Deckenstrahlplatten Heizen
T_DSP_H_RL	Rücklauftemperatur Deckenstrahlplatten Heizen
Q_DSP_K	Energie Deckenstrahlplatten Kühlen
V_DSP_K	Volumen Deckenstrahlplatten Kühlen
T_DSP_K_VL	Vorlauftemperatur Deckenstrahlplatten Kühlen
T_DSP_K_RL	Rücklauftemperatur Deckenstrahlplatten Kühlen

7.4.3 Energiebilanz

In der Abbildung 79 ist die Input-Output-Energiebilanz über die beiden Heizungs-Pufferspeicher der Anlage „Schachermayer“ für die betrachtete Monitoringperiode dargestellt. Der Wärmeeintrag in die Pufferspeicher erfolgte dabei mit insgesamt 203 MWh primär über die Wärmepumpen (Q_WP, dunkelblau) und zu einem kleinen Teil von 3,6 MWh bzw. 1,3 % (optisch kaum wahrnehmbar) über die Solaranlage (Q_Solar_direkt, gelb). Zusätzlich wurden monatlich im Schnitt etwa 5 MWh Abwärme von zwei Kompressoranlagen (Q_WRG, grün) in den Puffern abgeladen. Für die Deckung des NT-Energiebedarfs wurde während der Monitoringperiode keine Fernwärme genutzt. Um die Systembilanz zu schließen, sind auf der Output-Seite die Heizwärmeverbraucher rund um die NT-Lüftungsanlage (Q_Lueftung, rot), die Fußbodenheizung (Q_FBH, grau) und die NT-Deckenstrahlplatten (Q_Deckenstrahlplatten, violett) eingezeichnet.

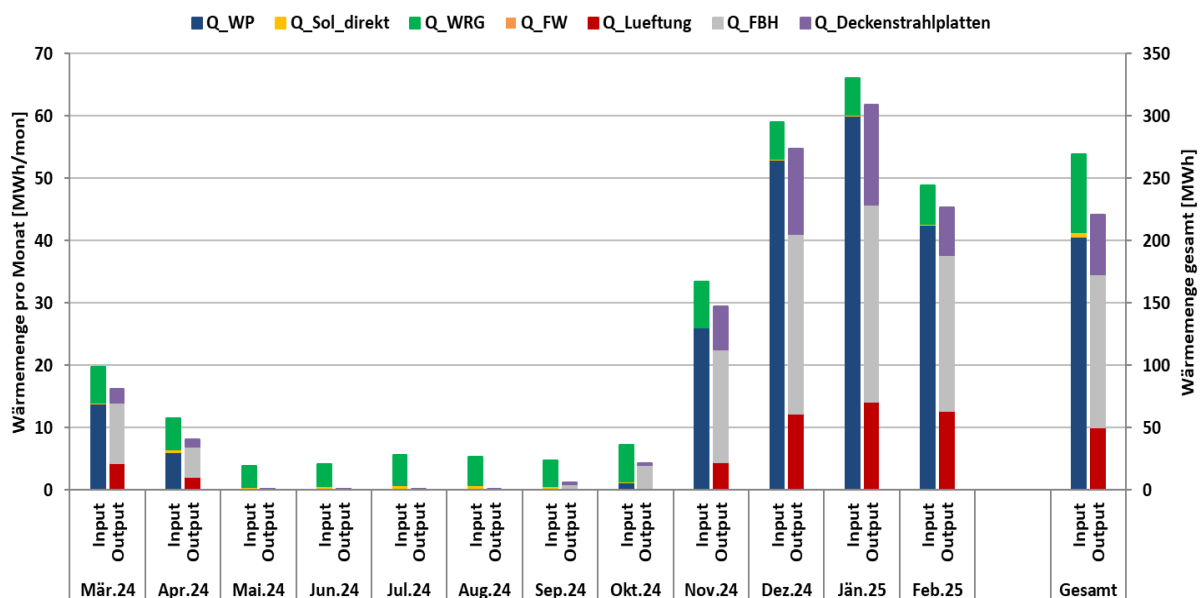


Abbildung 59: Energiebilanz der Anlage "Schachermayer" (März 2024 bis Februar 2025)

In Summe ergeben sich 17,9 % an Verteil- und Speicherverlusten. Diese sind aber zu einem Großteil der ganzjährigen Wärmerückgewinnung aus den Kompressoren geschuldet und konnten in diesem Zusammenhang vor allem außerhalb der Heizperiode festgestellt werden.

Die Regeneration des Erdkollektors erfolgte vor allem in den Monaten mit Kühlbetrieb, konkret von Mai bis September 2024. In der Übergangszeit, besonders im März und April, wurde der Erdkollektor beinahe ausschließlich von der PVT-Anlage regeneriert. In den Sommermonaten hingegen sinkt der solare Anteil an der Regeneration auf bis zu 0,1 %, da der Erdkollektor im aktiven Kühlbetrieb hauptsächlich als Rückkühlung für das Wärmepumpensystem fungiert. In der Abbildung 84 ist die Energiebilanz des Erdkollektors dargestellt. Die Regeneration des Erdkollektors erfolgte im Monitoringjahr in Summe mit 4,1 MWh bzw. 2,2 % über die PVT-Kollektoren ($Q_{\text{Solar_Regeneration}}$, gelb). Der Großteil von 181,7 MWh, der im Erdkollektor gespeicherten Wärme, wurde vom Wärmepumpensystem während der aktiven Kühlung geliefert ($Q_{\text{WP_Rückkühlung}}$, hellblau). Während der Heizperiode wurden in Summe 165,3 MWh an Wärme aus dem Erdkollektor entnommen und dienten den Wärmepumpen als Quelle.

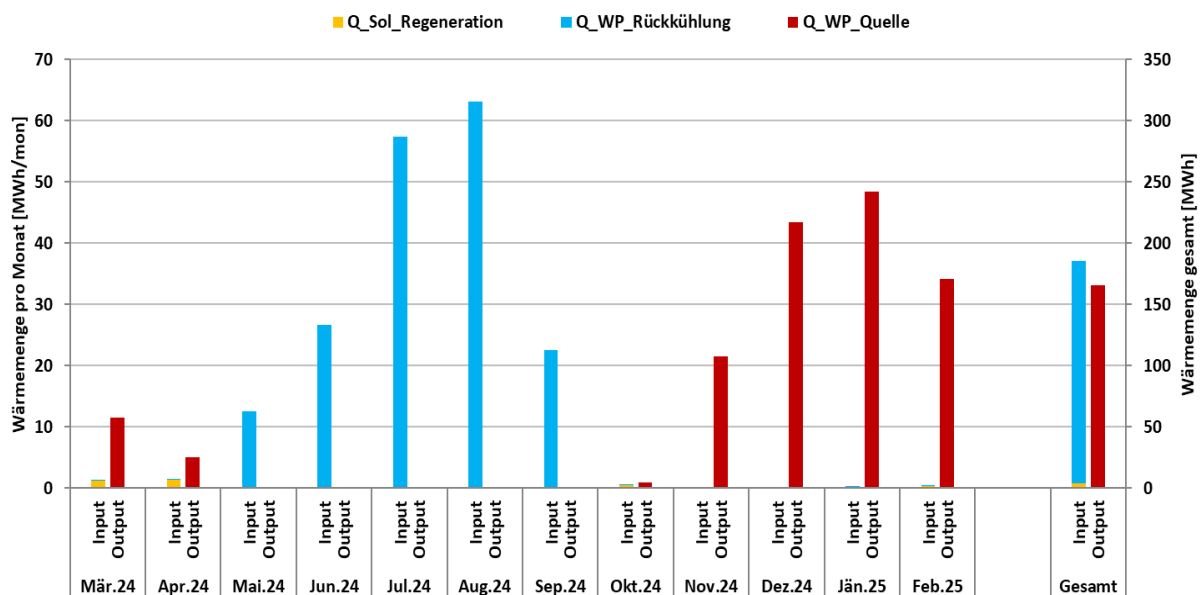


Abbildung 60: Energiebilanz über den Erdkollektor der Anlage "Schachermayer" (März 2024 bis Februar 2025)

Die Jahresbilanz aus Be- und Entladung des Erdkollektors zeigt sich sehr ausgeglichen und suggeriert verhältnismäßig geringe Verluste.

7.4.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Die Abbildungen in diesem Kapitel (Abbildung 15 bis Abbildung 32) geben einen Überblick und Vergleich über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse und die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des durchgeführten einjährigen Anlagenmonitorings konkret die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad, PV-Ertrag und Wärmeverbrauch. Die Simulation wurde für 50 Hybridkollektoren mit einem Neigungswinkel von 45° und einer Südwest-Ausrichtung durchgeführt. Die Umsetzung bzw. Installation der Anlage wurde jedoch mit einem Neigungswinkel von 31° und einer Südausrichtung realisiert.

In Abbildung 15 ist der prognostizierte und gemessene spezifische thermische Solarertrag sowie die Globalstrahlung in der Kollektorebene dargestellt. Laut der Anlagensimulation (erstellt mit TRNSYS) des Planers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 221,6 kWh/(m²a), bezogen auf die Aperturfläche von 78 m², erwartet. Die Jahressumme der Einstrahlung wurde dabei mit 1.142 kWh/m² prognostiziert. Der gemessene thermische Solarertrag mit 98,9 kWh/(m²a) liegt für die Monitoringperiode etwa 55 % unter dem erwarteten Wert, obwohl eine um etwa 8 % höhere Globalstrahlungssumme von 1.233 kWh/m² gemessen wurde. Dies ist zu einem großen Teil auf den ebenso verminderten Wärmeverbrauch (verglichen mit der Simulation) zurückzuführen. Des Weiteren wurde die Wärmeenergie für die Regeneration des Erdkollektors im Monitoringzeitraum zu einem Großteil vom Wärmepumpensystem bereitgestellt. Gleichzeitig wurde die PVT-Anlage in geringerem Maße zur Regeneration des Erdkollektors genutzt als ursprünglich angenommen bzw. simuliert.

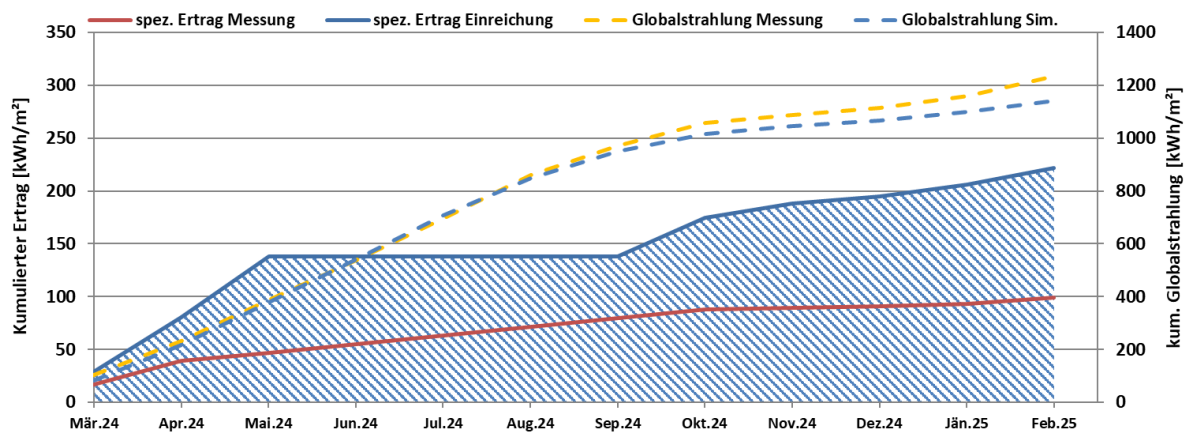


Abbildung 61: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Schachermayer“ (März 2024 bis Februar 2025)

Der prognostizierte sowie der gemessene solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) sind in Abbildung 31 dargestellt. Berechnet wird hier der direkte solare Deckungsgrad (direkte Nutzung der Solarwärme für die Raumheizung) und der solare Anteil an der Regeneration des Erdkollektors (indirekte Nutzung der Solarwärme für die Regeneration des Erdspeichers). Der direkte solare Deckungsgrad wurde mit 0,3 % prognostiziert und lag im Monitoringjahr bei 1,3 %. Anstatt der simulierten 1.423 kWh wurden 3.593 kWh an solarer Wärme in die Pufferspeicher eingespeist. Ein Großteil davon entfällt jedoch auf die Sommermonate, in denen kein Heizwärmebedarf bestand. Der solare Anteil an der Regeneration lag im Gegensatz zu den erwarteten 5,1 % bei gemessenen 2,2 %. Anstatt der prognostizierten 15.847 kWh wurden 4.117 kWh an solarer NT-Wärme im Erdspeicher abgeladen bzw. zur Regeneration desselbigen genutzt.

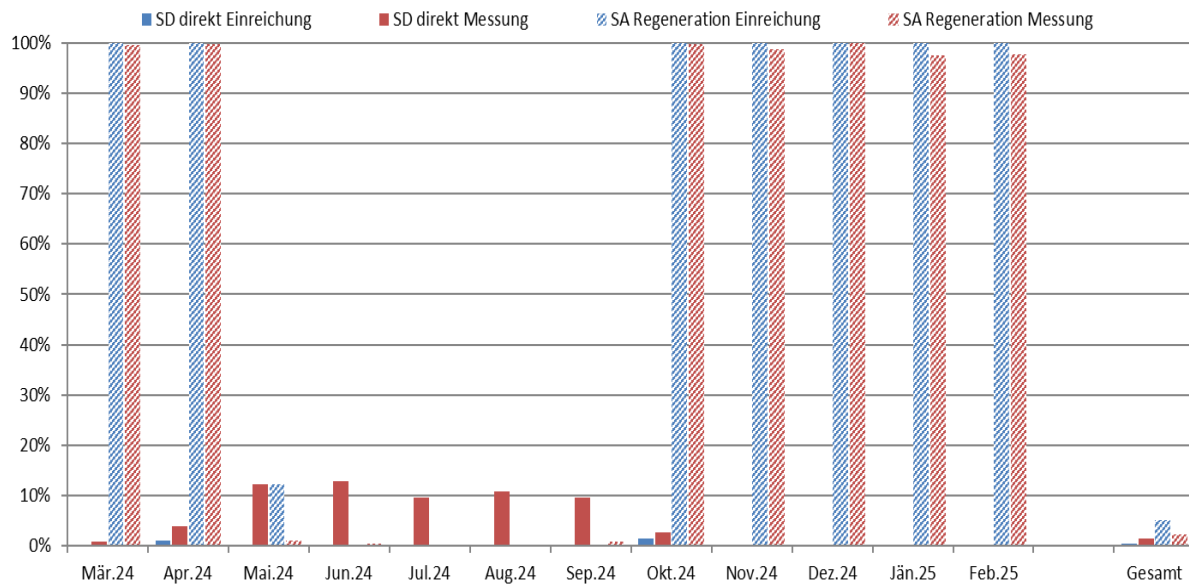


Abbildung 62: Prognostizierter und gemessener monatlicher direkter solarer Deckungsgrad bzw. solarer Anteil an Regeneration für die Anlage „Schachermayer“ (März 2024 bis Februar 2025)

Da die Regeneration des Erdkollektors über das Wärmepumpensystem nur während der Kühlperiode, wo er als Abwärmesenke für den aktiven Kühlbetrieb dient, durchgeführt wird, suggeriert das Diagramm ein besseres Ergebnis. In den Zeiträumen März bis April 2024 und Oktober 2024 bis Februar 2025 liegt der solare Anteil an der Regeneration daher zwar bei der Messung prozentmäßig im Bereich der Simulation; betrachtet man jedoch die tatsächlichen Energiemengen, zeigt sich der bereits erwähnte Minderertrag. Besser veranschaulicht wird dies in Abbildung 63, wo die Prognosewerte mit den entsprechenden Messwerten für die solare Erdspeicher-Regeneration und direkte Solarwärmenutzung verglichen werden.

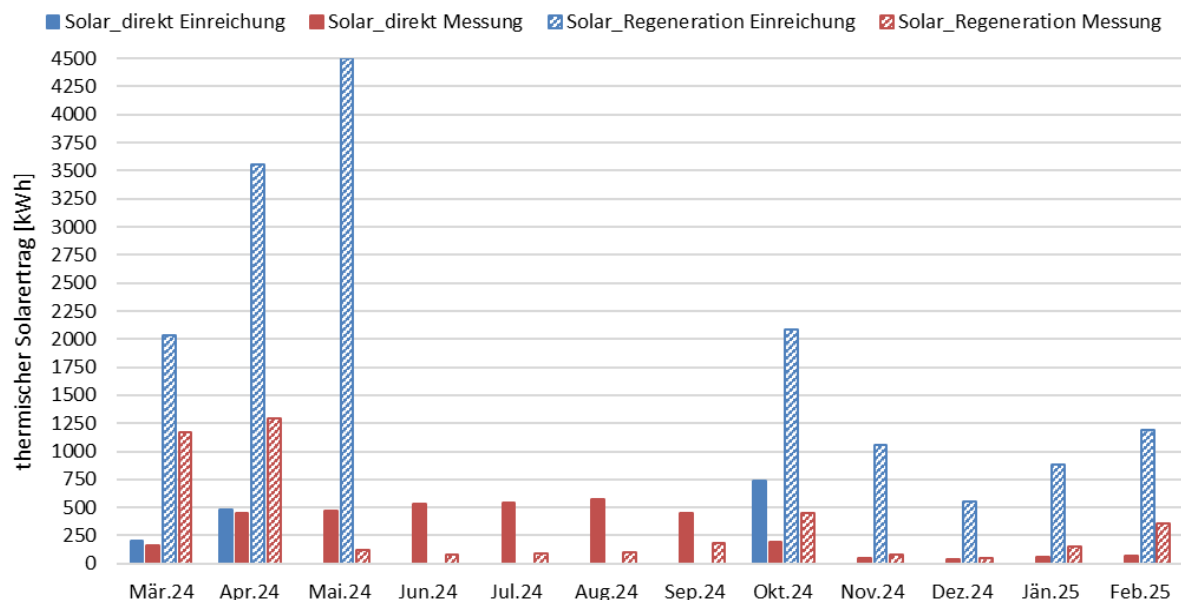


Abbildung 63: Prognostizierter und gemessener monatlicher thermischer Solarertrag für Puffereinspeisung bzw. Regeneration für die Anlage „Schachermayer“ (März 2024 bis Februar 2025)

Energiemengenmäßig zeigen sich bei der solaren Regeneration des Erdspeichers die größten Differenzen in den Übergangszeiten im April, Mai und Oktober 2024 verglichen mit

der Prognose. In der Heizperiode von November bis März ist auch ein signifikanter Minderertrag zu verzeichnen.

In Abbildung 81 sind zusätzlich die simulierten (blau) und gemessenen (rot) elektrischen Erträge der PVT-Anlage mit den monatlichen Globalstrahlungssummen dargestellt. Die Anlagensimulation wurde mit der Software PV*SOL für eine Modulfläche von 152,64 m² durchgeführt. Die prognostizierten Ertragswerte wurden für den Vergleich daher auf die tatsächlich umgesetzten 84,8 m² umgerechnet, was zu einem erwarteten PV-Ertrag von 13.886 kWh führt. Der gemessene Stromertrag liegt bei 11.887 kWh und damit um 14,4 % niedriger als erwartet.

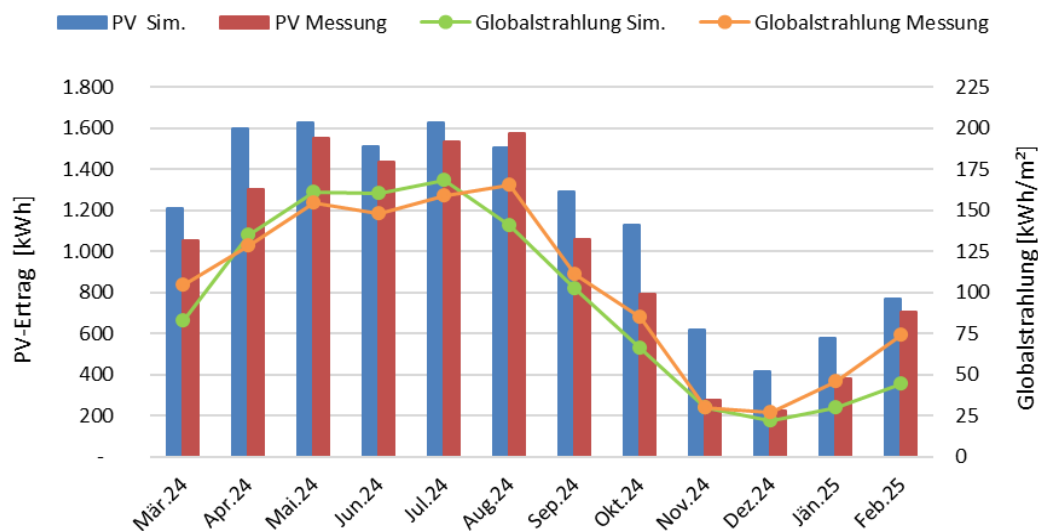


Abbildung 64: Prognostizierter und gemessener PV-Ertrag inkl. simulierter und gemessener Globalstrahlung für die Anlage "Schachermayer" (März 2024 bis Februar 2025)

Im Zeitraum von April bis August 2024 zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen den simulierten und gemessenen PV-Erträgen. Der Verlauf ist im Verhältnis zur Globalstrahlung plausibel und entspricht den Erwartungen. In den verbleibenden Monaten liegen die gemessenen PV-Erträge teilweise deutlich unter den simulierten Werten, obwohl die gemessene Globalstrahlung höher ist als in der Simulation. Als Hauptursache für diese Diskrepanz ist die abweichende tatsächliche Ausführung der Anlage im Vergleich zur Simulation zu nennen:

- In der Simulation wurde ein Neigungswinkel von 45° mit Südwest-Ausrichtung verwendet.
- Die real installierte Anlage weist jedoch einen Neigungswinkel von 31° bei Südausrichtung auf.

Der in der Simulation verwendete steile Neigungswinkel von 45° ist besonders vorteilhaft für die Wintermonate, da er die tief stehende Sonne besser nutzt. Die realisierte flachere Neigung führt in dieser Zeit zu einem ungünstigeren Einfallswinkel der Sonnenstrahlen und somit zu niedrigeren Erträgen, trotz vorhandener Einstrahlung. Der Unterschied in der Ausrichtung (Südwest vs. Süd) ist in diesem Zusammenhang weniger relevant für die beobachtete Differenz zwischen Simulation und Messung. Für eine konkrete Bewertung der elektrischen Anlagenperformance sind die vorliegenden simulierten Prognosewerte nur eingeschränkt aussagekräftig, da sie auf einer anderen Anlagenkonfiguration basieren als tatsächlich umgesetzt wurde.

Der jährliche Gesamtwärmebedarf für die Heizung wurde zum Zeitpunkt der Förder-einreichung mit 2.331,8 MWh abgeschätzt. Es wird angenommen, dass diesem

Heizwärmeverbrauch die Gesamtgebäudefläche des Standorts von etwa 160.000 m² zugrunde gelegt wurde. Aus diesem Grund wurden die Prognosewerte auf die beheizte Fläche des Neubaus von 32.093 m² umgelegt, was einen korrigierten simulierten Gesamtwärmebedarf von 467,7 MWh ergibt. Der gemessene NT-Verbrauch über die Lüftungsanlage, die Fußbodenheizung und Deckenstrahlplatten liegt für die Monitoringperiode bei 221,0 MWh und damit 52,7 % unter dem korrigierten Prognosewert. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist der folgenden Abbildung 32 zu entnehmen.

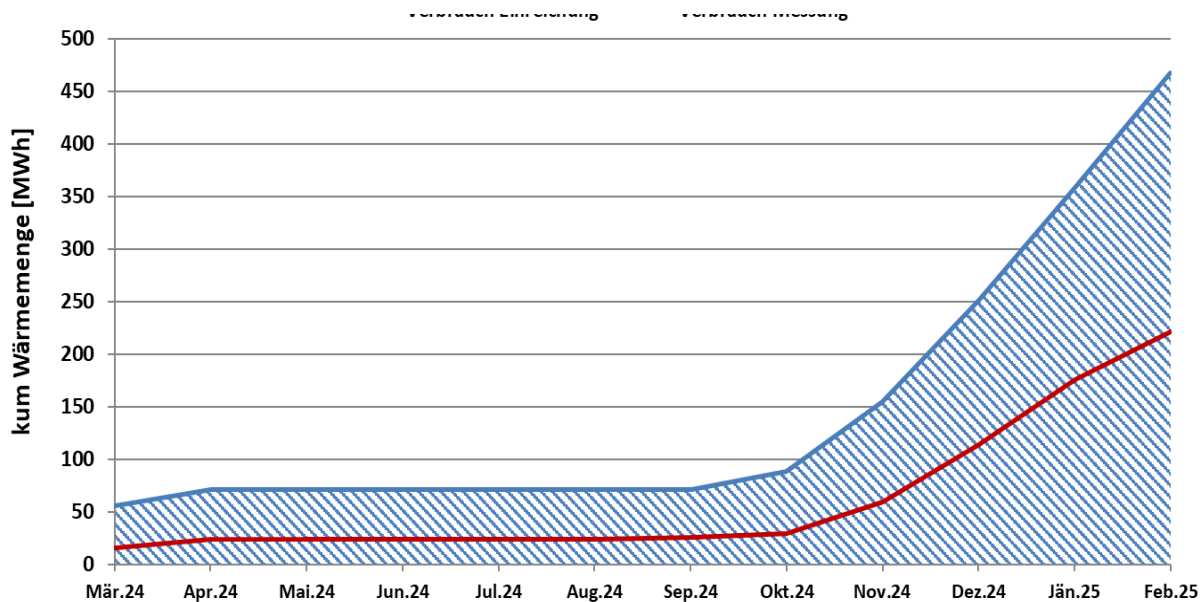


Abbildung 65: Prognostizierter und gemessener Wärmeverbrauch für die Anlage „Schachermayer“ (März 2024 bis Februar 2025)

7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie des Zusammenspiels des Gesamtsystems durchgeführt. Besonderes Augenmerk wurde hierbei auf den Betrieb der PVT-Anlage und die Integration dieser Anlage ins gesamte Energieversorgungssystem gelegt.

In Abbildung 87 ist der Kühlbetrieb an zwei repräsentativen Tagen im Sommer dargestellt. Im oberen Teil der Abbildung sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primärseitig), im Wärmepumpensystem (quell- und senkenseitig) und in den PVT-Kollektoren sowie die Globalstrahlung auf Kollektorebene dargestellt. In der Mitte sind die Temperaturen der beiden Heizwärme-Pufferspeicher und des Kältespeichers sowie die Außentemperatur abgebildet. Unten sind die Durchflüsse in den sekundären Solarkreisen zur Regeneration bzw. Niedertemperatur-Pufferbeladung, die quell- und senkenseitigen Durchflüsse im Wärmepumpensystem, die Durchflüsse bei den Kälteverbrauchern sowie die Durchflüsse bei der Wärmerückgewinnung der Kompressoren ersichtlich.

Bei beiden betrachteten Sommertagen lag eine sonnige Witterung mit ganztägig hohen Einstrahlungswerten und Außentemperaturen von bis zu 39 °C vor. Da keine Sensoren für Raumtemperaturen zur Verfügung standen, kann keine konkrete Aussage zur thermischen Behaglichkeit und der Qualität der Kühlung getroffen werden.

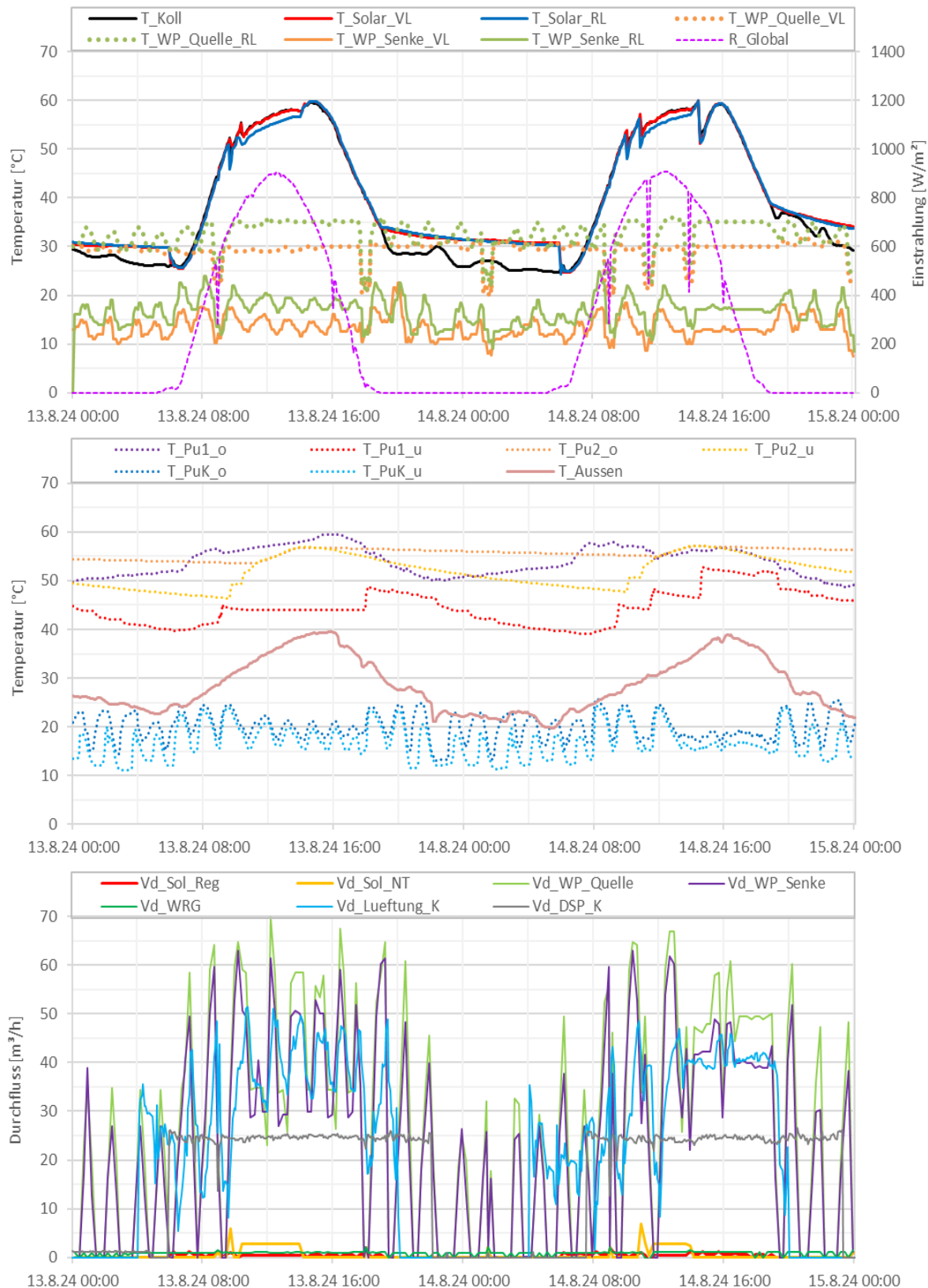


Abbildung 66: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und PVT-Anlage sowie der Globalstrahlung bei Kühlbetrieb (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speicher- sowie Außentemperaturen (mitte) und der zugehörigen Volumenströme (unten) vom 13. und 14.8.2024

Im Kältespeicher ist keine dauerhafte Durchmischung erkennbar. Zwischen den beiden Temperatursensoren oben und unten im Speicher zeigt sich regelmäßig eine Temperaturdifferenz von mehreren Grad Kelvin. Anhand der Temperaturverläufe sind die

Lade- und Entladezyklen klar erkennbar. Beim Ladevorgang fällt die untere Puffertemperatur jeweils auf bis zu 11 °C ab, ehe beide Temperaturen beim Entladen bzw. bei der Kälteabgabe auf bis zu 25 °C ansteigen.

Dadurch, dass das reversible Wärmepumpensystem mit der bereitgestellten Kälte den Kältepuffer versorgt, folgen die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Senkenseite, die im aktiven Kühlbetrieb nun die Verdampfer-Seite darstellt, demselben zeitlichen Verlauf wie die Temperaturen im Kältespeicher. Die durchschnittliche Spreizung liegt hierbei bei etwa 4 K. Eine Betrachtung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Kondensator-Seite der Wärmepumpen zeigt, dass die Abwärme, die im Erdkollektor abgeführt wird, auf einem Temperaturniveau von bis zu 36 °C liegt. Da leider kein Temperatursensor im Erdkollektor vorhanden ist, kann generell keine Aussage über den Beladungszustand bzw. die Temperaturänderungen während und nach der Beladung getroffen werden. Es kann hier lediglich ebenso eine Spreizung von etwa 4 K festgehalten werden.

Quellen- und senkenseitig werden am Tag, wo der Kühlenergiebedarf aufgrund der heißen Außentemperaturen am höchsten ist, Durchflüsse von 50 bis 70 m³/h gefahren. In den Nacht- und frühen Morgenstunden bewegen sich die gemessenen Durchflüsse zwischen 0 und 45 m³/h. Da der Kältespeicher mit 4.000 Litern im Vergleich zu den Durchflüssen unterdimensioniert ist, zeigt sich anhand der Temperaturen und Durchflüsse des Wärmepumpensystems eine dementsprechende Taktung im Kühlbetrieb.

Der Wärmepufferspeicher 1 wird kontinuierlich über die Wärmerückgewinnung der Kompressoranlage mit einem mittleren Durchfluss von 1.000 l/h beladen. Die obere Puffertemperatur wird dabei immer in einem Bereich von 49 bis 60 °C gehalten. Die untere Puffertemperatur liegt niedriger als die beiden Temperaturen des zweiten Wärmepufferspeichers (der untere Speicher im Schema), der um die Mittagszeit mit solarer Wärme beladen wird. Die solare Pufferbeschickung findet dabei im unteren Teil des Puffers statt. Deshalb steigt zuerst die Temperatur des unteren Sensors, ehe die obere Temperatur auch ansteigt. Aufgrund der niedrigen Durchflüsse wird die Temperatur im unteren Bereich des ersten Pufferspeichers nur sehr langsam von oben bzw. durch den zweiten Puffer erwärmt. Eine Rückschlagklappe verhindert eine unerwünschte Vermischung bzw. Auskühlung. In diesem Zusammenhang gilt es festzuhalten, dass es während dieser zwei betrachteten Tage keine Abnahme seitens der Wärmeverbraucher aus den Pufferspeichern bzw. Heizenergiebedarf gab. Verbraucherseitig werden bei den Deckenstrahlplatten gleichmäßig etwa 25 m³/h gefahren, während die Durchflüsse zur Versorgung des Kühlregisters zwischen 10 und 50 m³/h schwanken.

Die Kollektortemperatur liegt im betrachteten Zeitraum zwischen 25 °C in den Nachtstunden und 60 °C am frühen Nachmittag. Anhand des Durchflusses Vd_Sol_NT (orange, unteres Diagramm) und der Spreizung zwischen Solarvorlauf und -rücklauf ist zu erkennen, in welchem Zeitraum die PVT-Anlage thermische Erträge geliefert und in den Pufferspeicher abgeladen hat. Konkret wurde der untere Pufferspeicher jeweils von etwa 10:00 bis 14:00 Uhr mit Solarwärme gespeist. In diesem Betrieb wurde ein durchschnittlicher Durchfluss von 2.800 l/h und eine mittlere Leistung von 7,3 kW gemessen. Außerhalb dieser Zeiträume war die Kollektortemperatur verglichen mit den Puffertemperaturen zu gering, um solare Wärme an diesen abzuführen.

Anhand des Durchflusses Vd_Sol_Reg (rot, unteres Diagramm) ist ersichtlich, dass der Erdkollektor jeweils von etwa 6:00 bis 19:00 solarthermisch regeneriert wird. Das geschieht aber mit geringen mittleren Durchflüssen von 600 l/h und damit verbundenen geringen Leistungen von durchschnittlich 0,4 kW. Da das Wärmepumpensystem den Erdkollektor als Wärmesenke für die Abwärme nutzt, ist die gleichzeitige solare Erdkollektorregeneration dadurch scheinbar blockiert. Da keine Informationen über Ventilstellungen und den Betrieb der Pumpen vorliegen, kann hier keine konkretere Einschätzung getroffen werden.

Aus diesem Grund und weil der obere Pufferspeicher wie bereits erwähnt aufgrund der Wärmerückgewinnung meist durchgeladen ist, fehlt den PVT-Kollektoren im Sommer eine Wärmesenke, um die PV-Zellen zu kühlen und den Stromertrag zu steigern.

In Abbildung 88 ist der Heizbetrieb an zwei repräsentativen Tagen im Februar 2025 dargestellt. Am ersten Tag herrscht eine bewölkte Wetterlage mit Einstrahlungswerten von maximal 200 W/m² und am zweiten Tag ist es wechselhaft mit Einstrahlungswerten von bis zu 800 W/m². Die Außentemperatur liegt zwischen 1 und 11 °C.

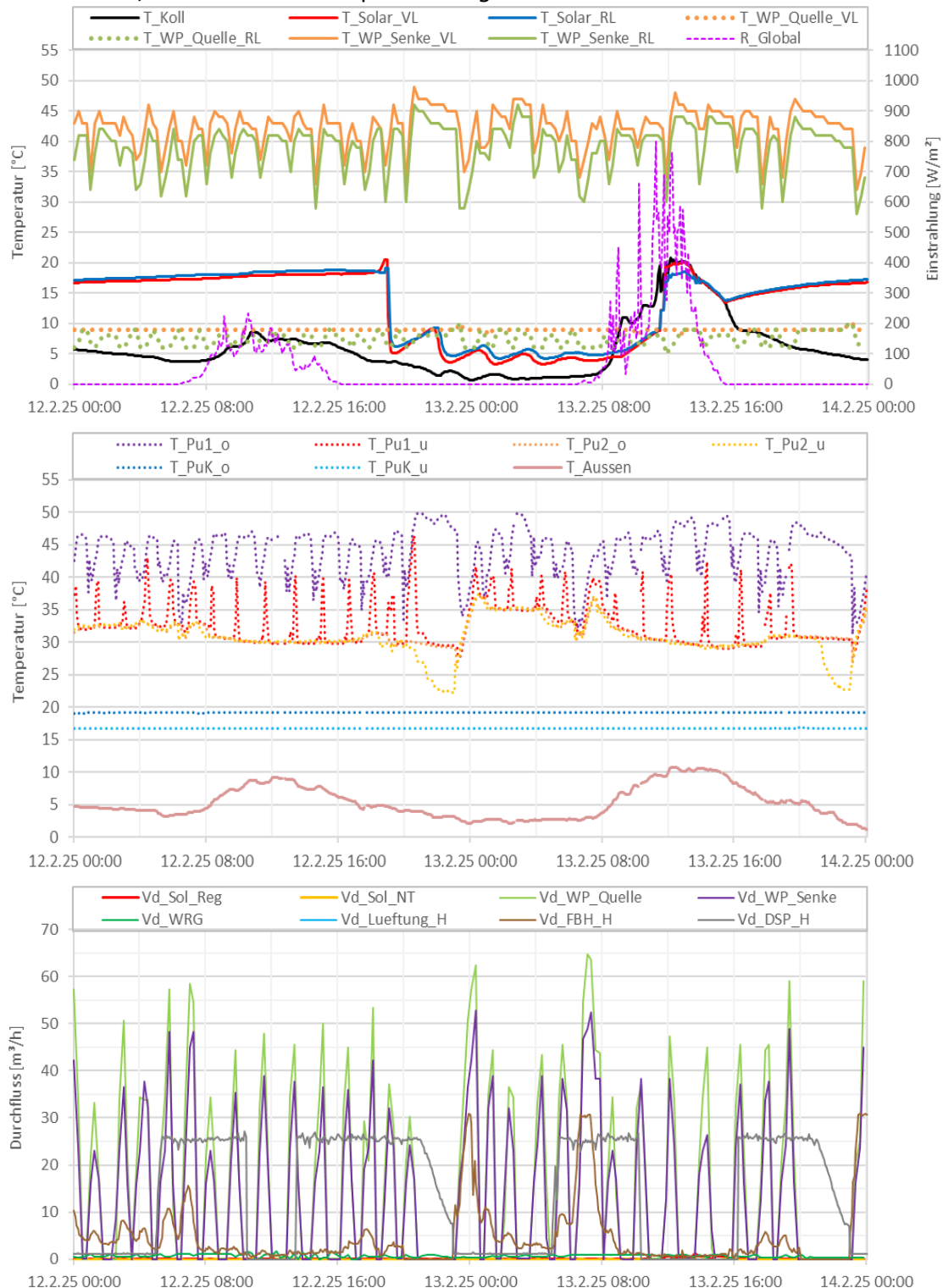


Abbildung 67: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und PVT-Anlage sowie der Globalstrahlung bei Heizbetrieb (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speicher- sowie Außentemperaturen (mitte) und der zugehörigen Volumenströme (unten) vom 12. und 13.2.2025

Im Kältespeicher zeigen sich unveränderte Temperaturen, da die Kühlung nicht in Betrieb ist. Die sichtbare Temperatschichtung kann ein Produkt von Wärmeeinträgen an einzelnen Stellen oder periodischen Temperaturschwankungen im Technikraum sein.

Das Temperaturniveau der Wärmepumpenquelle liegt im beobachteten Zeitraum in einem stabilen Bereich von 9 bis 10 °C. Eine Betrachtung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Kondensator-Seite der Wärmepumpen zeigt, dass das Wärmepumpensystem Vorlauftemperaturen von durchschnittlich 42 °C liefert und damit den oberen Pufferspeicher belädt. Während des Betriebes liegt dabei zwischen Vorlauf und Rücklauf eine durchschnittliche Temperaturspreizung von 3,9 K vor. Die Grenztemperatur, die eine Pufferbeladung über das Wärmepumpensystem auslöst, scheint bei etwa 40 °C beim oberen Sensor zu liegen. Die restliche Pufferbeschickung wird kontinuierlich über die Wärmerückgewinnung der Kompressoranlage mit einem mittleren Durchfluss von 700 l/h und einer durchschnittlichen Vorlauftemperatur von 47 °C durchgeführt. Die Rücklaufrückführung erfolgt in den unteren Teil des unteren Puffers, was durch den Temperaturabfall des Sensors T_Pu2_u während den Nachtstunden, wo die Deckenstrahlplatten in Betrieb sind, die Wärmepumpen aber nicht, bestätigt wird.

Quellen- und senkenseitig werden Durchflüsse von 0 bis 65 m³/h gefahren. Da die Pufferspeicher aufgrund der niedrigen Versorgungstemperaturen der Verbraucher auf einem moderaten Temperaturniveau betrieben werden, ist die nutzbare Wärmespeicherkapazität mit 2-mal 4.000 Litern im Vergleich zu den Durchflüssen und Leistungen der Wärmepumpen verhältnismäßig gering. Eine dementsprechende Taktung ist deswegen auch im Heizbetrieb zu beobachten.

Verbraucherseitig werden bei den Deckenstrahlplatten gleichmäßig wiederum etwa 25 m³/h gefahren, während die Durchflüsse bei der Fußbodenheizung zwischen 1 und 30 m³/h liegen. Die Durchflüsse zur Versorgung des Heizregisters wurden nicht gemessen bzw. übermittelt. Anhand der Abbildung 68, in der die Wärmeleistungen der Erzeuger und Verbraucher dargestellt sind, ist jedoch ersichtlich, dass die Lüftungsanlage eine recht gleichmäßige Wärmeleistung von etwa 40 kW abgibt.

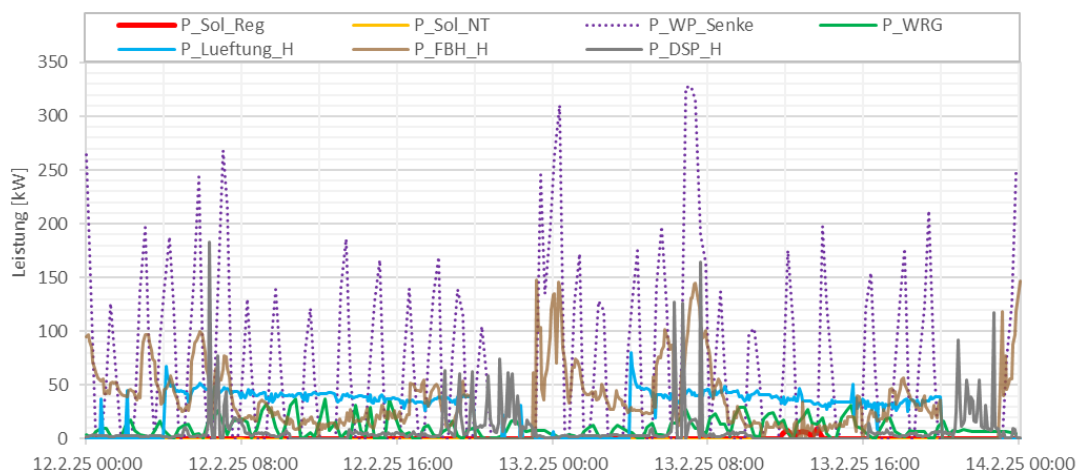


Abbildung 68: Verlauf der Leistungen der Versorger und Verbraucher vom 12. und 13.2.2025

Die Kollektortemperatur folgt am ersten Tag und in den Nachtstunden dem Verlauf der Außentemperatur und liegt dabei zwischen 1 und 8 °C. Lediglich am zweiten Tag, wo eine ausreichende Solarstrahlung auftritt, erreicht die Kollektortemperatur höhere Werte von bis zu 21 °C. Anhand des Durchflusses Vd_Sol_Reg (rot, unteres Diagramm) und der Spreizung zwischen Solarvorlauf und -rücklauf ist zu erkennen, in welchem Zeitraum die PVT-Anlage thermische Erträge geliefert und den Erdkollektor regeneriert hat. Konkret wurde am zweiten Tag von etwa 11:30 bis 14:30 Uhr Solarwärme im Erdkollektor abgeladen. In diesem Betrieb wurde ein durchschnittlicher Durchfluss von 600 l/h und eine mittlere Leistung von 4,9 kW gemessen. Außerhalb dieser Zeiträume war die

Kollektortemperatur zu gering, um den Erdspeicher zu regenerieren. Dementsprechend war das Temperaturniveau auch zu gering, um in den unteren Pufferspeicher einzuspeisen.

In Abbildung 69 ist der Anlagenbetrieb während der Übergangszeit Mitte März dargestellt.

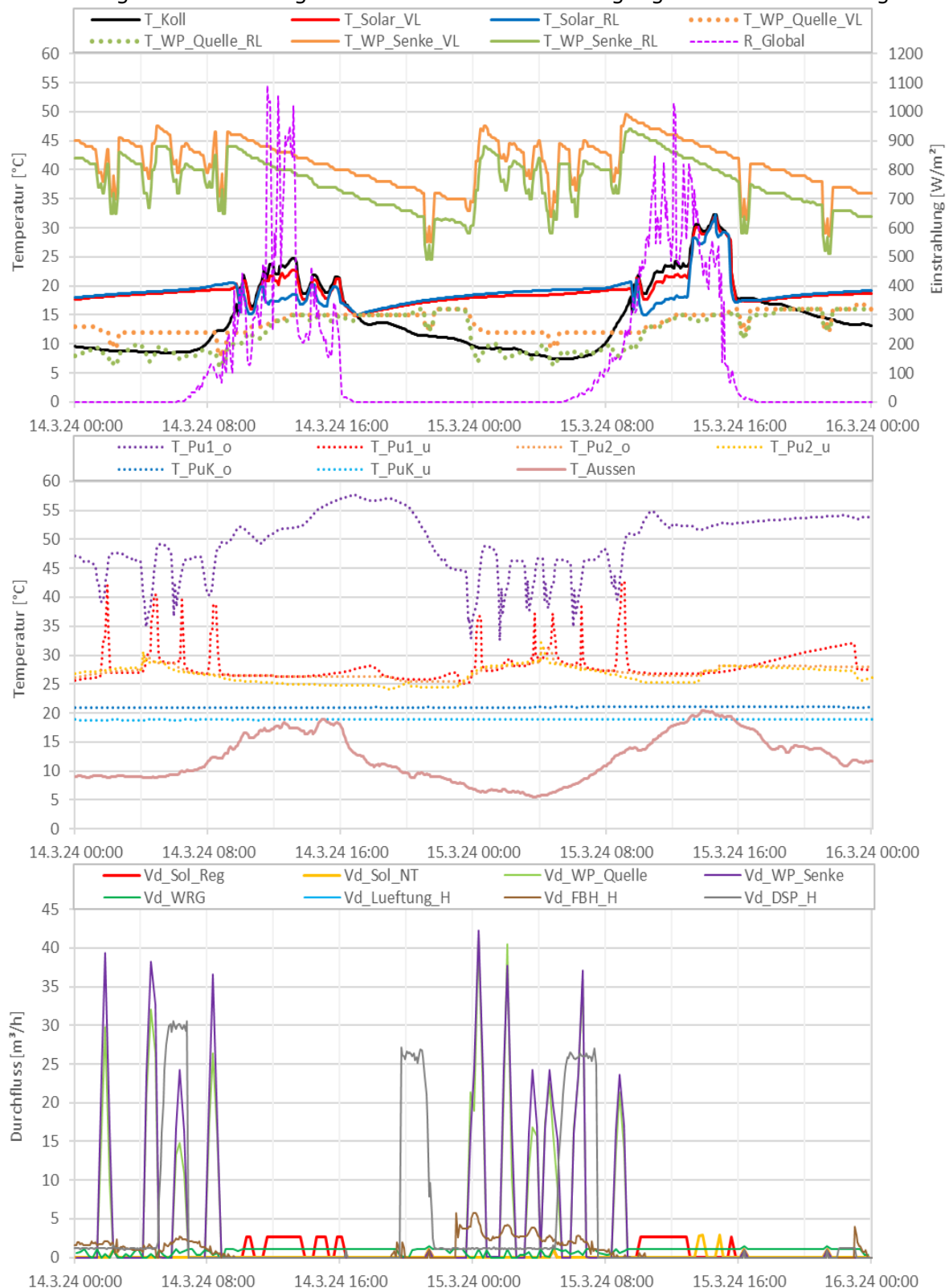


Abbildung 69: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und PVT-Anlage sowie der Globalstrahlung bei Kühlbetrieb in Übergangszeit (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speicher- sowie Außentemperaturen (mitte) und der zugehörigen Volumenströme (unten) vom 14. und 15.3.2025

An den beiden Frühlingstagen herrscht eine wechselhafte Wetterlage mit vereinzelt Einstrahlungsspitzen von über 1.000 W/m^2 und Außentemperaturen von bis zu 20°C . Die Anlage befindet sich im Heizbetrieb, daher zeigen sich die Temperaturen im Kältespeicher unverändert mit der beschriebenen Schichtung.

Das Temperaturniveau der Wärmepumpenquelle liegt im beobachteten Zeitraum während der Betriebszeiten in einem stabilen Bereich von etwa 12°C . Eine Betrachtung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Kondensator-Seite der Wärmepumpen zeigt, dass das Wärmepumpensystem Vorlauftemperaturen von durchschnittlich 41°C liefert und damit den oberen Pufferspeicher belädt. Während des Betriebes liegt dabei zwischen Vorlauf und Rücklauf eine durchschnittliche Temperaturspreizung von $3,6 \text{ K}$ vor. Die restliche Pufferbeschickung wird kontinuierlich über die Wärmerückgewinnung der Kompressoranlage mit einem mittleren Durchfluss von 900 l/h und einer durchschnittlichen Vorlauftemperatur von 49°C und Vorlaufspitzen von bis zu 60°C durchgeführt. Verbunden mit dem geringen Heizwärmebedarf liegt die obere Puffertemperatur daher meist auf einem hohen Temperaturniveau und sinkt nur in den Nacht- und Morgenstunden bei Entladung durch die Verbraucher unter die Grenztemperatur von 40°C . Aus diesem Grund laufen die Wärmepumpen auch nur in diesem Zeitraum. Da der geringere Verbrauch mit kurzen Laufzeiten der Wärmepumpen gedeckt werden kann, wird der Puffer nie komplett durchgeladen, was sich auch durch die starke Temperatschichtung im Pufferspeicher zeigt. De facto wird somit nur der obere Bereich des Puffers geladen und genutzt.

Quellen- und senkenseitig werden aufgrund des geringeren Wärmebedarfs im Vergleich zum Winterfall auch geringere Durchflüsse von 0 bis $40 \text{ m}^3/\text{h}$ gefahren. Obwohl nur ein Teil der Speicherkapazität genutzt wird, ist so eine niedrigere Taktung zu beobachten. Da die Auflösung der Wärmemengenzähler nur einem 15-Minuten Intervall entspricht, kann anhand dieser Darstellungen nicht klar gesagt werden, ob die Wärmepumpen einen stationären Betriebszustand erreichen.

Verbraucherseitig werden bei den Deckenstrahlplatten 25 bis $30 \text{ m}^3/\text{h}$ gefahren, während die Durchflüsse bei der Fußbodenheizung zwischen 1 und $5 \text{ m}^3/\text{h}$ liegen. Um für Vollständigkeit zu sorgen, sind in Abbildung 70 wieder die Leistungswerte dargestellt.

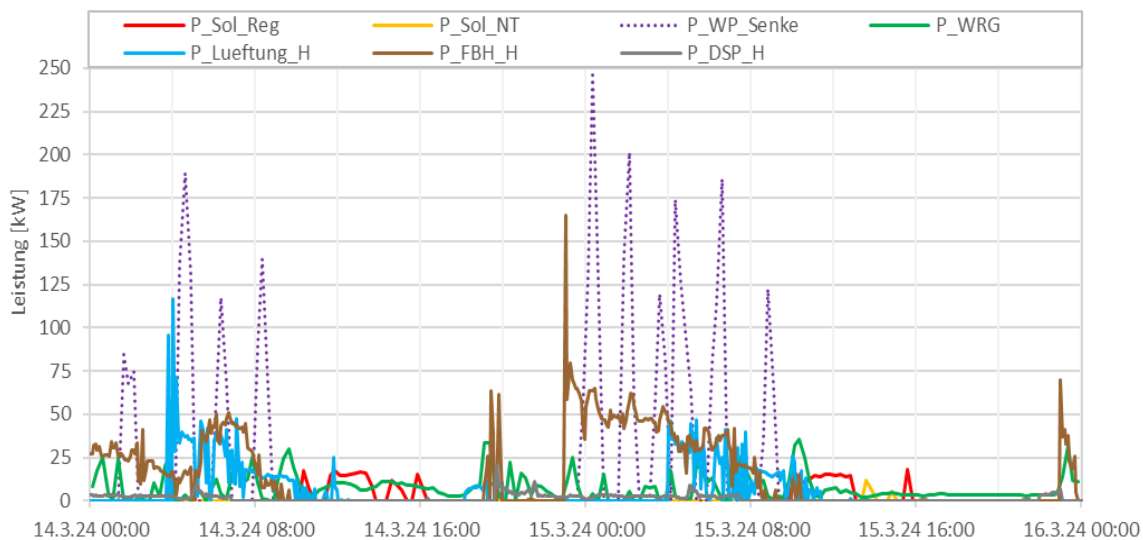


Abbildung 70: Verlauf der Leistungen der Versorger und Verbrauch vom 14. und 15.3.2025

Die Kollektortemperatur folgt in den Nachtstunden dem Verlauf der Außentemperatur. Zu den strahlungsintensivsten Tageszeiten steigt sie am ersten Tag auf etwa 25°C und am zweiten Tag auf über 32°C . Anhand des Durchflusses $V_{d_Sol_Reg}$ (rot, unteres Diagramm in Abbildung 69) und der Spreizung zwischen Solarvorlauf und -rücklauf ist zu erkennen, dass der Erdkollektor am ersten Tag zwischen 10:30 und 16:15 Uhr und am zweiten Tag zwischen 10 und 16 Uhr mit Solarwärme regeneriert wurde. In diesem Betrieb wurde ein

durchschnittlicher Durchfluss von 2.400 l/h und eine mittlere Leistung von 13,5 kW gemessen. Am zweiten Tag war die Kollektortemperatur zudem kurzfristig hoch genug, um mit einem Durchfluss von 1.400 l/h und einer Leistung von 7,7 kW für 1,5 Stunden in den unteren Puffer einzuspeisen. Während der gesamten Übergangszeit laufen die PVT-Anlage und die Wärmepumpen nicht parallel. Die Solarwärme wird somit nicht durch den Erdkollektor durchgeschliffen und als direkte Quelle für die Wärmepumpen genutzt. Um den Betrieb der Wärmepumpen näher zu analysieren, sind die Stromaufnahmen für die beiden repräsentativen Sommer- und Wintertage in Abbildung 71 dargestellt – die Stromwerte liegen in einem 5-Minuten-Intervall vor.

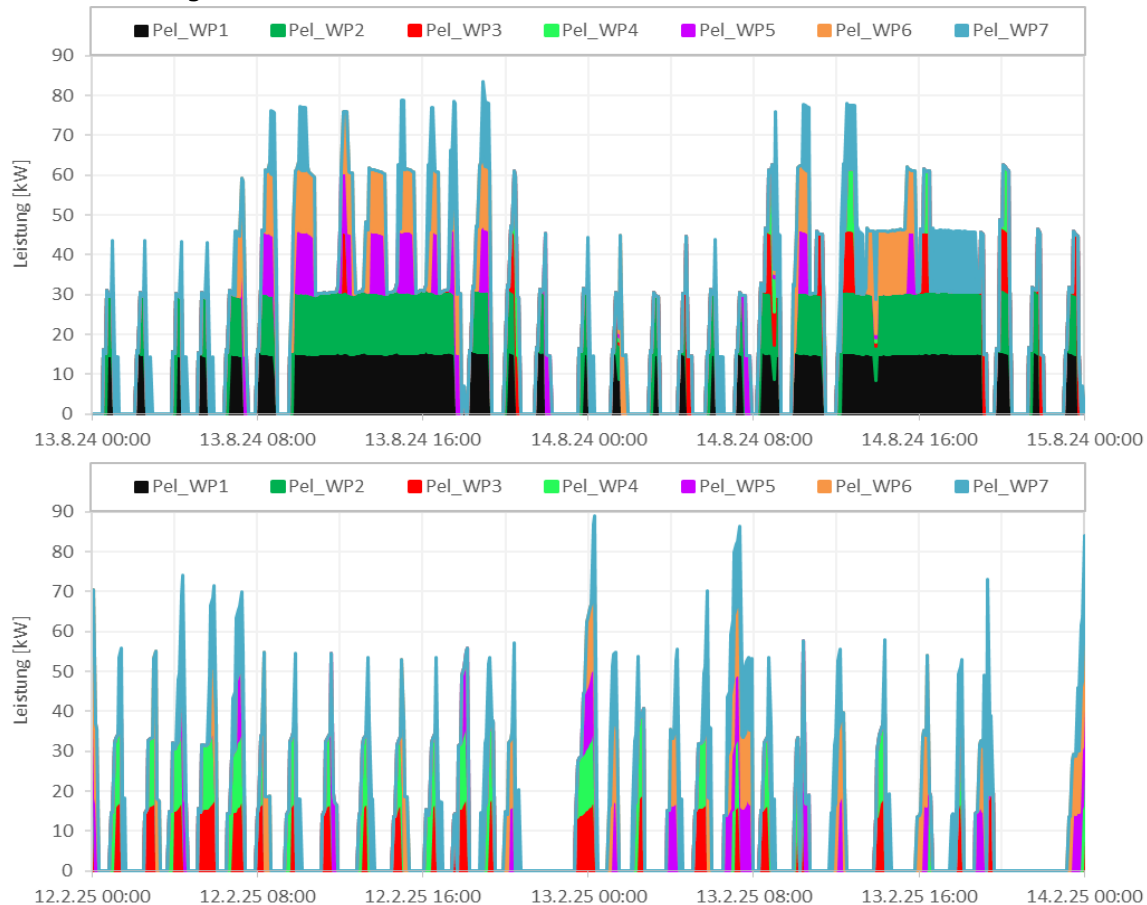


Abbildung 71: Stromaufnahmen der Wärmepumpen für den Zeitraum von 13.-15.8.2024 (oben) und von 12.-14.2.2025 (unten)

Es zeigt sich, dass die Wärmepumpen abwechselnd zum Einsatz kommen und im Betrieb jeweils eine konstante Stromaufnahme von etwa 15 kW haben. Wenn man einen COP von 4 zugrunde legt, heißt das, dass die Wärmepumpen immer auf Vollast betrieben werden und nicht modulieren, was vor allem in Teillastphasen beispielsweise zu dem beschriebenen Taktungsverhalten führen kann. Da keine Modulierung bzw. Teillast unter 60 kW (Leistung einer Wärmepumpe) möglich ist, kann davon ausgegangen werden, dass sich die PVT-Anlage nicht als direkte Wärmequelle für das System eignet. Eine ausreichende Solarleistung für einen stabilen Wärmepumpenbetrieb liegt in der Übergangszeit aufgrund der Dimensionsverhältnisse aus WP-Leistung und Kollektorfläche sehr selten vor. Aus diesem Grund ist die Einbindung als indirekte Wärmepumpenquelle über die Regeneration des Erdkollektors generell sinnvoll. In Tabelle 4 sind die Gesamtstromaufnahmen der einzelnen Wärmepumpen für die Monitoringperiode aufgelistet.

Tabelle 4: Gesamtstromaufnahmen der einzelnen Wärmepumpen im System (03.24-02.25)

	WP 1	WP 2	WP 3	WP 4	WP 5	WP 6	WP 7
Stromaufnahme [MWh/a]	18,7	18,9	8,1	8,3	8,3	8,5	10,8

Es zeigt sich, dass die Betriebsstrategie hinsichtlich einer gleichmäßigen Verteilung der Volllaststunden noch Optimierungspotential hat.

Für die Monate in denen sich die Anlage im Heizbetrieb befand, konkret von März bis April 2024 und von Oktober 2024 bis Februar 2025, sind in Abbildung 92 die Jahresarbeitszahl (SPF: seasonal performance factor), die bereitgestellten Wärmemengen, der Stromverbrauch und die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen dargestellt.

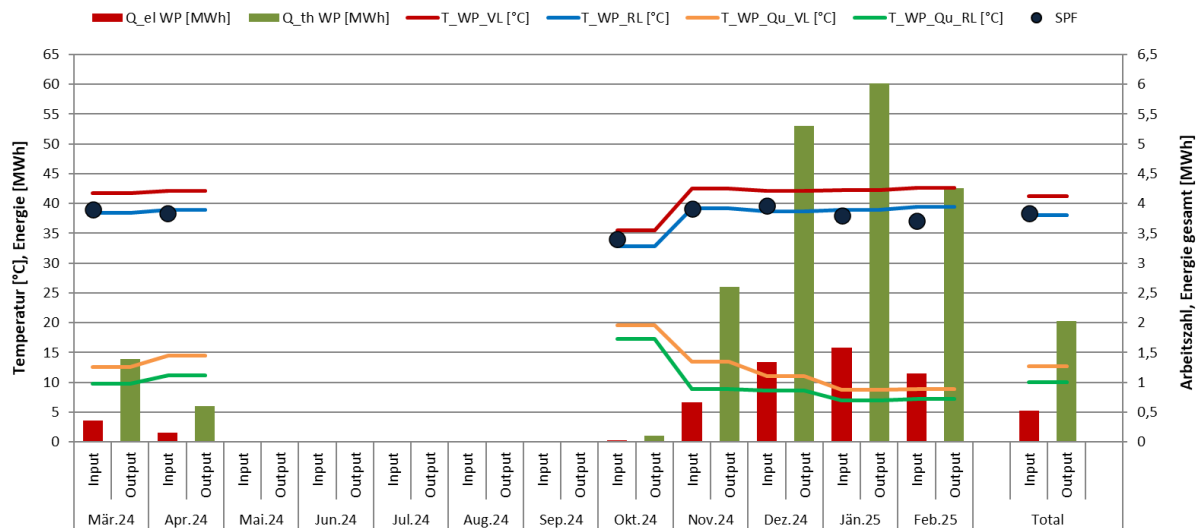


Abbildung 72: Detailanalyse des Wärmepumpensystems im Heizbetrieb

Die Wärmepumpen stellen den Niedertemperatur-Verbrauchern Wärme mit einem gemittelten Temperaturniveau von etwa 42 °C zur Verfügung. Die Quelltemperaturen aus dem Erdspeicher liegen dabei im Minimum bei ca. 9 °C und im Durchschnitt bei etwa 12 °C. Die Arbeitszahl liegt im Jänner, wo der höchste Heizwärmebedarf und die geringste Quelltemperatur vorliegen, bei 3,8 und für den Heizbetrieb in Summe bei 3,84. Dieser Wert kann zwar als akzeptabel bezeichnet werden, zeigt aber vor allem in Verbindung mit den guten Betriebsbedingungen (konstante und moderate Quell- sowie Vorlauftemperaturen) noch ein deutliches Verbesserungspotential.

In Abbildung 93 ist nun der Kühlbetrieb des Wärmepumpensystems dargestellt, in dem der Erdkollector über die Abwärme der aktiven Kühlung regeneriert wird. Dieser Betriebsmodus wurde im Zeitraum von Mai bis September 2024 ausgeführt.

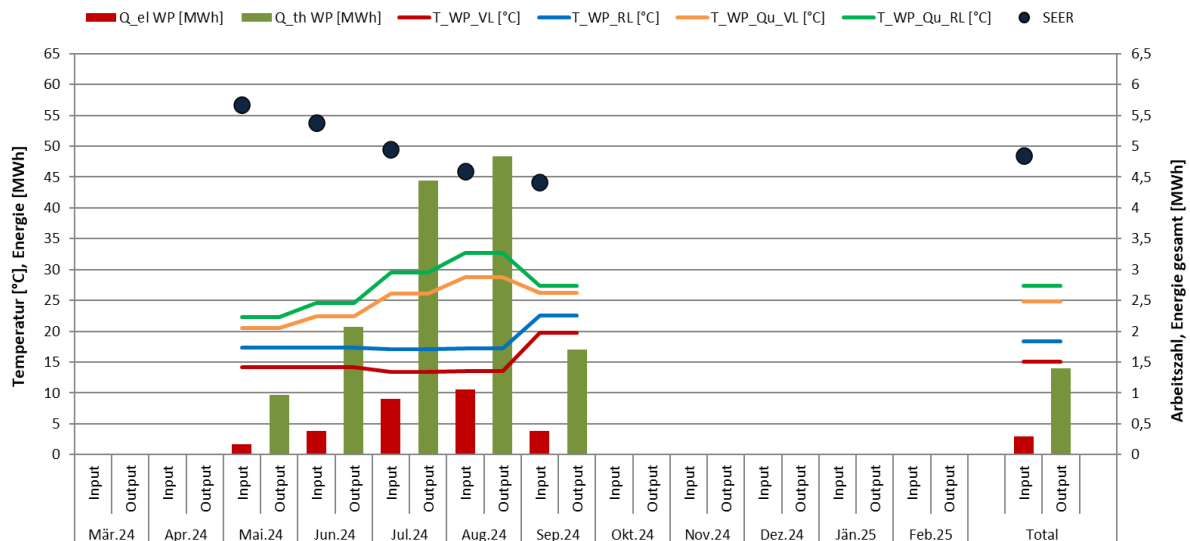


Abbildung 73: Detailanalyse des Wärmepumpensystems im Kühlbetrieb

Die Rückkühlungswärme, die an den Erdkollektor abgeführt wird, befindet sich in einem Bereich von 22 bis 32 °C und im Mittel auf einem Temperaturniveau von etwa 27 °C. Das Wärmepumpensystem stellt dem Kältespeicher Kälte mit einem sehr stabilen Temperaturniveau von etwa 14 °C zur Verfügung. Der SEER (seasonal energy efficiency ratio) bewegt sich in einem Bereich von 4,4 bis 5,7 mit einem Mittelwert von 4,9. Dieser Wert ist als geringfügig besser im Vergleich zum Heizbetrieb zu bezeichnen, zeigt aber ebenso noch Verbesserungspotential.

Als abschließende Analyse sind in Abbildung 94 bis Abbildung 76 die Wärmemengen der einzelnen Erzeuger und Verbraucher mit den jeweiligen Temperaturniveaus (Vorlauf- und Rücklauf Temperaturniveaus) dargestellt. In Abbildung 94 sind das Wärmepumpensystem, die Wärmerückgewinnung und die Heizwärmeverbraucher während der Heizperiode ersichtlich.

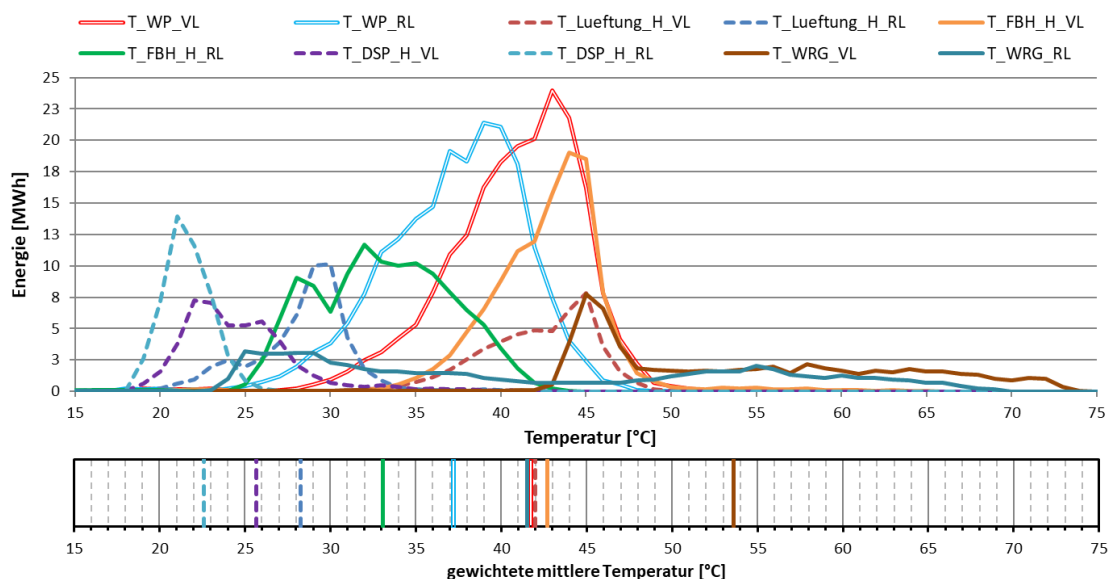


Abbildung 74: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau für die Wärmepumpen, Wärmerückgewinnung und Verbraucher während der Heizperiode

Die gewichteten Vorlaufmitteltemperaturen der Wärmepumpen liegen bei 41,7 °C mit einer durchschnittlichen Spreizung von 4,5 K. Die Wärmerückgewinnung aus den Kompressoren

liefert im gewichteten Mittel Temperaturen von 53,6 °C und deckt damit Leistungsspitzen bzw. etwaige höhere notwendige Temperaturniveaus bei den Verbrauchern ab. Die gewichtete mittlere Versorgungstemperatur für die Fußbodenheizung liegt nämlich bei 42,7 °C und für das Heizregister der NT-Lüftungsanlage bei 42,0 °C. Auffällig sind hierbei die hohen Spreizungen von 9,6 K bei der Fußbodenheizung und 13,7 K bei der Lüftungsanlage. Bei den Deckenstrahlplatten (DSP) in der Halle wurden sehr moderate Systemtemperaturen von 25,6/22,6 °C gemessen bzw. berechnet. Das suggeriert, dass die Halle über eine gute Dämmqualität verfügt, darin gleichzeitig kühle Raumtemperaturen herrschen und die Deckenstrahlplatten vielmehr zu einer winterlichen Temperierung als zur herkömmlichen Heizung eingesetzt werden.

In Abbildung 75 sind das Wärmepumpensystem und die Kühlenergieverbraucher während der Kühlperiode dargestellt.

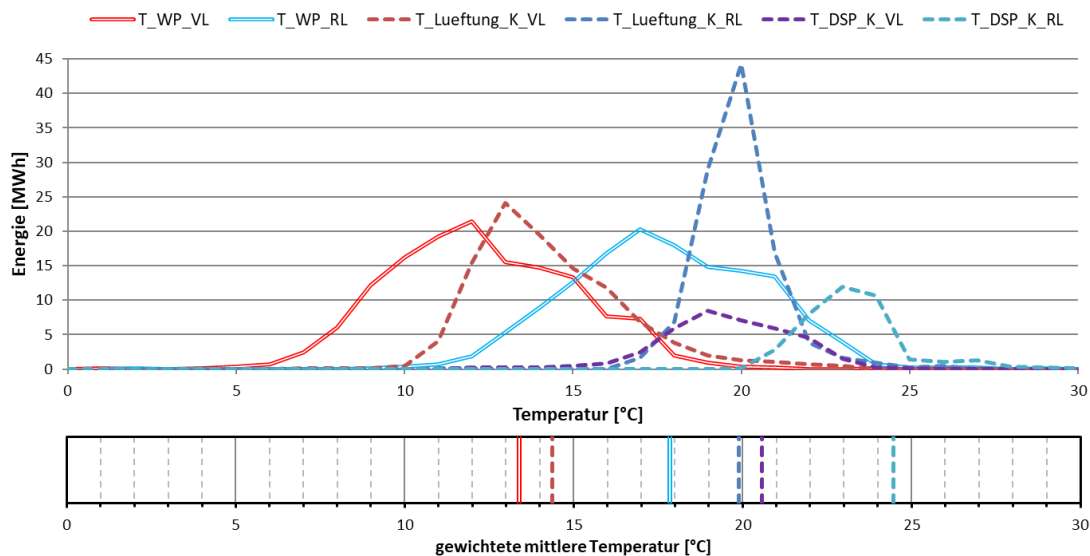


Abbildung 75: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau für die Wärmepumpen und Verbraucher während der Kühlperiode

Die Wärmepumpen versorgen die Kühlenergieverbraucher mit Kälte auf einem gewichteten mittleren Temperaturniveau von 13,4 °C bei einer durchschnittlichen Spreizung von 4,5 K. Die Systemtemperaturen des Kühlregisters der Lüftungsanlage liegen bei 14,4/19,9 °C und der Deckenstrahlplatten bei 20,6/24,5 °C. Über die Fußbodenheizung wurde während der Monitoringperiode nicht gekühlt.

In Abbildung 76 ist die PVT-Anlage samt den entsprechenden Systemtemperaturen dargestellt. Theoretisch kann die PVT-Anlage je nach Bedarf bzw. Erzeugung Wärme auf drei verschiedenen Temperaturniveaus abladen.

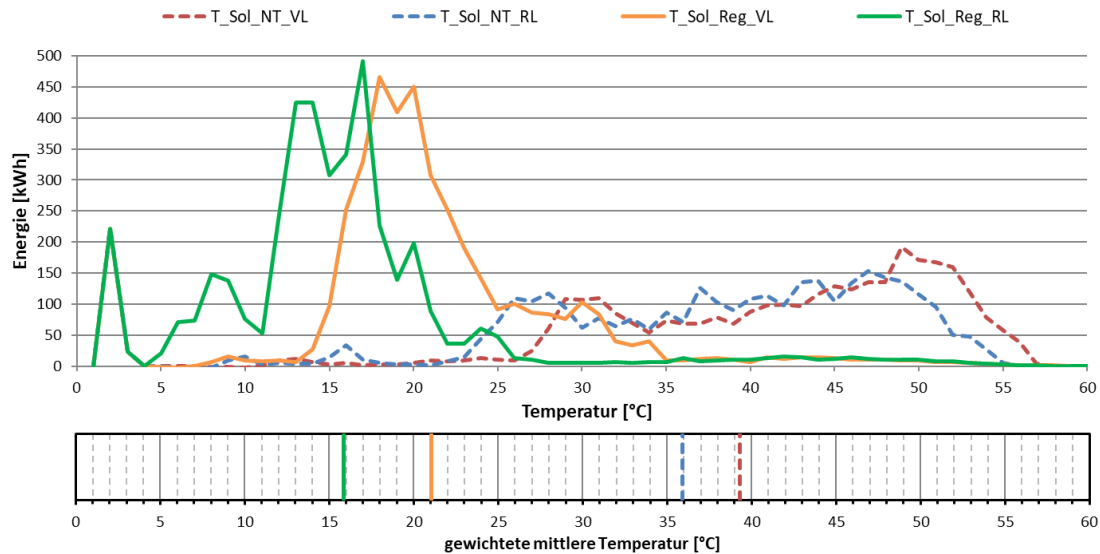


Abbildung 76: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau für die PVT-Anlage während der gesamten Monitoringperiode

Die solare Regeneration des Erdkollektors erfolgt im gewichteten Jahresmittel bei 21,1 °C. Für die Einspeisung der Solarwärme in den NT-Pufferspeicher liefert die PVT-Anlage im Durchschnitt Vorlauftemperaturen von 39,3 °C. Eine Beladung des HT-Pufferspeichers durch die PVT-Anlage findet während der Monitoringperiode nicht statt.

7.4.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „Schachermayer“ kann als weitestgehend in Ordnung beschrieben werden, wenngleich vor allem hinsichtlich der Betriebsweise und Einbindung der PVT-Anlage Optimierungspotentiale offensichtlich sind. Der solarthermische Ertrag liegt rund 55 % unter den Prognosewerten, was zum einen auf den geringeren Wärmeverbrauch zurückzuführen ist, der ebenso etwa 53 % unter den simulierten Werten liegt. Zum anderen ist der geringere solarthermische Ertrag ein Produkt des Umstandes, dass ein Großteil der Erdkollektorregeneration über die Rückkühlungswärme aus der aktiven Kühlung erfolgt. Da der Pufferspeicher ganzjährig über die Wärmerückgewinnung der Kompressoren beladen wird, kann die PVT-Anlage auch hier keinen höheren Ertrag liefern bzw. etwaige Abwärme aus der Kühlung der PV-Module abführen. Hinsichtlich des elektrischen Solarertrages wurde trotz sehr guter solarer Einstrahlungswerte, verglichen mit den Simulationswerten ein Minderertrag von rund 14 % gemessen. Diese Abweichung könnte zu einem Großteil jedoch in dem Unterschied aus Planung und Ausführung hinsichtlich Neigungswinkel und Ausrichtung begründet sein.

Es wurden folgende Optimierungspotentiale identifiziert:

- Um den thermischen Ertrag der PVT-Anlage in den Sommermonaten und der Übergangszeit während des Kühlbetriebs und der Blockade des Erdkollektors zu erhöhen, braucht es eine Wärmesenke/ einen Verbraucher bzw. ein anderes Speichermanagement. Damit könnten gleichzeitig die elektrischen Erträge der Anlage optimiert werden, da der Wirkungsgrad der PV-Zellen bei niedrigeren Temperaturen steigt.
- Durch eine Reduktion der Durchflüsse im Wärmepumpensystem kann die Taktung verringert und die Effizienz der Wärmepumpen erhöht werden. Gleichzeitig kann das vorhandene Speichervolumen effizienter genutzt werden.
- Die Betriebsstrategie bzw. Zuschaltlogik der Wärmepumpen sollte angepasst werden, damit eine gleichmäßigere Verteilung der Volllaststunden erreicht wird. Damit wird keine Wärmepumpe überbeansprucht und die Lebensdauer der Komponenten und des Gesamtsystems wird optimiert.

Die Sole-Wasser-Wärmepumpen erreichten eine Jahresarbeitszahl von 3,8 im Heizbetrieb und eine Jahres-Gesamteffizienz von 4,9 im aktiven Kühlbetrieb.

7.5 Porr Salzburg, Sbg

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Porr Salzburg
<u>Adresse:</u>	5020 Salzburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	151 m ² (PVT-Kollektoren, IS-2 Power Pro Smart)
<u>Aperturfläche:</u>	139,2 m ²
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	180° (Süden)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2x 3.000 Liter Pufferspeicher 3.000 Liter Kältepuffer 5.800 m ³ Erdspeicher (zweilagig)
<u>Nachheizungssystem:</u>	4x Sole/Wasser-Wärmepumpen (in Summe 430 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	0,3 % bei Heizung (direkt) (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	264 kWh/m ² a thermisch 136 kWh/m ² a elektrisch (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit September 2024 beendet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die PORR AG hat im Jahr 2022 in der Stadt Salzburg eine neue Niederlassung für etwa 200 MitarbeiterInnen errichtet (siehe Abbildung 25, rechts). Das Gebäude in Blockbauweise mit Atrium verfügt über eine Bruttogrundfläche von insgesamt 7.922 m², davon 4.780 m² über Niveau. Ein Großteil der Gebäudenutzfläche wird in Form von Büroräumlichkeiten genutzt, die sich vor allem in den beiden Obergeschossen befinden. Der dreigeschossige Baukörper ist an den beiden dem Eingang abgewandten Seiten aufgeständert. Dadurch können überdachte Fahrradabstellplätze und Besucherparkplätze zur Verfügung gestellt werden. Im Erdgeschoss befinden sich neben weiteren Büros, ein Conference Center mit modernen Konferenzräumen und ein weitläufiges zentrales Foyer. Im Untergeschoss befindet sich eine Parkgarage für die MitarbeiterInnen und im Außenbereich wurden Ladestationen für E-PKWs umgesetzt. Das Gebäude verfügt über einen Innenhof, ein extensiv begrüntes Flachdach und hat eine beheizte Gesamtfläche von rund 2.900 m².

Das Gebäude wird über Sole-Wasser-Wärmepumpen (Quelle: Erdspeicher) versorgt. Die gesamte Heizlast des Gebäudes liegt bei 353 kW. Die Wärmeverteilung erfolgt über eine Deckenheizung (159 kW, Temperaturniveau 35/28°C) und Lüftungsanlagen (160 kW, Temperaturniveau 45/35°C) sowie einem 17 kW Torluftschleier im Empfangsbereich. Die Kälteversorgung erfolgt ebenso über die Decke und Lüftungsanlagen (in Summe 285 kW, Temperaturniveau in beiden Fällen 12/17°C).

Die Wärmerückgewinnung aus der Büroraum-Abluft wurde bei der Lüftungsanlage in Form eines Rotationswärmetauschers realisiert. Um den Kühlbedarf möglichst gering zu halten, verfügt das Gebäude über eine automatische Beschattungsanlage mit außenliegenden Jalousien. Der Serverraum wird über eine separate Split-Klimaanlage mit einer Kühlleistung von 5 kW, bei der sich die Außeneinheit am Flachdach befindet, gekühlt. Die Warmwasserbereitung erfolgt dezentral elektrisch mit Untertischboilern.

Als Quelle dient den Wärmepumpen ein Erdspeicher. Die Regeneration des Erdspeichers erfolgt durch freie Kühlung, Abwärme aus aktiver Kühlung sowie durch die thermisch-elektrischen Hybridkollektoren am Dach des Gebäudes (PVT-Kollektoren; siehe Abbildung 25, links). Bei passendem Temperaturniveau wird die Solarwärme auch direkt im Gebäude

genutzt. Insbesondere in den einstrahlungsreichen Monaten soll diese aktive Kühlung der Hybridkollektoren zu einer elektrischen Ertragssteigerung führen.



Abbildung 77: Ansicht der am Dach aufgestellten PVT-Kollektoren (links), Bürogebäude der Porr Salzburg (rechts) (Quelle: PORR AG)

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärme- und Kälteversorgungssystem der Anlage „Porr Salzburg“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 27 dargestellt.

Die Beheizung des Gebäudes erfolgt auf Niedrigtemperaturniveau über zwei 3.000 Liter Pufferspeicher. Die Pufferspeicher werden primär über die Wärmepumpen versorgt. Die Wärmepumpen nutzen als Quelle einen ca. 5.800 m² großen, zweilagigen Erdspeicher, welcher sich ausschließlich unter der Bodenplatte des Gebäudes befindet. Die Regeneration des Erdspeichers erfolgt zunächst durch freie Kühlung. Sobald das Temperaturniveau im Erdspeicher nicht mehr ausreicht, wird auf aktive Kühlung umgeschaltet und die entstehende Abwärme in den Erdspeicher eingebracht. Speziell in den Übergangszeiten dient der thermische Ertrag der Hybridkollektoren zur Regeneration des Erdspeichers bzw. wird durch den Erdspeicher durchgeführt und dient als direkte Quelle für die Wärmepumpen. Bei ausreichend hohem Temperaturniveau wird die Solarwärme direkt in die Heizungspufferspeicher eingebracht.

Die Beheizung bzw. Kühlung über die Heiz-Kühldecke erfolgt im Change over Betrieb mit zentraler Umschaltung im UG.

Der elektrische Ertrag aus den Hybridkollektoren wird für den Betrieb der Wärmepumpen sowie zur Deckung des Strombedarfs im Gebäude genutzt. Etwaige Überschüsse werden ins öffentliche Stromnetz eingespeist.

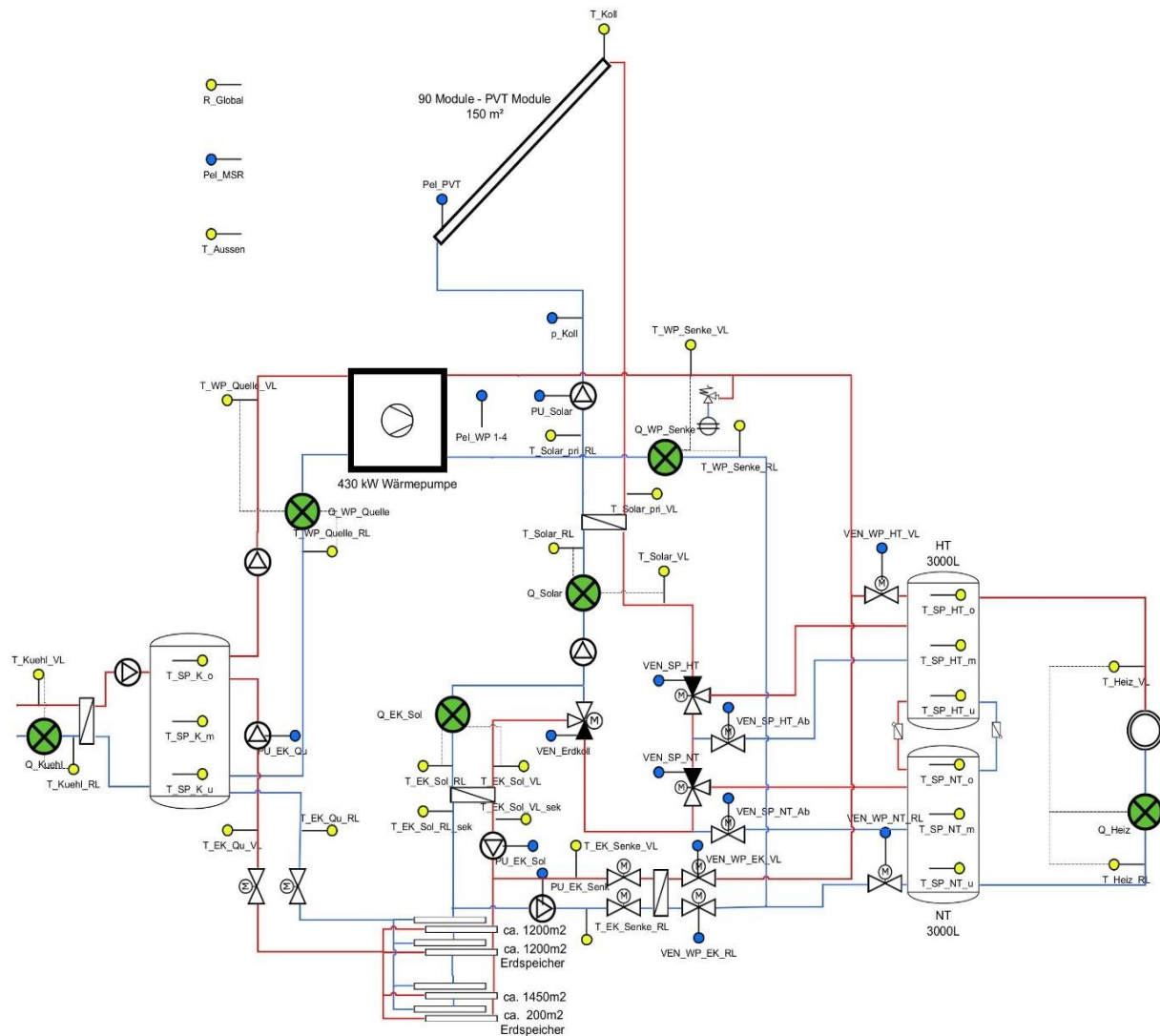


Abbildung 78: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Porr Salzburg“ (grün: Wärmemengenzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler, Drucksensoren, Pumpensignale & Ventilstellungen)

Das Monitoringkonzept umfasst 6 Wärmemengenzähler, 19 Temperatursensoren, einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, 9 Ventilstellungen, 4 Pumpensignale, 6 Stromzähler sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

R_Global	Globalstrahlung in Kollektorebene
T_Koll	Kollektorfühler
T_Solar_pri_VL	Solar Vorlauf primär
T_Solar_pri_RL	Solar Rücklauf primär
Q_Solar	Energie Solar
V_Solar	Volumen Solar
T_Solar_VL	Vorlauftemperatur Solar
T_Solar_RL	Rücklauftemperatur Solar
p_Koll	Druckfühler Solar primär
Pel_PVT	PV Ertrag Solar

Sole-Wasser-Wärmepumpen

Q_WP_Quelle	Energie Wärmepumpe Quelle
V_WP_Quelle	Volumen Wärmepumpe Quelle
T_WP_Quelle_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Quelle
T_WP_Quelle_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Quelle
Q_WP_Senke	Energie Wärmepumpe Senke
V_WP_Senke	Volumen Wärmepumpe Senke
T_WP_Senke_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe Senke
T_WP_Senke_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe Senke
Qel_WP	Elektrische Energie Wärmepumpe
Pel_WP	Elektrische Leistung Wärmepumpe

Pufferspeicher

T_SP_HT_o	Heizungspuffertemperatur HT oben
T_SP_HT_m	Heizungspuffertemperatur HT mitte
T_SP_HT_u	Heizungspuffertemperatur HT unten
T_SP_NT_o	Heizungspuffertemperatur NT oben
T_SP_NT_m	Heizungspuffertemperatur NT mitte
T_SP_NT_u	Heizungspuffertemperatur NT unten
VEN_WP_HT_VL	Ventil Wärmepumpe zu Speicher HT VL
VEN_WP_NT_RL	Ventil Wärmepumpe zu Speicher NT RL
VEN_SP_HT	3-Wege Ventil zu Speicher HT
VEN_SP_HT_Ab	Absperrventil zu Speicher HT
VEN_SP_NT	3-Wege Ventil zu Speicher NT
VEN_SP_NT_Ab	Absperrventil zu Speicher NT

Kältespeicher

T_SP_K_o	Kältespeichertemperatur oben
T_SP_K_m	Kältespeichertemperatur mitte
T_SP_K_u	Kältespeichertemperatur unten

Heizung/Kühlung

Q_Heiz	Energie Verbraucher Heizwärme
--------	-------------------------------

V_Heiz	Volumen Verbraucher Heizwärme
T_Heiz_VL	Vorlauftemperatur Verbraucher Heizwärme
T_Heiz_RL	Rücklauftemperatur Verbraucher Heizwärme
Q_Kuehl	Energie Verbraucher Kühlung
V_Kuehl	Volumen Verbraucher Kühlung
T_Kuehl_VL	Vorlauftemperatur Verbraucher Kühlung
T_Kuehl_RL	Rücklauftemperatur Verbraucher Kühlung
<u>Erdspeicher Beladung Solar</u>	
Q_EK_Sol	Energie Beladung Erdspeicher Solar
V_EK_Sol	Volumen Beladung Erdspeicher Solar
T_EK_Sol_VL	Vorlauftemperatur Beladung Erdspeicher Solar
T_EK_Sol_RL	Rücklauftemperatur Beladung Erdspeicher Solar
T_EK_Sol_VL_sek	Vorlauftemperatur Solar an Erdspeicher sekundär
T_EK_Sol_RL_sek	Rücklauftemperatur Solar an Erdspeicher sekundär
VEN_Erdkoll	3-Wege Ventil zu Erdspeicher
PU_EK_Sol	Pumpe Erdspeicher Solar
<u>Erdspeicher Beladung WP</u>	
T_EK_Senke_VL	Vorlauftemperatur Wärmepumpe zu Erdspeicher
T_EK_Senke_RL	Rücklauftemperatur Wärmepumpe zu Erdspeicher
VEN_WP_EK_VL	Ventil Wärmepumpe zu Erdspeicher VL
VEN_WP_EK_RL	Ventil Wärmepumpe zu Erdspeicher RL
PU_EK_Senk	Pumpe Erdspeicher Wärmepumpe Senke
<u>Erdspeicher Entladung</u>	
T_EK_Qu_VL	Vorlauftemperatur Erdspeicher Quelle
T_EK_Qu_RL	Rücklauftemperatur Erdspeicher Quelle
PU_EK_Qu	Pumpe Erdspeicher Quelle
<u>Sonstiges</u>	
T_Aussen	Außentemperatur
PeI_MSR	Stromverbrauch MSR-Technik

7.5.3 Energiebilanz

In der Abbildung 79 ist die Input-Output-Energiebilanz der Anlage „Porr Salzburg“ für die betrachtete Monitoringperiode dargestellt. Der Wärmeeintrag in den Heizungspufferspeicher erfolgt dabei primär über die Wärmepumpen (Q_WP, violett) und zu einem kleinen Teil von 0,3 % (optisch nicht wahrnehmbar) über die Solaranlage (Q_Solar_direkt, gelb). Zusätzlich dargestellt, ist sowohl auf der Input- als auch auf der Output-Seite der Eintrag der Solaranlage in den Erdspeicher (Q_Solar_Erdkollektor, orange bzw. orange schraffiert). Um die Systembilanz zu schließen, sind auf der Output-Seite die Heizwärmeverbraucher (Q_Heiz, rot) und der Eintrag der Wärmepumpe in den Erdspeicher (Q_WP_Erdkollektor, blau) eingezeichnet.

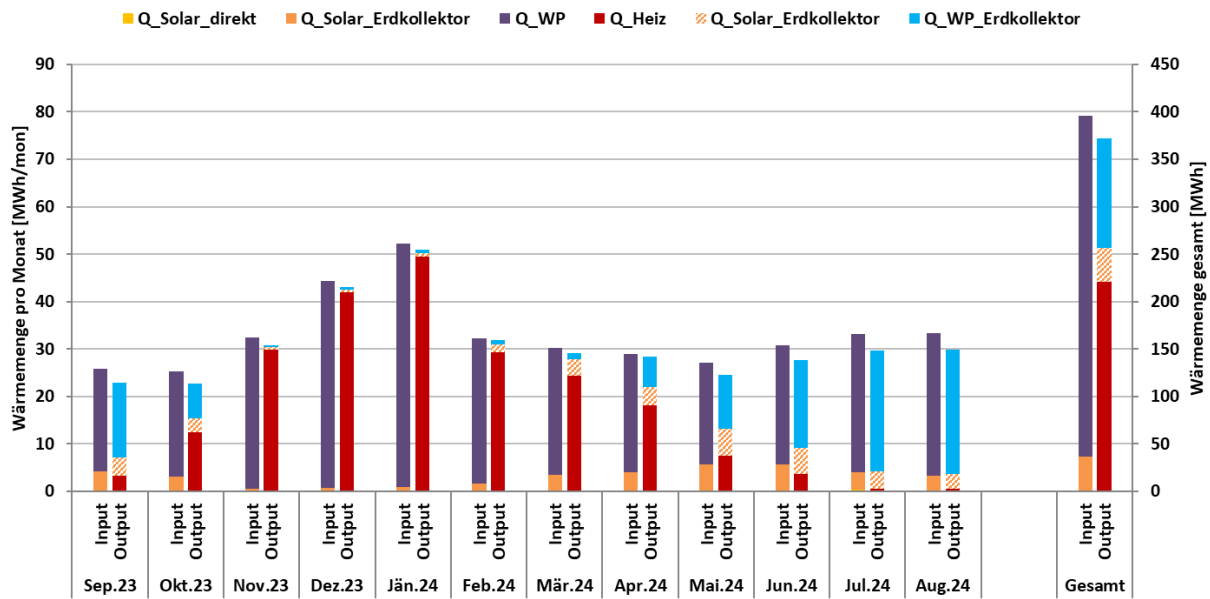


Abbildung 79: Energiebilanz der Anlage "Porr Salzburg" (September 2023 bis August 2024)

Die Regeneration des Erdkollektors erfolgte vor allem in den Monaten mit Kühlbetrieb, konkret von September bis Oktober 2023 und von April bis August 2024. In der Übergangszeit, besonders im März, wurde der Erdkollektor dabei zu etwa 70 % von der PVT-Anlage regeneriert. In den Sommermonaten hingegen sinkt der solare Anteil auf etwa 10 bis 20 %, da der Erdkollektor im aktiven Kühlbetrieb hauptsächlich als Rückkühlung für das Wärmepumpensystem fungiert. Die Heizenergie wird beinahe komplett von der Wärmepumpe bereitgestellt. In Summe wurde nur ein kleiner Teil der solaren Wärme von etwa 900 kWh zur direkten Deckung des Heizwärmebedarfs in Form einer Einspeisung in die Heizungspuffer genutzt.

7.5.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Die Abbildungen in diesem Kapitel (Abbildung 15 bis Abbildung 32) geben einen Überblick und Vergleich über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse und die im Monitoringzeitraum ermittelten Messwerte. Verglichen werden im Rahmen des durchgeführten einjährigen Anlagenmonitorings konkret die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad, PV-Ertrag und Wärmeverbrauch. Die Simulation wurde für 90 Module mit einem Neigungswinkel von 45° und einer Süd-Ausrichtung (Azimut von 0°) durchgeführt. Die Umsetzung bzw. Installation der Anlage entspricht diesen Planungsdaten.

In Abbildung 15 ist der prognostizierte und gemessene spezifische thermische Solarertrag sowie die Globalstrahlung in der Kollektorebene dargestellt. Laut der Anlagensimulation (erstellt mit T*SOL) des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 500,2 kWh/(m²a), bezogen auf die Aperturfläche von 139,2 m², erwartet. Die Jahressumme der Einstrahlung wurde dabei mit 1202,2 kWh/m² prognostiziert. Der gemessene thermische Solarertrag mit 264,0 kWh/(m²a) liegt für die Monitoringperiode etwa 47 % unter dem erwarteten Wert, obwohl eine um etwa 12 % höhere Globalstrahlungssumme von 1351,6 kWh/m² gemessen wurde. Dies ist hauptsächlich auf den ebenso verminderten Wärmeverbrauch zurückzuführen. Des Weiteren wurde die Wärmeenergie für die Regeneration des Erdkollektors im Monitoringzeitraum zu einem Großteil vom Wärmepumpensystem bereitgestellt. Gleichzeitig wurde die PVT-Anlage in geringerem Maße zur Regeneration des Erdkollektors genutzt als ursprünglich angenommen bzw. simuliert.

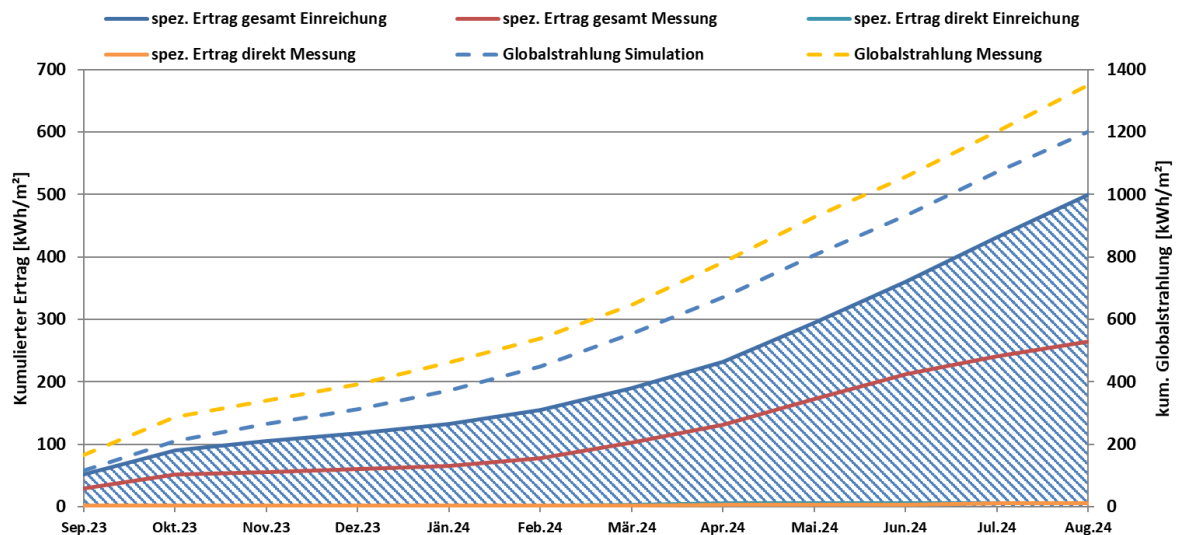


Abbildung 80: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Porr Salzburg“ (September 2023 bis August 2024)

In Abbildung 81 sind zusätzlich die simulierten (blau) und gemessenen (rot) elektrischen Erträge der PVT-Anlage dargestellt. Auffällig ist dabei, dass der Ertrag hierbei ab November 2023 einzubrechen scheint und nicht mehr dem Verlauf der Simulation und den gemessenen Einstrahlungswerten folgt. Eine konkrete Ursache für diesen elektrischen Minderertrag von in Summe 24,7 % konnte bislang noch nicht festgestellt werden. Eine Effizienzminderung und Minderung des Ertrages infolge von Überhitzung der PV-Zellen kann jedenfalls weitestgehend ausgeschlossen werden, da die meist geringen Kollektor- und Betriebstemperaturen der PVT-Anlage (zu sehen in den folgenden Detailanalysen) auch geringe Zelltemperaturen suggerieren.

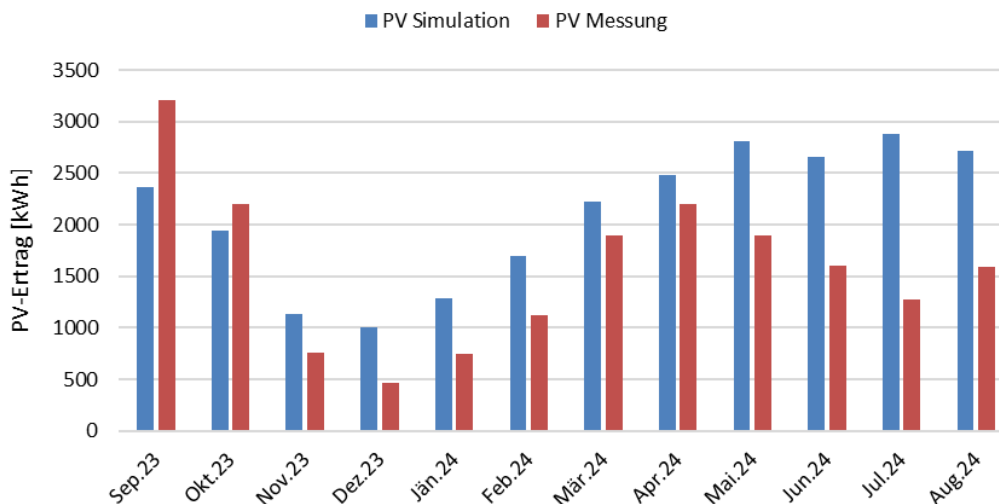


Abbildung 81: Prognostizierter und gemessener PV-Ertrag für die Anlage „Porr Salzburg“ (September 2023 bis August 2024)

Vermeintliche Fehler, die möglicherweise beim Tausch eines schadhaften Moduls im November 2023 gemacht wurden, konnten bei einer Überprüfung vor Ort nicht festgestellt werden. Im Frühjahr/Sommer 2025 wird eine Wartung und Überprüfung der Anlage durchgeführt.

Der prognostizierte sowie der gemessene solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) sind in Abbildung 31 dargestellt. Berechnet wird hier der direkte solare Deckungsgrad (direkte Nutzung der Solarwärme für die Raumheizung) und der solare Anteil an der Regeneration des Erdspeichers (indirekte Nutzung der Solarwärme für die Regeneration des Erdspeichers). Der direkte solare Deckungsgrad wurde mit 0,2 % prognostiziert und lag im Monitoringjahr bei 0,3 %. Der solare Anteil an der Regeneration lag im Gegensatz zu den erwarteten 63,6 % bei nur 19,9 %. Speziell in den einstrahlungsärmeren Monaten (November 2023 bis März 2024) konnte die Prognose jedoch hinsichtlich solarer Erdspeicherregeneration deutlich überschritten werden.

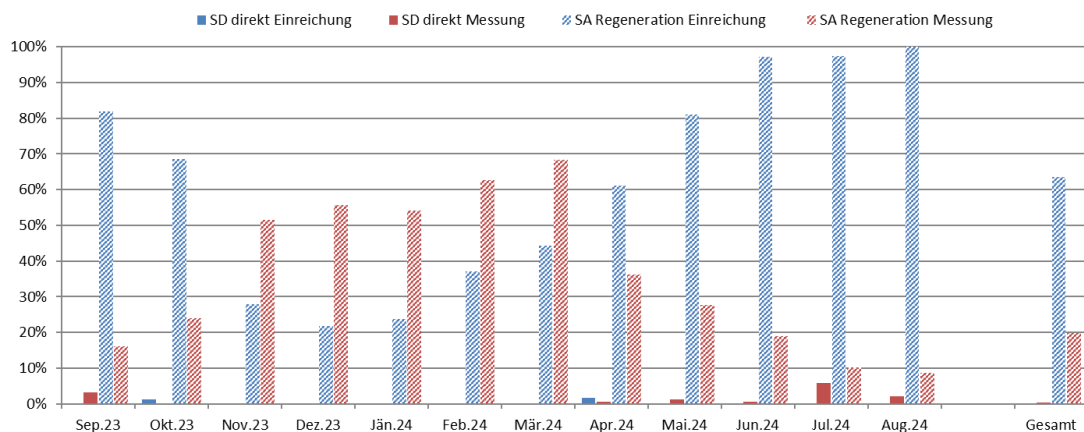


Abbildung 82: Prognostizierter und gemessener monatlicher direkter solarer Deckungsgrad bzw. solarer Anteil an Regeneration für die Anlage „Porr Salzburg“ (September 2023 bis August 2024)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf für die Heizung wurde zum Zeitpunkt der Förder-einreichung mit 423,6 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist der folgenden Abbildung 32 zu entnehmen. Der Verbrauch lag im Monitoringjahr mit 220,6 MWh etwa 48 % unter dem simulierten Wert.

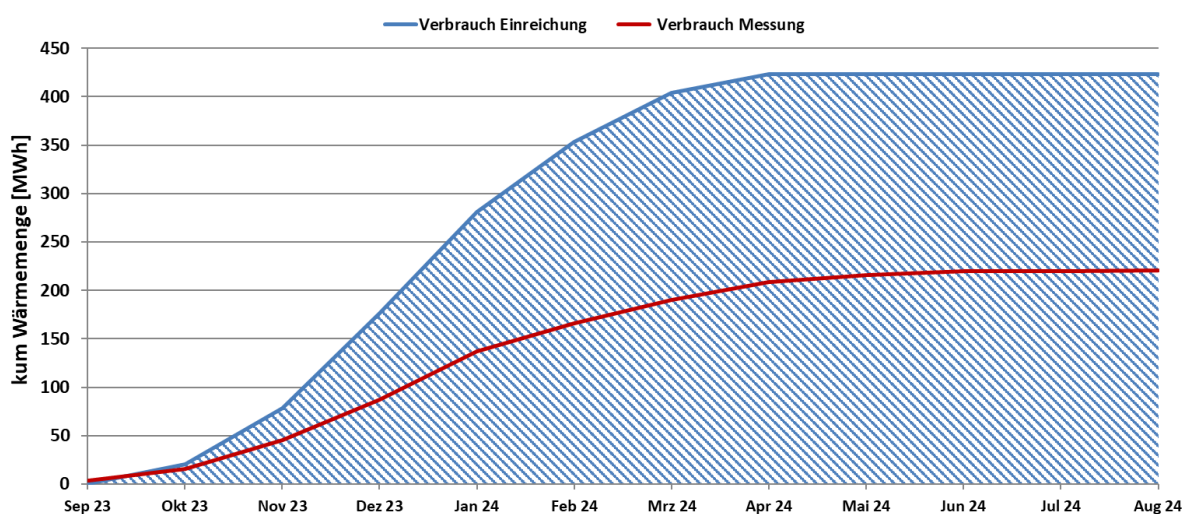


Abbildung 83: Prognostizierter und gemessener Wärmeverbrauch für die Anlage „Porr Salzburg“ (September 2023 bis August 2024)

7.5.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

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

In der Abbildung 84 ist die Energiebilanz des Erdkollektors dargestellt. Die Regeneration des Erdkollektors erfolgte im Monitoringjahr, wie bereits erwähnt, zu etwa 20 % über die PVT-Kollektoren ($Q_{\text{Solar_Erdkollektor}}$, gelb). Weitere 16,5 % der Inputenergie wurden über passive Kühlung eingebracht ($Q_{\text{Passives_Kühlen}}$, grün). Der Großteil, der im Erdkollektor gespeicherten Wärme, wurde vom Wärmepumpensystem während der aktiven Kühlung geliefert ($Q_{\text{WP_Erdkollektor}}$, blau).

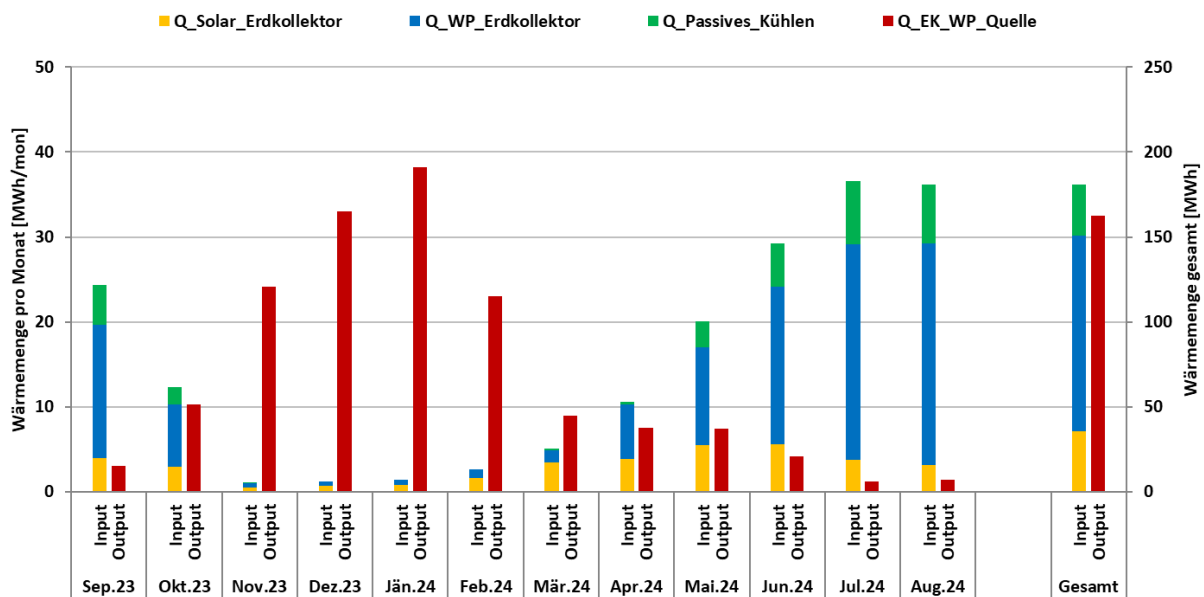


Abbildung 84: Energiebilanz über den Erdkollektor der Anlage "Porr Salzburg" (September 2023 bis August 2024)

Die vom Wärmepumpensystem in den Erdkollektor eingebrachte Wärme ist dabei zu großen Teilen die Rückkühlung der aktiven Kühlung. Da die Aufteilung der Wärmemenge auf der Senkenseite der Wärmepumpe und die Zuordnung zu den Pufferspeichern bzw. zum Erdkollektor laut dem Schema in Abbildung 27 lediglich über die dazugehörigen Ventilstellungen und die Veränderung der Puffertemperaturen erfolgen kann, ist hier eine potenzielle Fehlerquelle für die Auswertung zu identifizieren. Beispielsweise kann in diesem Zusammenhang davon ausgegangen werden, dass die berechneten Wärmemengen für „ $Q_{\text{WP_Erdkollektor}}$ “ aus der Abbildung 84 in den Monaten November bis Februar ein Produkt dieser Mess- bzw. Auswertungsunsicherheit sind, da in diesem Zeitraum kein Kühlbedarf vorgelegen ist. Aufgrund der sehr geringen Werte können die aufgestellten Jahresbilanzen und weiteren Auswertungen aber durchaus als schlüssig bezeichnet werden. In der Abbildung 85 werden die Messwerte der Erdkollektor-Regeneration via Wärmepumpe mit den dazugehörigen Simulationswerten verglichen.

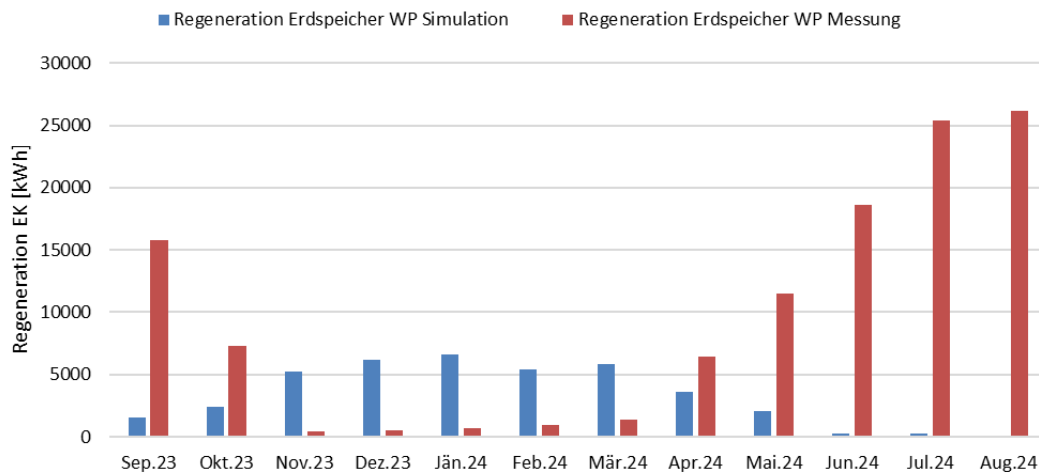


Abbildung 85: Prognostizierte und gemessene Regeneration des Erdkollektors mittels Wärmepumpe für die Anlage „Porr Salzburg“ (September 2023 bis August 2024)

Es zeigt sich, dass die Regeneration des Erdkollektors und die damit verbundene Regelung, insbesondere in den Sommermonaten, anders umgesetzt als simuliert wurde. Konkret wurde die Rückkühlung aus der aktiven Kühlung der Wärmepumpen hier nicht betrachtet bzw. prognostiziert. Dieser Umstand bzw. seine Auswirkungen zeigen sich auch in Abbildung 86, wo die Messwerte der Erdkollektor-Regeneration via PVT-Anlage mit den dazugehörigen Simulationswerten verglichen werden.

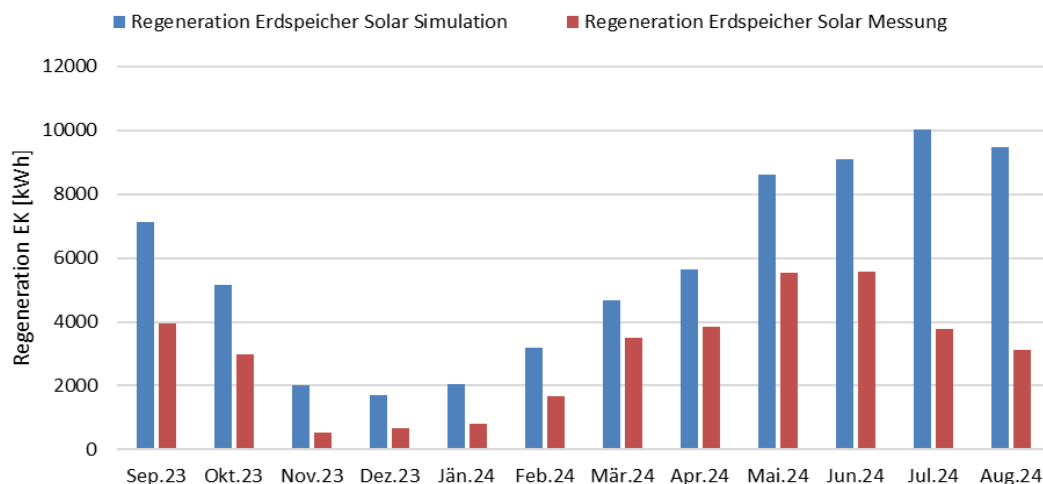


Abbildung 86: Prognostizierte und gemessene Regeneration des Erdkollektors mittels PVT-Anlage für die Anlage „Porr Salzburg“ (September 2023 bis August 2024)

Da der Erdkollektor in den Sommermonaten bei Kühlbetrieb zum Großteil von den Wärmepumpen regeneriert wird, zeigt sich vor allem in diesem Zeitraum ein großer Unterschied zwischen Prognose- und Messwerten. In Summe wurden im Monitoringjahr 35,9 MWh solarthermische Energie im Vergleich zu den simulierten 68,8 MWh in den Erdkollektor eingebracht.

In Abbildung 87 ist der Kühlbetrieb an zwei repräsentativen Tagen im Sommer dargestellt. Im oberen Teil der Abbildung sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (sekundär), im Wärmepumpensystem (quell- und senkenseitig) und in den PVT-Kollektoren sowie die Globalstrahlung auf Kollektorebene dargestellt. In der Mitte sind die Puffertemperaturen und die Außentemperatur abgebildet und unten sind die Durchflüsse im Solarkreis, im Wärmepumpensystem und bei den Kälte- bzw. Wärmeverbrauchern sowie die Pumpensignale im primären Solarkreis und beim solaren Anschluss des Erdkollektors ersichtliche.

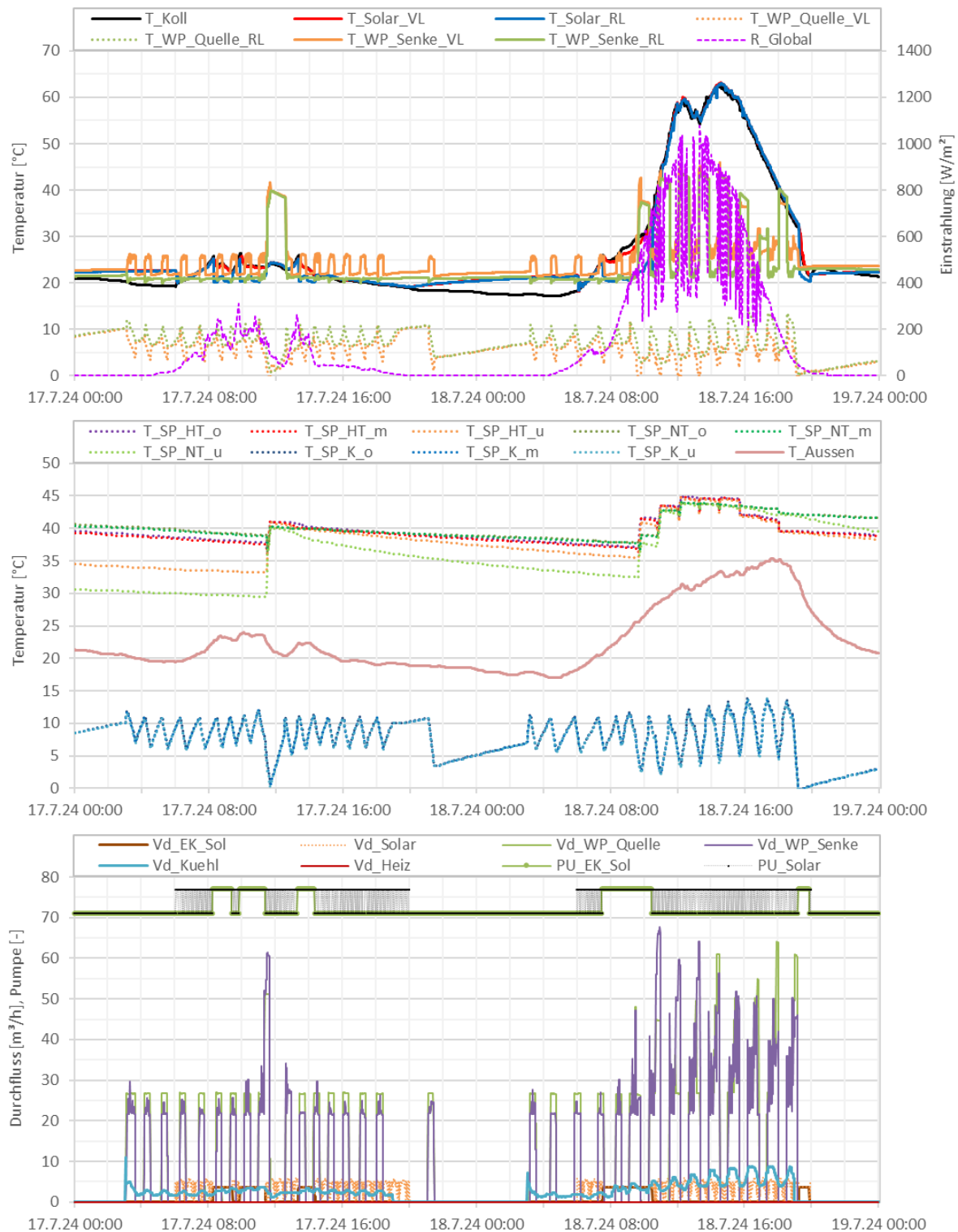


Abbildung 87: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und PVT-Anlage sowie der Globalstrahlung bei Kühlbetrieb (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speicher- sowie Außentemperaturen (mitte) und der zugehörigen Volumenströme sowie Pumpensignale (unten) vom 17. und 18.7.2024

Am ersten Tag herrscht schlechte Einstrahlung bei Außentemperaturen von maximal 24 °C. Beim zweiten Tag handelt es sich um einen sonnigen Tag mit hohen Einstrahlungswerten und Außentemperaturen von bis zu 35 °C. Da keine Sensoren für Raumtemperaturen zur Verfügung standen, kann keine konkrete Aussage zur thermischen Behaglichkeit und der Qualität der Kühlung getroffen werden.

Der Kältespeicher wird ausschließlich als hydraulische Weiche genutzt, die installierten Temperatursensoren auf drei verschiedenen Höhen zeigen idente Werte und somit keinerlei Temperaturschichtung. Dadurch, dass das Wärmepumpensystem mit der bereitgestellten Kälte den Kältepuffer versorgt, folgen die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Verdampfer-Seite der Wärmepumpen demselben zeitlichen Verlauf wie die Temperaturen im Kältespeicher.

Eine Betrachtung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Kondensator-Seite der Wärmepumpen zeigt, dass am ersten der beiden Tage, die Wärmepumpen vorwiegend den Erdkollektor mit Vorlauftemperaturen von maximal etwa 26 °C regenerieren. Um die Mittagszeit des ersten Tages und beinahe am gesamten zweiten Tag stellt das Wärmepumpensystem höhere Vorlauftemperaturen von 35 bis 45 °C bereit und speist in den oberen der beiden Pufferspeicher ein. In diesem Modus werden quellen- und senkenseitig weit höhere Durchflüsse von bis zu 65 m³/h gefahren als im Modus der Erdkollektorregeneration (bis zu 30 m³/h). In diesem Zusammenhang gilt es festzuhalten, dass es während dieser zwei betrachteten Tage keine Abnahme seitens der Wärmeverbraucher aus den Pufferspeichern bzw. Heizenergiebedarf gab. Aus diesem Grund ist die Beschickung der Heizungspuffer mit Abwärme aus den Wärmepumpen im Sommer kritisch zu hinterfragen, vor allem, weil dadurch auch die Kühlung der PVT-Kollektoren blockiert wird. Regelungstechnisch wird eine Senkung der Mindesttemperatur der Puffer empfohlen, wodurch die Kollektortemperatur durch Abladung in die Puffer gesenkt werden könnte und so eine Erhöhung des Stromertrages zu erwarten ist. Gleichzeitig könnte so die Effizienz der Wärmepumpenanlage gesteigert werden.

Die Kollektortemperatur liegt am ersten Tag im Bereich der Außentemperatur von 20 bis 25 °C. Am zweiten Tag mit starker Sonneneinstrahlung erreicht die Kollektortemperatur Werte von 60 bis 65 °C. Anhand des Durchflusses Vd_EK_Sol (dunkelrot, unteres Diagramm) ist zu erkennen, in welchem Zeitraum die PVT-Anlage thermische Erträge geliefert hat. Konkret wurde der Erdkollektor am ersten Tag von etwa 8:30-11:30 Uhr und von etwa 13:30-14:30 Uhr zusätzlich zur Rückkühlungswärme aus dem Betrieb der Wärmepumpen mit Hilfe solarer Wärme regeneriert. Am zweiten Tag wurden die solaren Erträge von etwa 7:30-10:30 Uhr und von etwa 19:30-20:00 Uhr erzielt. Außerhalb dieser Zeiträume lag zwischen der Vor- und Rücklauftemperatur der PVT-Anlage kein entsprechendes ΔT vor, sprich es wurde im System keine Solarwärme abgenommen. Dementsprechend wurde auch keine solare Wärme in den beiden Pufferspeichern zur direkten Nutzung abgeladen.

In den Zeiträumen der solaren Erdkollektorregeneration sind die Pumpen PU-Solar (grau, unteres Diagramm) im Primärkreis und PU_EK_Sol (grün, unteres Diagramm) beim Erdkollektor in Betrieb und es werden Durchflüsse von etwa 3.700 l/h an den beiden WMZ gemessen (siehe Vd_Solar, orange strichliert und Vd_EK_Sol, dunkelrot im unteren Diagramm). Außerhalb der angegebenen Zeiträume wird die Pumpe im Primärkreis zwischen 6:00 und 20:00 Uhr alle 2-5 Minuten abwechselnd ein- und ausgeschaltet und erreicht insgesamt sehr lange Laufzeiten ohne Wärmeabnahme bzw. thermischen Solarertrag. Gleichzeitig werden im Sekundärkreis entsprechend der beschriebenen Pumpentaktung Durchflüsse von 0 bis etwa 5.500 l/h gemessen (Vd_Solar), während am Anschluss der Solaranlage zum Erdkollektor (Vd_EK_Sol) kein Durchfluss gemessen wird und die Pumpe PU_EK_Sol ausgeschaltet ist. Um einen unnötig hohen Verschleiß der Solarpumpen zu verhindern und Energieeinsparungen zu erzielen, wird empfohlen die Pumpen im primären und sekundären Solarkreis nur bei tatsächlicher Abnahme der Solarwärme einzuschalten. Konkret würde das bedeuten, die Pumpen nur zu betreiben, wenn entweder eines der Ventile zu den Pufferspeichern (VEN_SP_HT und VEN_SP_NT), oder das Ventil zum Erdkollektor (VEN_Erdkoll) offen ist.

In Abbildung 88 ist der Heizbetrieb an zwei repräsentativen Tagen im Jänner 2024 dargestellt. Am ersten Tag herrscht eine sonnige Wetterlage mit hohen Einstrahlungs-

werten bei Außentemperaturen von maximal 12 °C. Beim zweiten Tag handelt es sich um einen bewölkten Tag mit niedrigen Einstrahlungswerten und Außentemperaturen von bis zu 10 °C. Da keine Sensoren für Raumtemperaturen zur Verfügung standen, kann keine konkrete Aussage zur thermischen Behaglichkeit und der Qualität der Heizung getroffen werden.

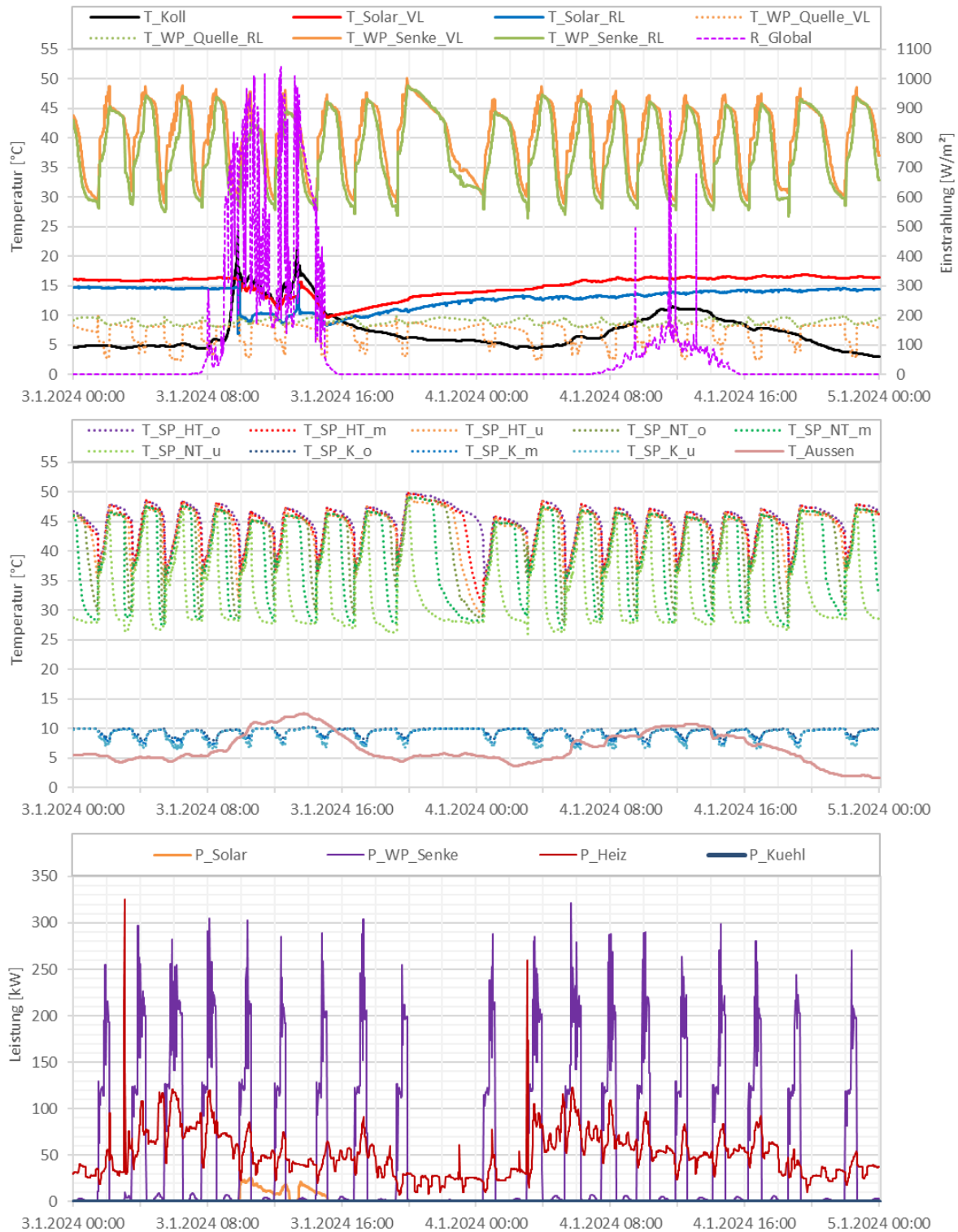


Abbildung 88: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und PVT-Anlage sowie der Globalstrahlung bei Heizbetrieb (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speicher- sowie Außentemperaturen (mitte) und der zugehörigen Leistungen der Versorger und Verbraucher (unten) vom 3. und 4.1.2024

Wiederum zeigt sich im Kältespeicher keinerlei Temperaturschichtung. Dieser fungiert lediglich als hydraulische Weiche. Das Temperaturniveau des Erdkollektors, des Kältespeichers und damit der Wärmepumpenquelle liegt dabei im beobachteten Zeitraum bei max. 10 °C.

Eine Betrachtung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Kondensator-Seite der Wärmepumpen zeigt, dass das Wärmepumpensystem Vorlauftemperaturen von 45 bis 50 °C liefert und damit den oberen Pufferspeicher belädt. Während des Betriebes liegt dabei zwischen Vorlauf und Rücklauf eine durchschnittliche Temperaturspreizung von 4,1 K vor. Die Rücklaufleitung der Heizwärmeverbraucher wird in den unteren der beiden Puffer geleitet, was auch durch den Verlauf der einzelnen gemessenen Puffertemperaturen ersichtlich ist. Der gesamte Wärmebedarf wird vom Wärmepumpensystem gedeckt.

Die Kollektortemperatur folgt zumeist dem Verlauf der Außentemperatur und liegt zwischen 5 und 10 °C. Lediglich am ersten Tag zwischen etwa 9:30 und 15 Uhr, wo die Sonneneinstrahlung am stärksten ist, erreicht die Kollektortemperatur höhere Werte mit Spitzen von bis zu 25 °C. Anhand der Leistung P_{Solar} (orange, unteres Diagramm) ist zu erkennen, dass die PVT-Anlage in dem beschriebenen Zeitraum thermische Erträge in Form von Regeneration des Erdkollektors geliefert hat. Da das Temperaturniveau zu gering für Puffereinspeisung ist, kann kein direkter Beitrag zur Deckung des Heizwärmebedarfs erfolgen.

Wie in Abbildung 89 dargestellt, werden an beiden WMZ im Sekundärkreis (siehe Vd_{Solar} , orange strichliert und $Vd_{\text{EK}_{\text{Sol}}}$, dunkelrot) entgegen des zuvor analysierten Sommerbetriebes nur zu den Zeitpunkten mit Solarertrag Durchflüsse von etwa 3.700 l/h gemessen.

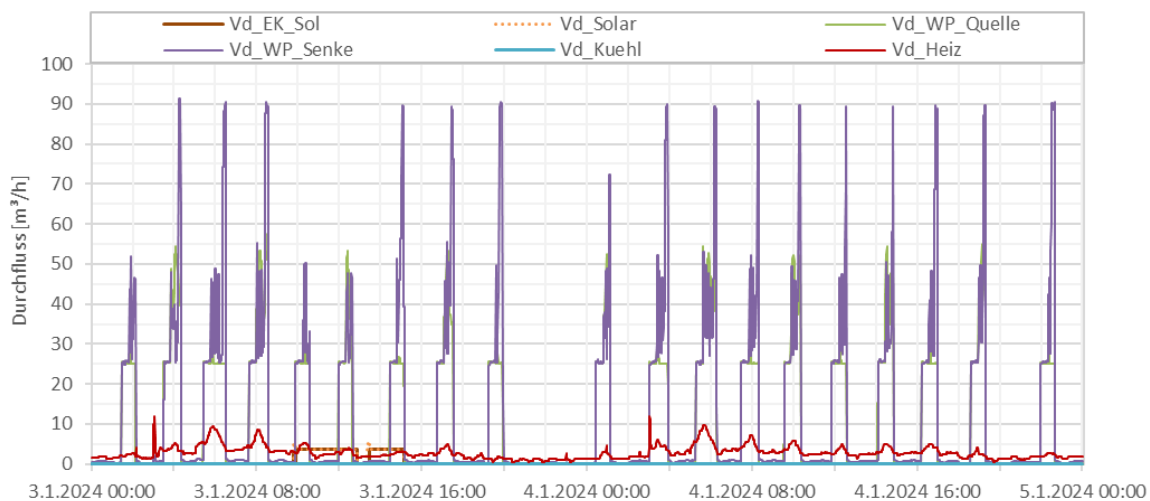


Abbildung 89: Verlauf der Volumenströme der Versorger und Verbraucher vom 3. und 4.1.2024

Zusätzlich zu den Analysen des reinen Kühlbetriebs in den Sommermonaten und des reinen Heizbetriebs in den Wintermonaten werden im Folgenden zwei repräsentative Tage aus der Übergangszeit vom Mai 2024 betrachtet. In Abbildung 90 ist der Betrieb der Energieversorgungsanlage während dem 8. und 9. Mai dargestellt. Am ersten Tag herrscht sehr schlechte Einstrahlung bei Außentemperaturen von maximal 13 °C. Beim zweiten Tag handelt es sich um einen sonnigen Tag mit hohen Einstrahlungswerten und Außentemperaturen von bis zu 22 °C.

Bereits anhand der Temperaturverläufe des Kältespeichers lässt sich erkennen, dass die Anlage am zweiten Tag um etwa 13 Uhr vom Heizbetrieb in den Kühlbetrieb wechselt. Dementsprechend zeigt sich bei den Heizungspuffern während des Nachmittags eine langsame Auskühlung ohne weitere Einspeisung und Abnahme, ehe der Puffer in den

Abendstunden abermals geladen wird, um den neuerlichen Heizwärmebedarf decken zu können.

Eine Betrachtung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen auf der Kondensator-Seite der Wärmepumpen veranschaulicht den Wechsel der Betriebsmodi ebenso. Im Heizbetrieb werden vom Wärmepumpensystem Temperaturen von bis 50 °C bereitgestellt. Im Kühlbetrieb beträgt die senkenseitige Vorlauftemperatur zwischen 20 und 25 °C.

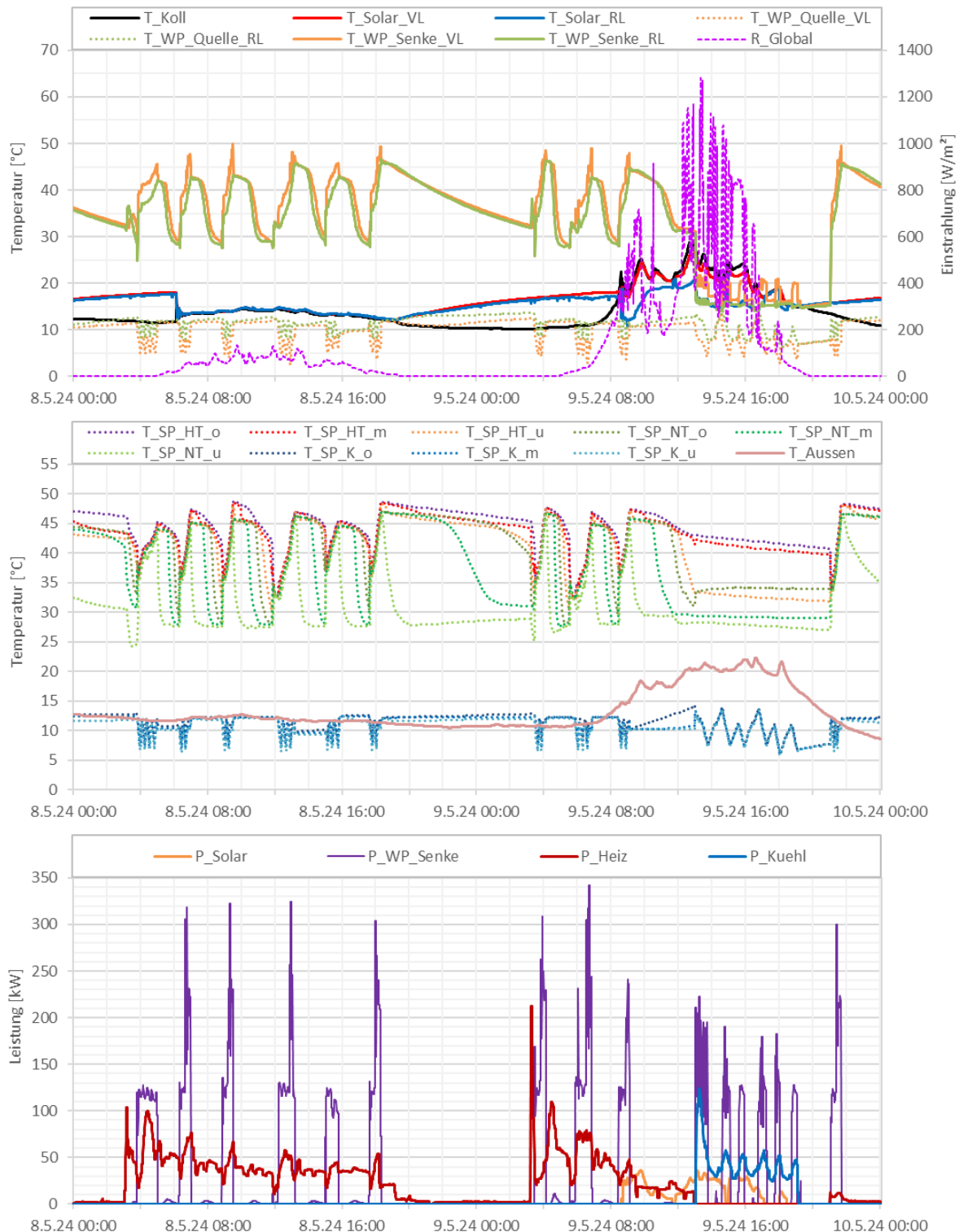


Abbildung 90: Beispielhafter Temperaturverlauf von Wärmepumpe und PVT-Anlage sowie der Globalstrahlung bei Mischbetrieb (oben), zuzüglich des Verlaufs der Speicher- sowie Außentemperaturen (mitte) und der zugehörigen Leistungen der Versorger und Verbraucher (unten) vom 8. und 9.5.2024

Die Kollektortemperatur liegt in den Stunden mit ausreichender Sonneneinstrahlung in einem Bereich von 20 bis 30 °C. Anhand der Leistung P_{Solar} (orange, unteres Diagramm) und den Temperaturverläufen der PVT-Anlage (insbesondere der Spreizung aus VL und RL) ist zu erkennen, in welchem Zeitraum die PVT-Anlage thermische Erträge geliefert hat. Konkret wurde der Erdkollektor am zweiten Tag von etwa 8:30-18:30 Uhr mit Hilfe solarer Wärme regeneriert. Wie bereits erwähnt, diente der Erdkollektor ab 13 Uhr zugleich als Rückkühlung für das Wärmepumpensystem. Am ersten Tag war die PVT-Anlage nicht in Betrieb.

Wie in Abbildung 91 dargestellt, wurden im Sekundärkreis am ersten Tag zwischen 6:00 und 19:00 Uhr wiederum Durchflüsse von bis zu 5.500 l/h gemessen, obwohl die PVT-Anlage in diesem Zeitraum keine thermischen Erträge liefert, und auch der Durchfluss am Wärmemengenzähler zum Erdkollektor null ist. Gleichzeitig taktet die Solarpumpe im Primärkreis entsprechend den gemessenen Durchflüssen. In den Zeiträumen der solaren Erdkollektorregeneration sind die Pumpen PU-Solar (grau) im Primärkreis und PU_EK_Sol (grün) beim Erdkollektor in Betrieb und es werden Durchflüsse von etwa 3.700 l/h an den beiden WMZ gemessen (siehe V_d_{Solar} , orange strichliert und $V_d_{\text{EK_Sol}}$, dunkelrot). Um einen unnötig hohen Verschleiß der Solarpumpen zu verhindern und Energieeinsparungen zu erzielen, wird wie bereits erwähnt, empfohlen die Pumpen im primären und sekundären Solarkreis nur bei einer tatsächlichen Abnahme der Solarwärme einzuschalten. Konkret würde das bedeuten, die Pumpen nur dann zu betreiben, wenn entweder eines der Ventile zu den Pufferspeichern (VEN_SP_HT und VEN_SP_NT), oder das Ventil zum Erdkollektor (VEN_Erdkoll) offen ist.

Hinsichtlich der Betriebsweise der Wärmepumpen ist zu erkennen, dass im Kühlbetrieb geringere Durchflüsse als im Heizbetrieb gefahren werden, die Taktung dabei jedoch höher ist.

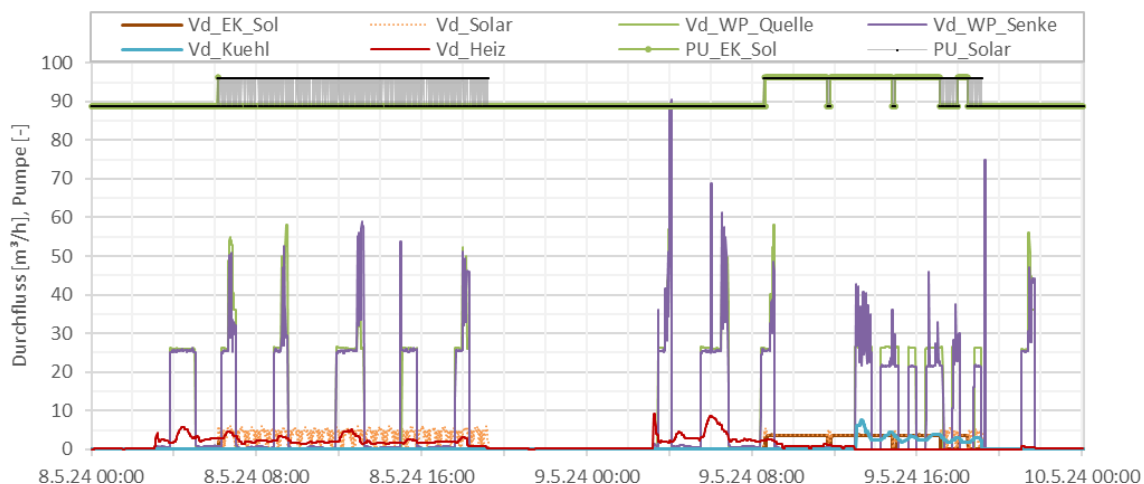


Abbildung 91: Verlauf der Volumenströme der Versorger und Verbraucher sowie der Pumpensignale im Solarkreis vom 8. und 9.5.2024

Für den Modus, in dem die Wärmepumpen in die Pufferspeicher einspeisen, sind in Abbildung 92 die Jahresarbeitszahl (SPF: seasonal performance factor), die bereitgestellten Wärmemengen, der Stromverbrauch und die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen dargestellt. Dieser Modus tritt vorwiegend in den Wintermonaten während des Heizbetriebes auf. Zusätzlich ist die Temperatur des Erdspeichers dargestellt.

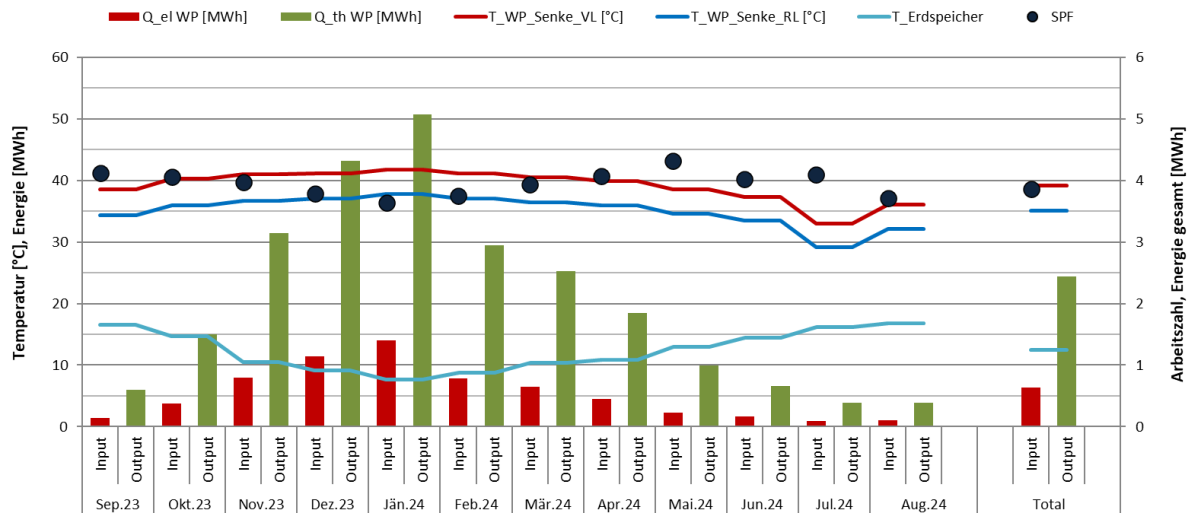


Abbildung 92: Detailanalyse des Wärmepumpensystems bei Einspeisung in die Pufferspeicher

Die Erdspeichertemperatur wurde nicht im Erdkollektor selbst gemessen, sondern entspricht der Vorlauftemperatur aus dem Erdkollektor bei Energieentzug ($T_{EK_Qu_VL}$). In der Heizperiode liegt diese Temperatur bei 8 bis 10 °C und erreicht bis zum Ende der Kühlperiode etwa 17 °C.

Die Wärmepumpen stellen in den Monaten Oktober bis April den Puffern Wärme mit einem gemittelten Temperaturniveau von 40 bis 42 °C zur Verfügung. In den restlichen Monaten liegen die durchschnittlichen Arbeitstemperaturen im Modus der Pufferbeladung etwas niedriger, was auch in den zuvor erfolgten Detailanalysen ersichtlich ist (Abbildung 87, Abbildung 88 und Abbildung 90).

Die Arbeitszahl liegt im Jänner, wo der höchste Heizwärmebedarf und die geringste Quelltemperatur vorliegen, bei etwa 3,6 und für diesen WP-Betriebsmodus in Summe bei etwa 3,9. Dieser Wert kann zwar als akzeptabel bezeichnet werden, zeigt aber vor allem in Verbindung mit den guten Betriebsbedingungen (konstant hohe Quelltemperaturen & moderate Vorlauftemperaturen) noch ein deutliches Verbesserungspotential.

In Abbildung 93 ist nun der Modus des Wärmepumpensystems dargestellt, in dem der Erdkollektor regeneriert wird. Dieser Modus deckt sich mit dem aktiven Kühlbetrieb und wird in den Monaten September bis Oktober 2023 und April bis August 2024, in denen ein Kühlenergiebedarf besteht, ausgeführt.

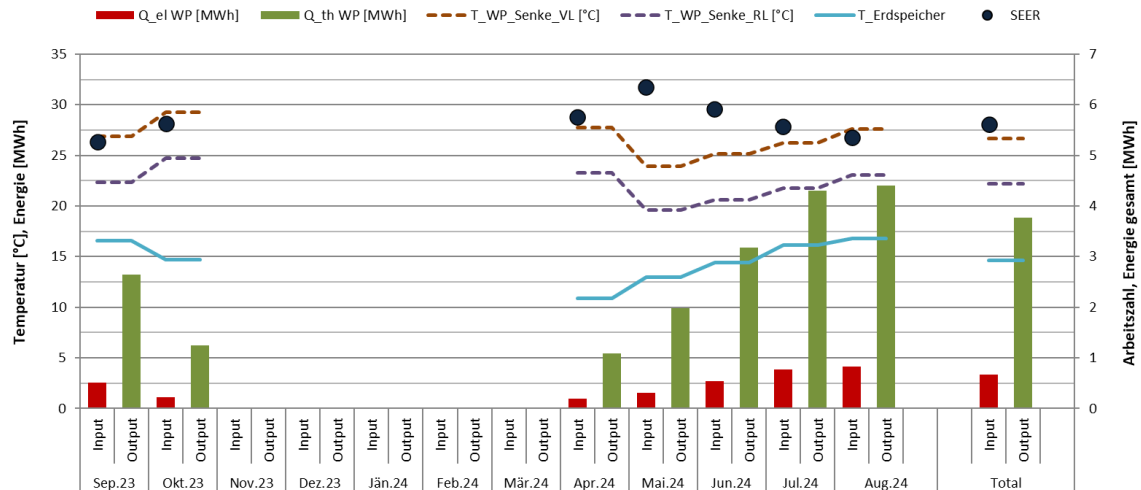


Abbildung 93: Detailanalyse des Wärmepumpensystems bei Regeneration des Erdkollektors

In diesem Betriebsmodus wird der Kältespeicher vom Wärmepumpensystem abgekühlt, die Rückkühlungswärme wird zur Regeneration des Erdkollektors genutzt und befindet sich auf einem durchschnittlichen Temperaturniveau von 26,7 °C. Der SEER (seasonal energy efficiency ratio) bewegt sich aufgrund des geringeren Temperaturhubes in einem Bereich von 5,3 bis 6,3 mit einem Mittelwert von 5,6. Dieser Wert ist als gut bis sehr gut zu bewerten.

Als abschließende Analyse sind in Abbildung 94 die Wärmemengen der PVT-Anlage, des Wärmepumpensystems und der Heizwärmeverbraucher mit den jeweiligen Temperaturniveaus (Vorlauf- und Rücklauftemperaturniveaus) dargestellt. Die beiden zuvor beschriebenen Betriebsmodi des Wärmepumpensystems können dabei deutlich unterschieden werden. Die gewichteten Vorlaufmitteltemperaturen liegen bei der Pufferbeladung bei 42,8 °C und bei der Erdkollektorregeneration bei 26,9 °C.

Die PVT-Anlage liefert im gewichteten Mittel Temperaturen von 25,3 °C und wird daher beinahe ausschließlich für die Regeneration des Erdkollektors genutzt. Ein Vergleich mit dem Nutztemperaturniveau zeigt, dass das Temperaturniveau der PVT-Anlage in der Regel zu gering ist, um einen direkten Beitrag an der Deckung des Heizwärmebedarfs zu leisten bzw. in die Pufferspeicher einzuspeisen.

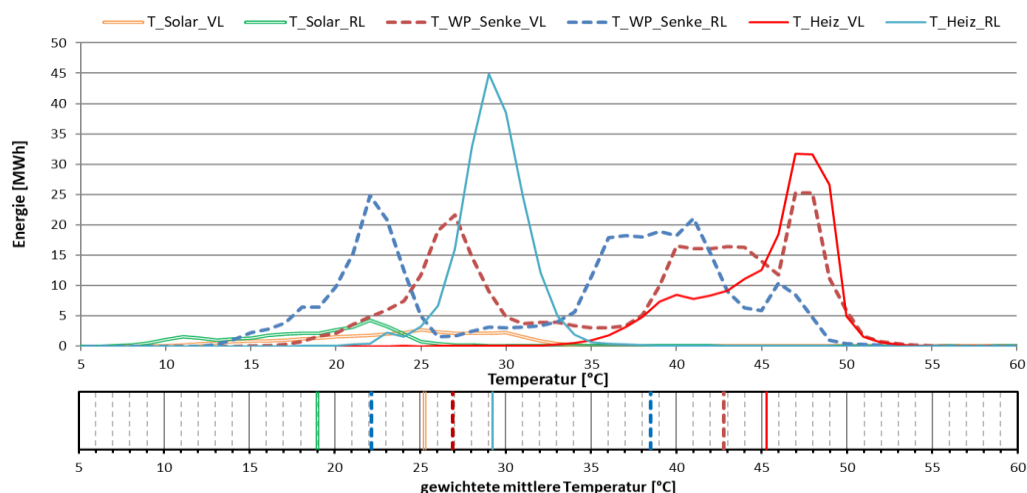


Abbildung 94: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau für die Solaranlage, Wärmepumpen und Verbraucher

7.5.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage „Porr Salzburg“ kann als weitestgehend in Ordnung beschrieben werden. Der solarthermische Ertrag liegt rund 47 % unter den Prognosewerten, was aber zu einem Großteil auf den geringeren Verbrauch zurückzuführen ist, der ebenso etwa 48 % unter den simulierten Werten liegt. Ein weiterer Grund für den geringeren solarthermischen Ertrag ist der Umstand, dass ein Großteil der Erdkollektorregeneration über die Rückkühlungswärme aus der aktiven Kühlung erfolgt. In der Simulation wurde dies nicht berücksichtigt, die PVT-Anlage kann daher vor allem in den Sommermonaten nicht den erwarteten Ertrag liefern. Wie konzipiert, liegt zusätzlich das Temperaturniveau der Solarwärme zu gering, um die Pufferspeicher zu beladen. Hinsichtlich des elektrischen Solarertrages wurde trotz sehr guter solarer Einstrahlungswerte, verglichen mit den Simulationen, ein Minderertrag von rund einem Viertel gemessen.

Es wurden folgende Optimierungspotentiale identifiziert:

- Die Wärmepumpen speisen teilweise auch in den Sommermonaten bzw. Zeiträumen, wo kein Wärmebedarf vorliegt, in die Pufferspeicher ein. Dadurch kommt es zu einem größeren Temperaturhub und höheren Durchflüssen als bei der Regeneration des Erdkollektors, was die Effizienz der Wärmepumpen verringert. Gleichzeitig kann es bei hoher Einstrahlung so zur Blockade der Kühlung der PVT-Anlage bzw. Blockade einer solaren Pufferbeladung kommen, was wiederum eine Verringerung der Stromerträge zur Folge haben kann.
- Die Umwälzpumpen im Solarkreis (primär und sekundär) laufen vermehrt auch, wenn kein Wärmeertrag erzielt wird. Dabei kommt es zu Durchflüssen von 5.500 l/h, die sogar höher liegen als im aktiven Betrieb (3.700 l/h bei Regeneration Erdkollektor). Um einen unnötig hohen Verschleiß der Solarpumpen zu verhindern und Energieeinsparungen zu erzielen, wird empfohlen die Pumpen im primären und sekundären Solarkreis nur bei tatsächlicher Abnahme der Solarwärme einzuschalten.
- Da bislang keine konkrete Ursache für den elektrischen Minderertrag (scheinbarer Einbruch ab Nov. 2023) gefunden werden konnte, wird empfohlen die Überprüfung der Anlage im Zuge einer Wartung so bald wie möglich durchzuführen.

Die Sole-Wasser-Wärmepumpen erreichten Jahresarbeitszahlen von 3,9 bei der Beladung der Puffer und Jahresarbeitszahlen von 5,6 bei der aktiven Kühlung und Regeneration des Erdkollektors.

7.6 Wiegert Fresh Convenience GmbH, W

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Wiegert Fresh Convenience GmbH
<u>Adresse:</u>	22. Bezirk, 1220 Wien
<u>Art der Anwendung:</u>	Solaranlagen in Kombination mit Wärmepumpen
<u>Jahr der Förderzusage:</u>	10. Ausschreibung – Solare Großanlagen 2019
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Wärmeversorgung Fußbodenheizung, Lüftung und Warmwasser
	Kälteversorgung der Sozialräume und der Produktion
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	515 m ² (unabgedeckte Absorbermatten, Viessmann SLK-600)
<u>Neigung:</u>	15°
<u>Ausrichtung:</u>	135° (Südost)
<u>Nachheizung:</u>	2x Sole-Wasser-Wärmepumpe (je 212 kW Heizen/150 kW Kühlen) 1x Wasser-Wasser-Wärmepumpe (43 kW Heizen/30 kW Kühlen)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	488 kWh/m ² a (lt. Simulation, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode beendet mit April 2024
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Wiegert Fresh Convenience GmbH hat ihren Produktionsstandort im 22. Wiener Gemeindebezirk erweitert. Der gemüseverarbeitende Betrieb hat dabei eine Vergrößerung der Grundfläche um 3.000 m² (entspricht 1.100 m² zusätzliche Betriebsfläche) umgesetzt. Für die Beheizung und Kühlung der Betriebsflächen wurde ein regeneratives Energiesystem installiert, welches mittels effizienter Nutzung der Sonnenwärme sowie dem Einsatz von Wärmepumpen und einem Eisspeicher zur Deckung des Gebäudewärmeenergiebedarfes einen möglichst hohen Anteil solarer bzw. regenerativer Erträge erreichen soll.

Für die Wärmeversorgung kommen zwei Sole-Wasser-Wärmepumpen und eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz. Kernstück der Anlage ist ein 502 m³ großer Eisspeicher, welcher als Quelle für die Sole-Wasser-Wärmepumpen dient. Eine 515 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. Neben den Wärmebedarfen werden über das System ebenfalls Kühlbedarfe im Gebäude gedeckt. Dies kann über natürliche Kühlung (Free-Cooling) direkt aus dem Eisspeicher wie auch in Form aktiver Kühlung mit Hilfe der Wärmepumpen passieren. Als Rückkühler stehen die Pufferspeicher für Heizung, der Eisspeicher, die Solaranlage sowie ein Sole-Luft-Wärmetauscher (inkl. Ventilator) zur Verfügung.

Die Wärme- und Kälteabgabe an das Gebäude erfolgt sowohl über Fußbodenheizung als auch über ein Lüftungssystem.

Abbildung 95 bis Abbildung 97 zeigen Eindrücke der Anlagentechnik.



Abbildung 95: Solar-Luft-Kollektor Viessmann SLK-600 am Dach des Firmengebäudes (AEE INTEC).



Abbildung 96: Sichtfenster in den Eis-Energiespeicher bei der Anlage Wiegert Fresh (AEE INTEC).



Abbildung 97: Technikraum mit den 3 Wärmepumpen bei der Anlage Wiegert Fresh (AEE INTEC).

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Wiegert Fresh Convenience GmbH“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 98 dargestellt.

Die messtechnische Bestückung der Anlage enthält folgende Sensorik:

- 8 Wärme/Kältemengenzähler
- 25 Temperatursensoren
- 1 Strahlungsmessgerät
- 2 Stromzähler
- 6 Aktorsignale (Pumpe, Ventil, ...)
- 3 Systemzustände (Druck, Füllstand, ...)

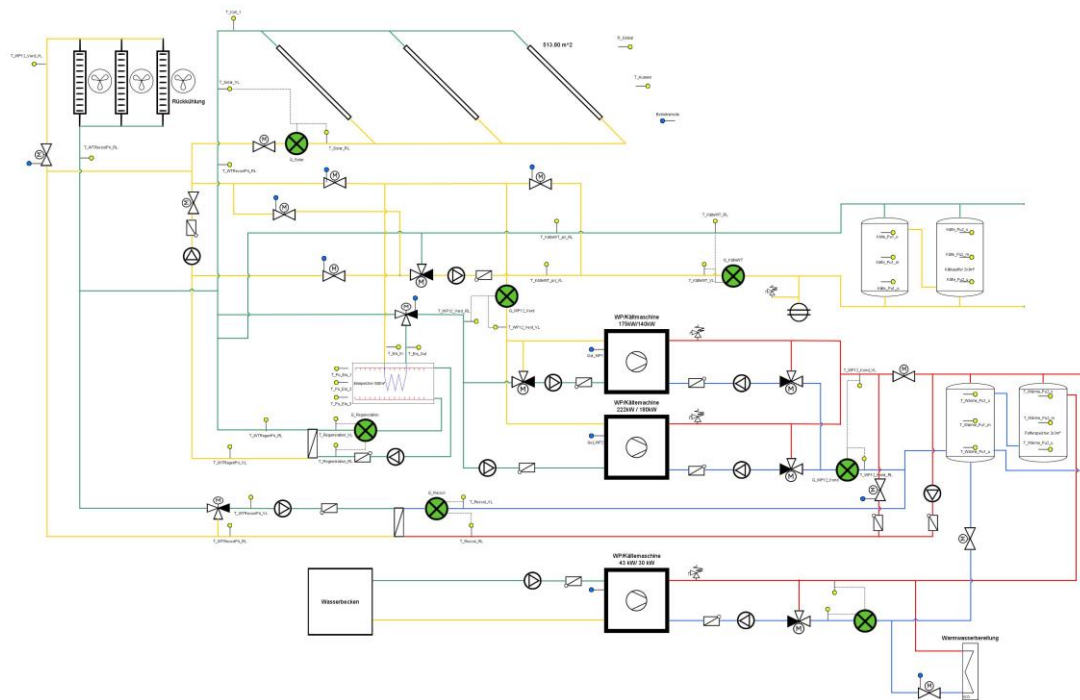


Abbildung 98: Luftführungs- und Messkonzept zum Projekt „Wiegert Fresh Convenience GmbH“ (gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren; blau: Stromzähler und Ventilpositionen)

Betriebsmodus 1: Heizen über Solar-/Luftkollektoren

Bei einer Heizanforderung dienen die Solar-Luft-Kollektoren als primärseitige Quelle für die Wärmepumpe. Durch den Mischer vor der Wärmepumpe sind auch höhere Kollektortemperaturen als die maximal zulässige Eintrittstemperatur der Wärmepumpe für den Heizbetrieb möglich. Sinkt die Temperatur am Kollektor unter einen bestimmten Wert, wird auf den Eis-Energiespeicher umgeschaltet (Modus 2 - Entzugsbetrieb).

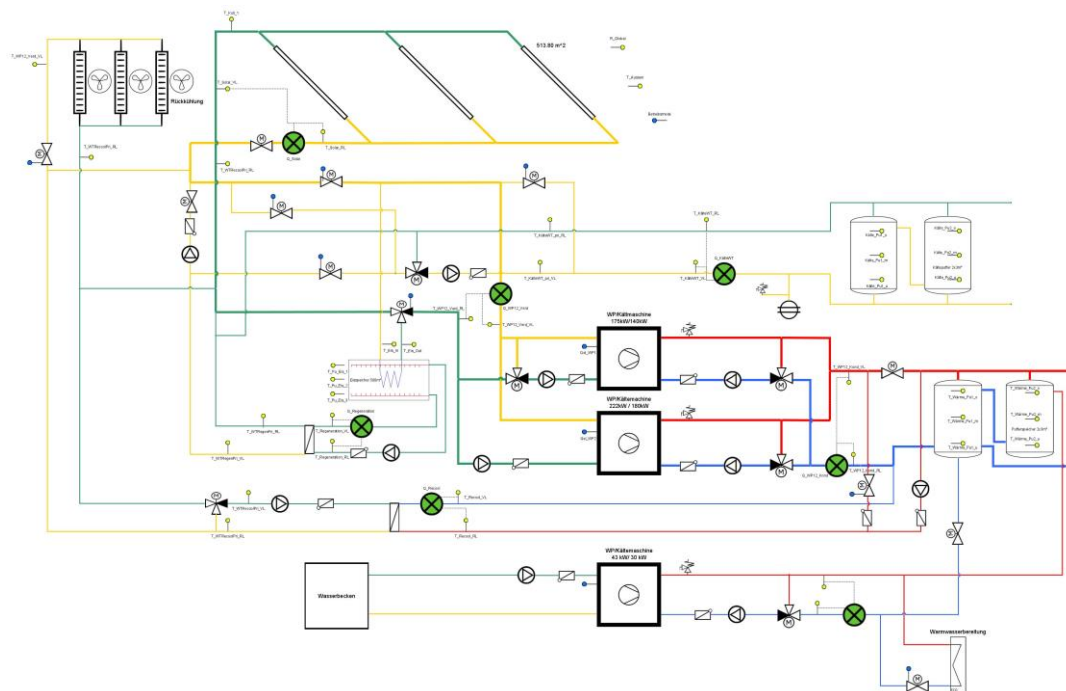


Abbildung 99: Betriebsmodus 1 - Heizen über Solar/Luftkollektoren: Die Solar/Luftkollektoren dienen als primärseitige Quelle für die Wärmepumpe.

Betriebsmodus 2: Heizen über Eis-Energiespeicher (Entzugsbetrieb)

Im Entzugsbetrieb dient bei einer Heizanforderung der Eis-Energiespeicher als Wärmequelle für die Wärmepumpe. Diese Betriebsart findet Anwendung, wenn die Anforderungen für den Direktbetrieb über den Solarkollektor nicht gegeben sind.

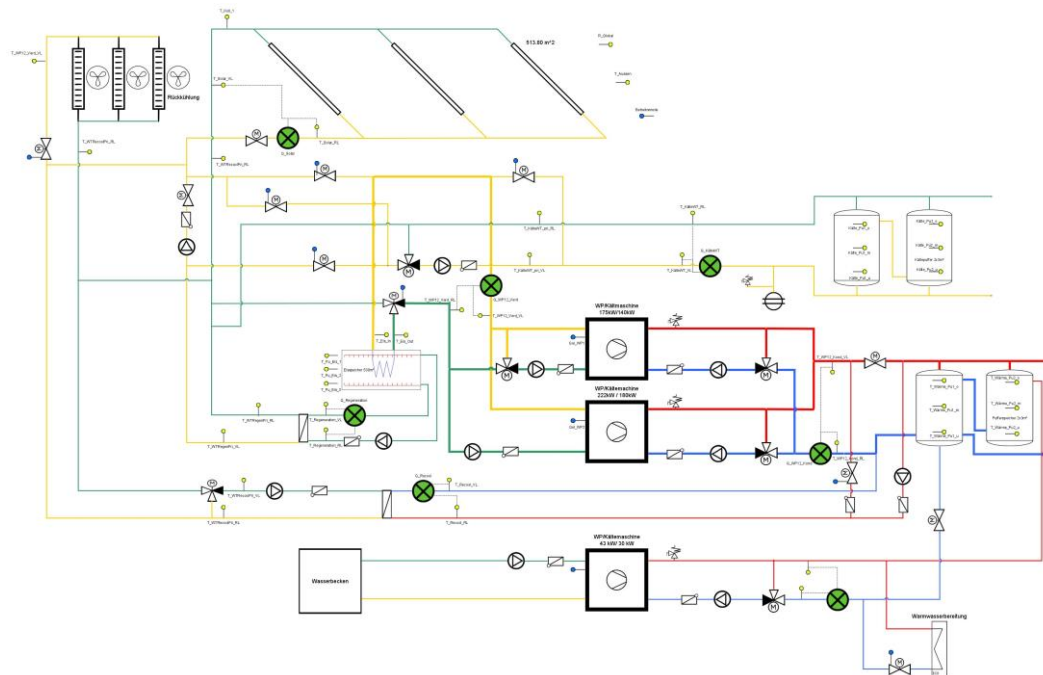


Abbildung 100: Betriebsmodus 2 - Heizen über Eis-Energiespeicher (Entzugsbetrieb): Der Eisspeicher dient als primärseitige Quelle für die Wärmepumpe.

Betriebsmodus 3: Regeneration des Eis-Energiespeichers

Im Regenerationsbetrieb wird dem Eis-Energiespeicher die Wärmeenergie aus der Umgebung über die Solar/Luftkollektoren zugeführt und dieser somit erwärmt.

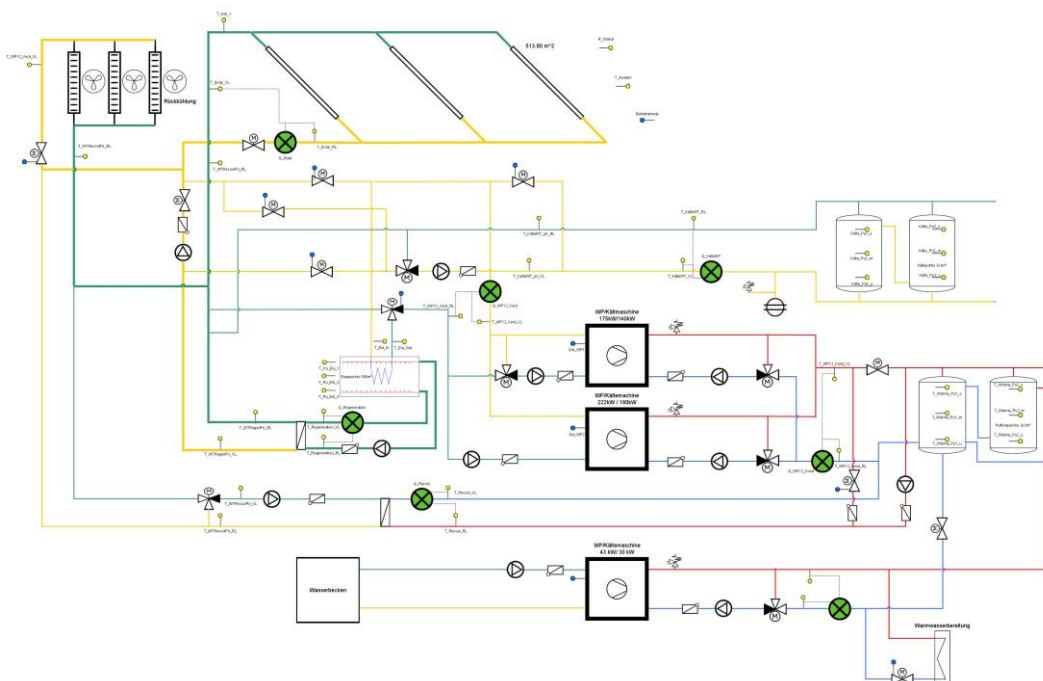


Abbildung 101: Betriebsmodus 3 - Regeneration des Eis-Energiespeichers: Wärme zur Regeneration wird über die Solar/Luftkollektoren bereitgestellt.

Betriebsmodus 4: Dualbetrieb

Besteht eine Heiz- und Kühlanforderung zur gleichen Zeit, wird der Dualbetrieb ausgeführt. Dabei wird Active Cooling auf der Primärseite ausgeführt und die entstehende Abwärme nicht an die Umgebung, sondern direkt an den Heizungspuffer abgegeben.

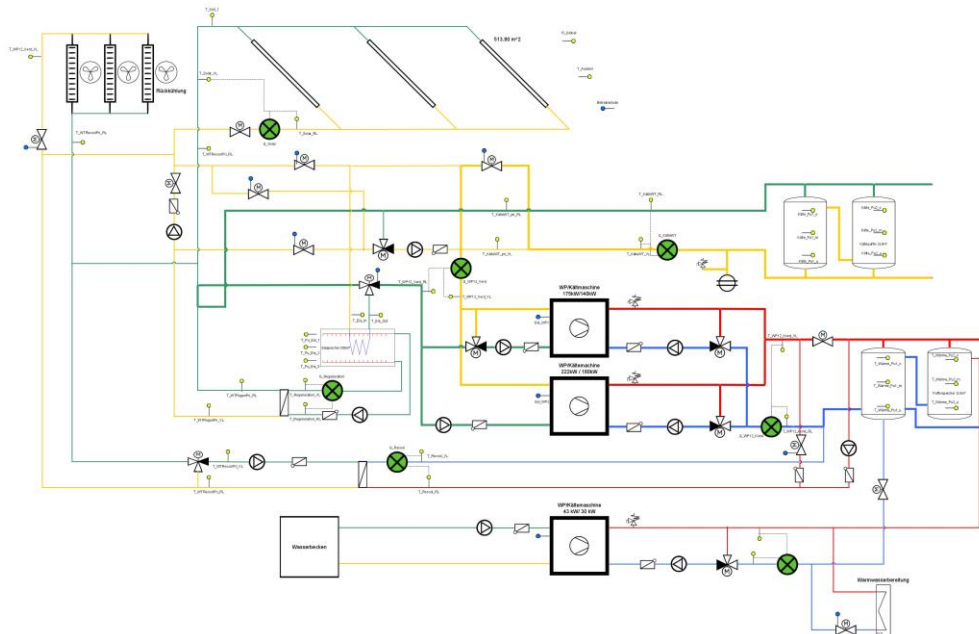


Abbildung 102: Betriebsmodus 4 - Dualbetrieb: Die Wärmepumpe läuft im aktiven Kältebetrieb, die Abwärme daraus wird in den Warmwasser-Puffertank geleitet.

Betriebsmodus 5: Natural Cooling über Eis-Energiespeicher

Sobald eine Kühlanforderung des Kaltwasserspeichers anliegt, erfolgt Natural Cooling. Der NC- Betrieb soll so lange genutzt werden, bis das Eis vollständig aufgetaut ist. Die Temperatur ist über den 3-Wege Mischer am NC/AC-Wärmetauscher auf die Kühltolltemperatur (Primärseite) zu regeln. Dieser Mischer dient zudem der Frostsicherheit.

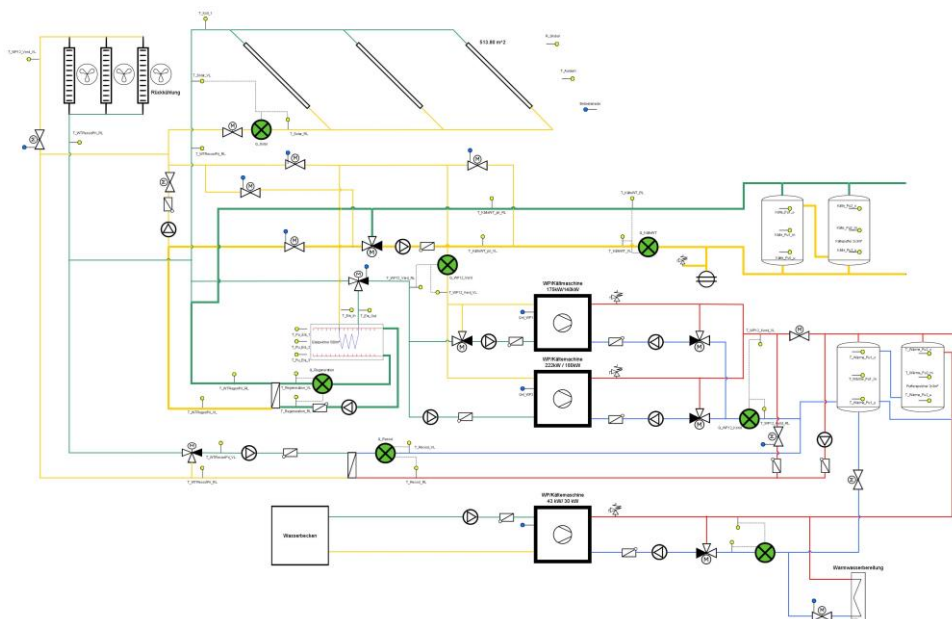


Abbildung 103: Betriebsmodus 5 - Natural Cooling über Eis-Energiespeicher.

Betriebsmodus 6: Active Cooling, Abwärme über Solar-/Luft-Kollektoren

Besteht eine Kühlanforderung, keine Heizanforderung und Natural Cooling ist aufgrund einer zu hohen Temperatur im Eis-Energiespeicher nicht mehr möglich, wird aktiv mit der Wärmepumpe gekühlt. Die Abwärme, welche am Verflüssiger der Wärmepumpe entsteht, wird je nach Temperaturanforderungen bzw. -bedingungen entweder an den Heizungspuffer oder über den Solar/Luftkollektor und bei Bedarf über den Rückkühler an die Umgebung abgegeben. Das Umschalten erfolgt über jeweilige Stellventile. Ein Plattenwärmetauscher dient der Systemtrennung. Der Mischer auf der Sekundärseite regelt eine konstante Rücklauftemperatur der WP.

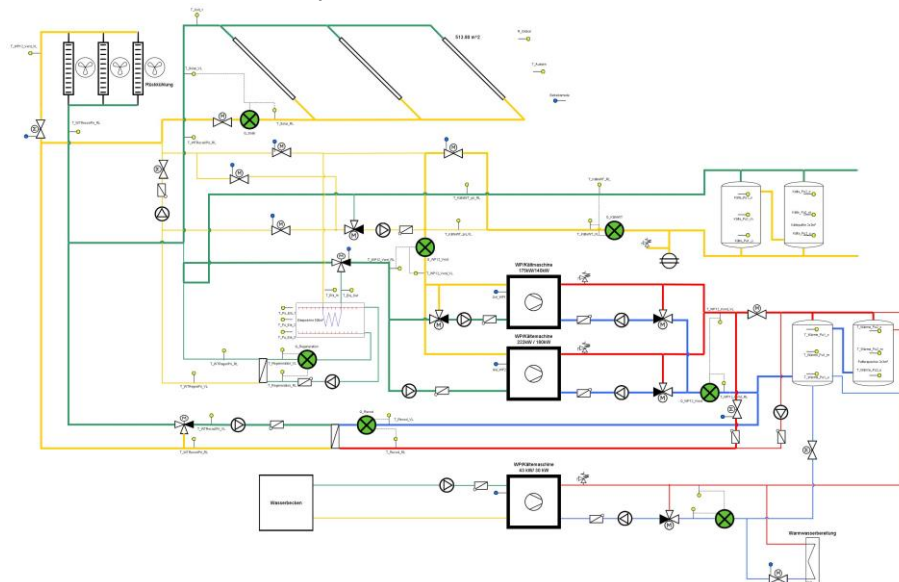


Abbildung 104: Betriebsmodus 6 - Active cooling, die Abwärme wird über die Solar/Luftkollektoren und ggf. über den Rückkühler abgeführt.

Betriebsmodus 7: Active Cooling, Abwärme über Eisspeicher

Besteht eine Kühlanforderung, keine Heizanforderung und Natural Cooling ist aufgrund einer zu hohen Temperatur im Eis-Energiespeicher nicht mehr möglich, wird mit der Wärmepumpe gekühlt. Die Abwärme, welche am Verflüssiger der Wärmepumpe entsteht, wird wahlweise an den Heizungspuffer oder über den Eisspeicher abgegeben. Ein Plattenwärmetauscher dient der Systemtrennung. Der Mischer auf der Sekundärseite regelt eine konstante Rücklauftemperatur der WP.

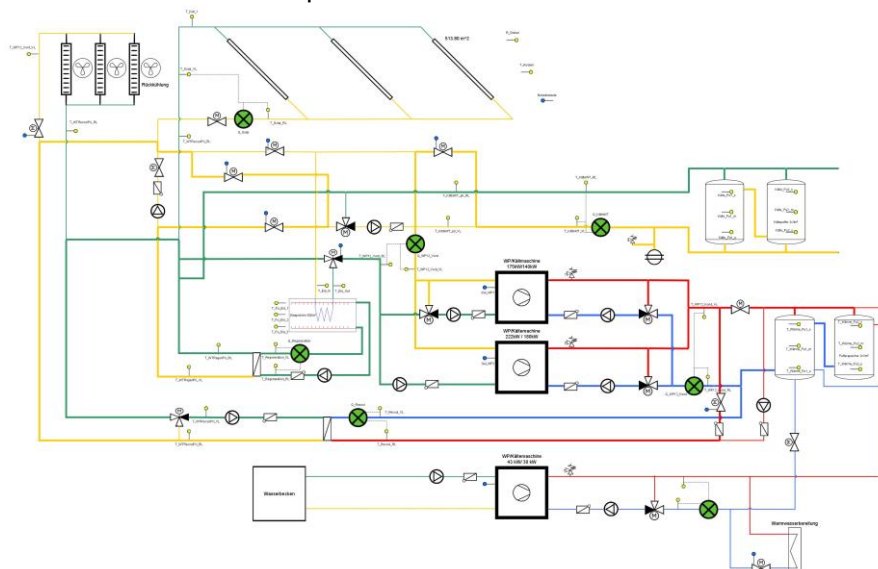


Abbildung 105: Betriebsmodus 7 – Active Cooling, Abwärme wird in Eisspeicher eingebracht

Sieben Wärme-/Kältemengenzähler, 3 Stromzähler, 32 Temperatursensoren, 13 Ventilstellungen, ein Drucksensor im solaren Primärkreis, ein Globalstrahlungssensor sowie ein Pegelstandsmesser bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

R_Global	Globalstrahlung in Kollektorebene (horizontal)
T_Koll_VL	Kollektorfühler Summe Vorlauf
Qpos_Solar	Energie +
Qneg_Solar	Energie -
V_Solar	Volumen
T_Solar_VL	T-Vorlauf
T_Solar_RL	T-Rücklauf
P_Solar	Leistung
Vd_Solar	Durchfluss
p_Sole	Druckwächter Solekreis

Eisspeicher

T_Eis_In	Eisspeicher Eintritt
T_Eis_Out	Eisspeicher Austritt
T_Pu_Eis_1	Eisspeicherfühler 1
T_Pu_Eis_2	Eisspeicherfühler 2
T_Pu_Eis_3	Eisspeicherfühler 3
h_Eis	Pegelstand (Aktuelle Füllhöhe)
Vereisungsgrad	Vereisungsgrad

Kühlsystem

T_KaeltePumpe_VL	Kühlwasser-Pufferspeicher Pumpe VL
T_KaeltePumpe_RL	Kühlwasser-Pufferspeicher Pumpe RL
Q_Kaelte	Energie
V_Kaelte	Volumen
T_Kaelte_VL	T-Vorlauf
T_Kaelte_RL	T-Rücklauf
P_Kaelte	Leistung
Vd_Kaelte	Durchfluss
T_Kaelte_Pu1_o	Kältepuffer 1 oben
T_Kaelte_Pu1_m	Kältepuffer 1 mitte (optional)
T_Kaelte_Pu1_u	Kältepuffer 1 unten
T_Kaelte_Pu2_o	Kältepuffer 2 oben
T_Kaelte_Pu2_m	Kältepuffer 2 mitte (optional)
T_Kaelte_Pu2_u	Kältepuffer 2 unten
T_Kaelte_Pu_VL	Kältepuffer Austritt
T_Kaelte_Pu_RL	Kältepuffer Eintritt

Wärmepumpen/Kältemaschinen 1+2

Q_WP12_Verd	Energie
V_WP12_Verd	Volumen

T_WP12_Verd_VL	T-Vorlauf
T_WP12_Verd_RL	T-Rücklauf
P_WP12_Verd	Leistung
Vd_WP12_Verd	Durchfluss
Q_WP12_Kond	Energie
V_WP12_Kond	Volumen
T_WP12_Kond_VL	T-Vorlauf
T_WP12_Kond_RL	T-Rücklauf
P_WP12_Kond	Leistung
Vd_WP12_Kond	Durchfluss
Qel_WP1	Energie
Pel_WP1	Leistung
Qel_WP2	Energie
Pel_WP2	Leistung

Wärmeversorgung (Heizung + Warmwasser)

T_Waerme_Pu1_o	Wärmepuffer 1 oben
T_Waerme_Pu1_m	Wärmepuffer 1 mitte (optional)
T_Waerme_Pu1_u	Wärmepuffer 1 unten
T_Waerme_Pu2_o	Wärmepuffer 2 oben
T_Waerme_Pu2_m	Wärmepuffer 2 mitte (optional)
T_Waerme_Pu2_u	Wärmepuffer 2 unten
T_Waerme_Pu_VL	Wärmepuffer Austritt
T_Waerme_Pu_RL	Wärmepuffer Eintritt
T_WW_Pu_o	WW Speicher oben
T_WW_Pu_u	WW Speicher unten

Regeneration

T_WTRegenPri_VL	Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Glykol
T_WTRegenPri_RL	Wärmetauscher Solar zu Eisspeicher Glykol
Qpos_Regen	Energie +
Qneg_Regen	Energie -
V_Regen	Volumen
T_Regen_VL	T-Vorlauf
T_Regen_RL	T-Rücklauf
P_Regen	Leistung
Vd_Regen	Durchfluss

Recooling

T_WTRecoolPri_VL	Vorlauftemperatur Recool-WT primär
T_WTRecoolPri_RL	Rücklauftemperatur Recool-WT primär
Q_Recool	Energie
V_Recool	Volumen
T_Recool_VL	T-Vorlauf
T_Recool_RL	T-Rücklauf
P_Recool	Leistung
Vd_Recool	Durchfluss

Wärmepumpe 3

Qel_WP3	Energie
Pel_WP3	Leistung
Q_WP3_Kond	Energie
V_WP3_Kond	Volumen
T_WP3_Kond_VL	T-Vorlauf
T_WP3_Kond_RL	T-Rücklauf
P_WP3_Kond	Leistung
Vd_WP3_Kond	Durchfluss

Ventile

VEN_6	2-Wege-Ventil V6
VEN_7	2-Wege-Ventil V7
VEN_8	2-Wege-Ventil V8
VEN_9	2-Wege-Ventil V9
VEN_10	3-Wege-Ventil V10 [ICS1-QN01]
VEN_11	2-Wege-Ventil V11 [RCC1-QM01]
VEN_12	2-Wege-Ventil V12 [ICS1-QM01]
VEN_13	2-Wege-Ventil V13 [HAB1-QM01]
VEN_14	2-Wege-Ventil V14 [BCC1-QM03]
VEN_15	2-Wege-Ventil V15 [BCC1-QM02]
VEN_16	2-Wege-Ventil V16 [ICS1-QM02]
VEN_17	2-Wege-Ventil V17 [BCC1-QM01]
VEN_28	3-Wege-Ventil V28 [BCC1-QN01]

Sonstige

T_Aussen	Außentemperatur
Betriebsmode	Betriebsmode

7.6.3 Energiebilanz

Aufgrund der unterschiedlichen Betriebsweisen des Systems, Heizen und Kühlen, wurden zwei unterschiedliche Energiebilanzen erstellt, um einen guten Überblick über das Gesamtsystem zu vermitteln.

Abbildung 106 zeigt die Energiebilanz für den **Kühlbetrieb** der Anlage Wiegert Fresh während der Monitoringperiode. Das Zurverfügungstellen von Kälte kann grundsätzlich passiv (frei) und aktiv erfolgen. Als Wärmesenke für das freie Kühlen steht der Eisspeicher (blau schraffiert) zur Verfügung. Der Eisspeicher als Senke für freie Kühlung wurde primär in den Monaten Februar bis April genutzt. Es ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass es zwei Luft-Wärmetauscher im Gesamtsystem gibt. Zum einen den Solar-Luft-Absorber (Viessmann SLK-600) sowie einen reinen Luft-Wärmetauscher. Die Messung der Wärmeabgabe aus dem Gesamtsystem erfolgt lediglich beim Solar-Luft-Absorber. Der Teil der über den Luft-WT abgegeben bzw. aufgenommen wird, kann nur über Differenzen rückgerechnet werden.

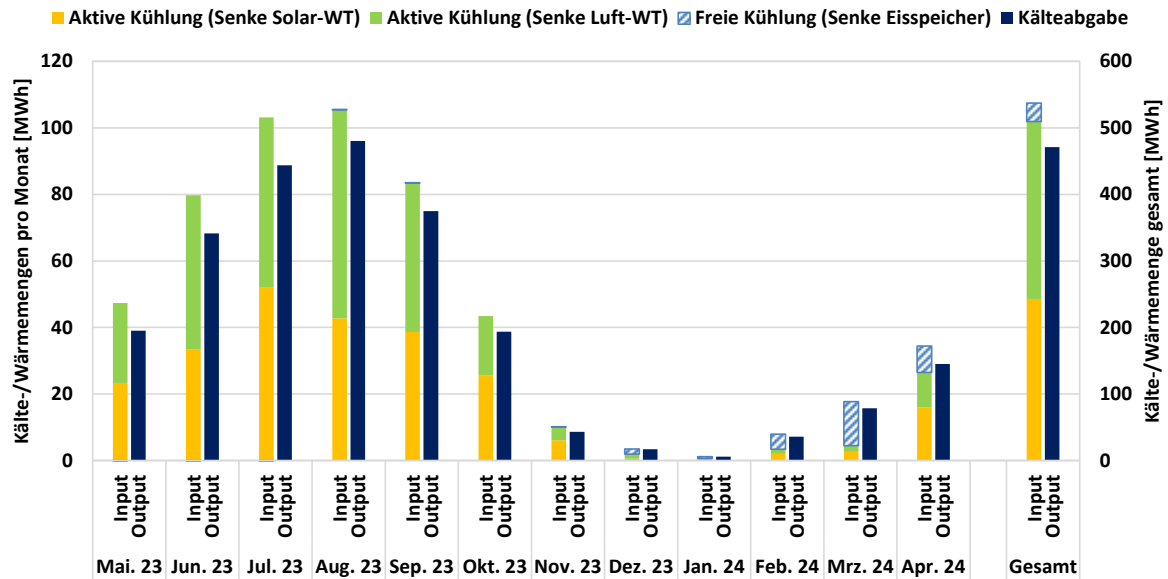


Abbildung 106: Energiebilanz der Anlage Wiegert Fresh für den Kühlbetrieb.

In Abbildung 107 ist die Energiebilanz der Anlage Wiegert Fresh für den **Heizbetrieb** abgebildet. Es ist zu sehen, dass ein Großteil der Wärme durch die Wärmepumpe 3 bereitgestellt wird.

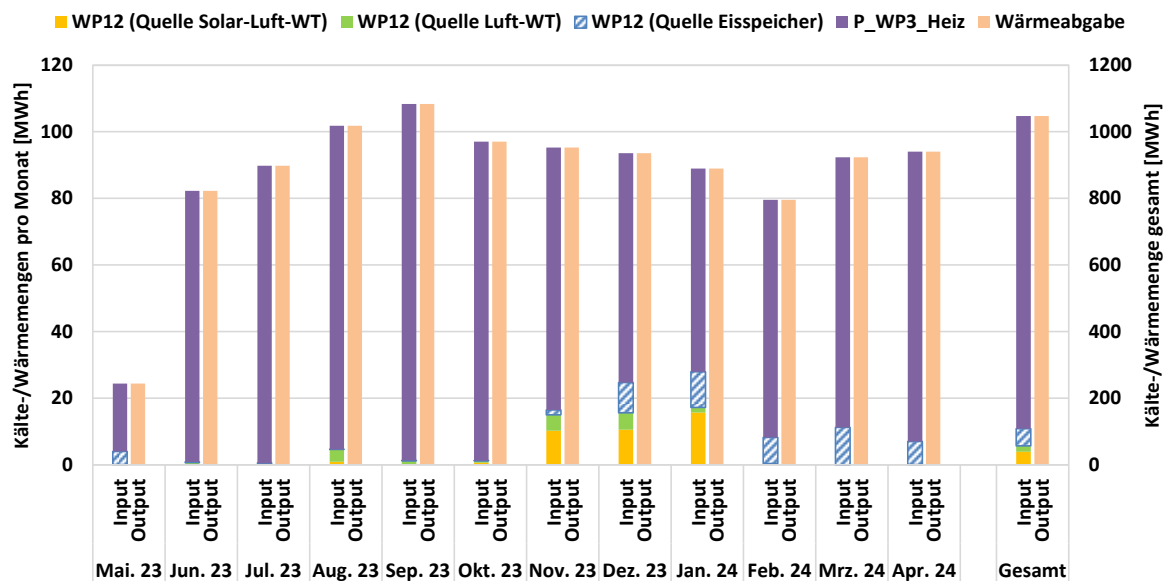


Abbildung 107: Energiebilanz der Anlage Wiegert Fresh im Heizbetrieb.

Wärme wird zum einen durch die Abwärme der Kältemaschinen (WP1+2) und zum anderen durch reinen Heizbetrieb der Wärmepumpe 3 bereitgestellt. Die mit WP3 erzeugte Wärme wird zum Teil auch zum Beladen eines Trinkwasserspeichers verwendet, welcher zwar in den Monitoringdaten nicht mitgeloggt wird, dessen Verbrauch bzw. Energiebedarf über Leistungsströme und Ventilstellungen aber rückgerechnet werden kann. Zur Wärmepumpe 3 sind zudem lediglich die Kondensatorleistungen bekannt. Eine vollständige Betrachtung dieser Zusatzheizung ist daher außenvor.

Bilanz Wärmepumpen

In *Abbildung 108* ist die Energiebilanz der Wärmepumpen 1+2 dargestellt. Diese sind stimmig und bedürfen keiner weiteren Korrektur. Die monatlichen Arbeitszahlen zwischen 3,67 und 5,67 liegen im zu erwartenden Bereich. Die JAZ liegt bei 4,74.

Die oben erwähnte WP3 ist an dieser Stelle nicht mit aufgeführt. Zum einen, weil sie nicht Teil des Förderumfangs ist und zum anderen, weil hier nur die kondensatorseitigen Wärmemengen bekannt sind und keine Verdampfer- oder elektrischen Leistungen aufgezeichnet wurden.

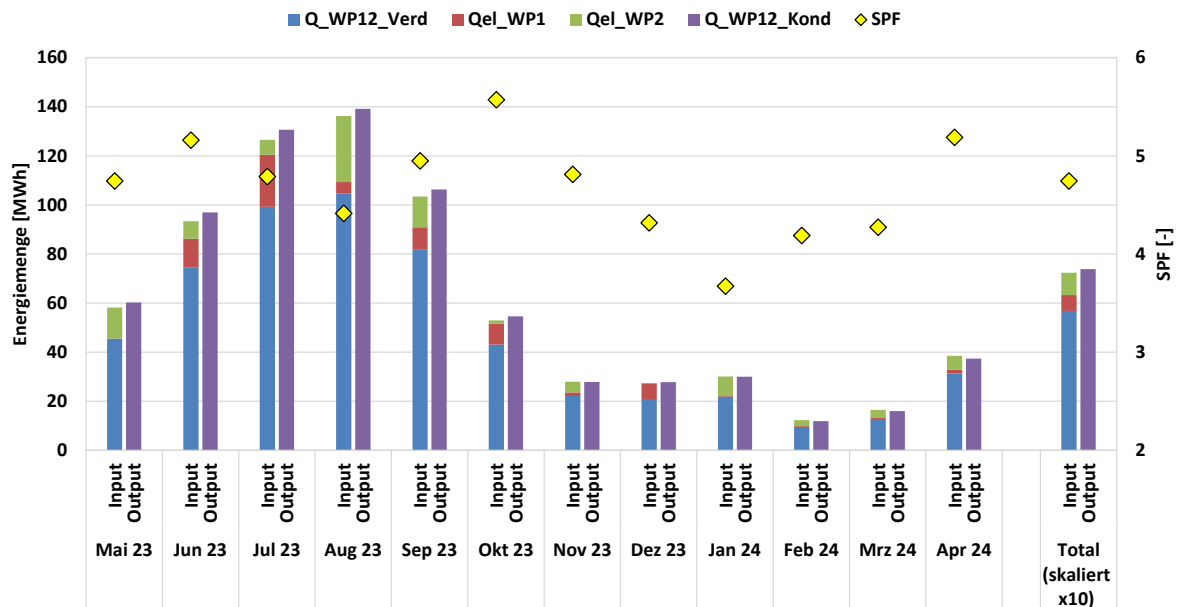


Abbildung 108: Energiebilanz der Wärmepumpen 1+2.

7.6.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Energiebedarf

In *Abbildung 109* sind die simulierten Energiebedarfe und die gemessene Energieerzeugung der Wärmepumpen 1+2 und der Wärmepumpe 3 gegenübergestellt. Die Notation „_Heiz“ sind dabei die kondensatorseitigen Wärmemengen, die, im Falle von WP1+2 nicht über den Recoolingkreis sondern an die Wärmespeicher abgegeben werden und im Falle der WP3 nicht zur Speicherladung des Warmwasserpuffers, sondern ebenfalls an die Heizwärmespeicher abgegeben werden. Was hier deutlich zu sehen ist, ist, dass die Wärmeabgabe ganzjährig verhältnismäßig konstant ist und zudem auch deutlich höher als in der Simulation zur Einreichung angenommen.

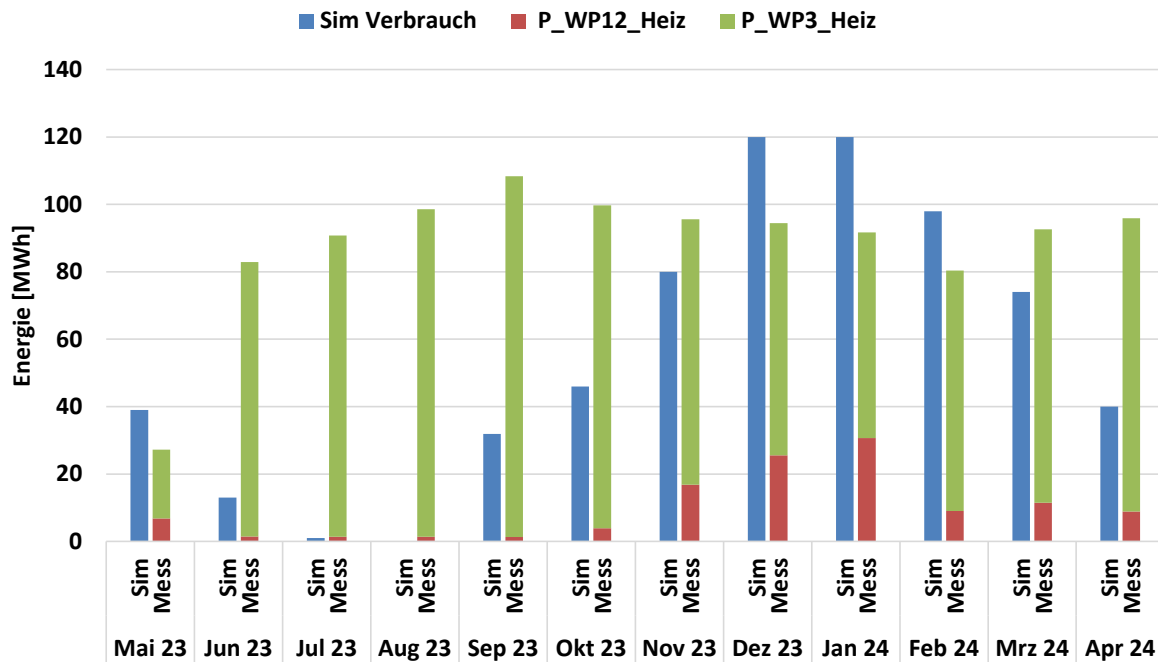


Abbildung 109: Vergleich der simulierten und gemessenen erzeugten Wärmemengen (WP1+2 und WP3).

Das solare Eisespeichersystem wurde am Standort Wiebert Fresh in ein bestehendes HKLS-System mit unterschiedlichen Abnehmern integriert. Auf der Verbraucherseite sind keine Informationen vorhanden, welche Abnehmer oder eventuelle Verarbeitungsprozesse letztendlich Wärme aus dem System beziehen. In der Anlagensimulation wurde mit einem anderen Lastprofil gerechnet, als das im Anlagenbetrieb tatsächlich vorlag.

In Abbildung 110 ist der Vergleich zwischen den kumulierten gemessenen Wärmemengen, die durch die WP1+2 und 3 bereitgestellt wurden und dem prognostizierten Wärmebedarf dargestellt. Es wird deutlich, dass das ursprünglich ausgelegte System mit WP1+2 nur einen geringen Anteil der prognostizierten Wärme bereitstellt. Ein Großteil wird durch WP3 bereitgestellt. Dieser Anlagenteil (WP3 und Einbindung in Gesamtsystem) ist nicht Teil des Förderumfangs.

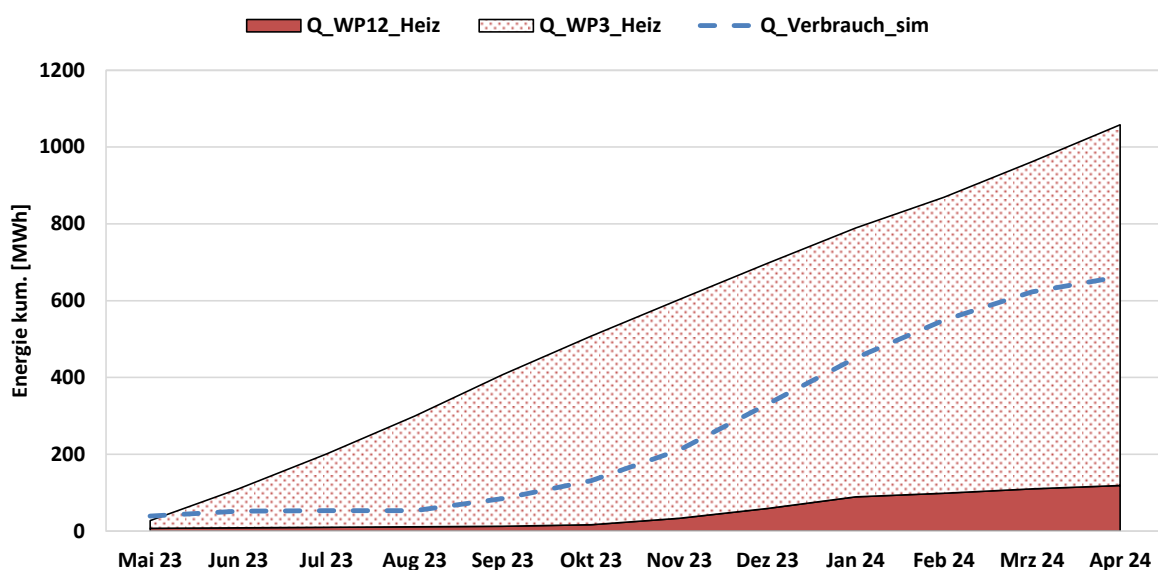


Abbildung 110: Vergleich kumulierte Wärmeerzeugung und prognostizierter Bedarf.

Ertrag Solar

In Abbildung 111 sind die gemessenen und prognostizierten solaren Erträge dargestellt. Es ist zu erkennen, dass im Anlagenbetrieb deutlich weniger Solarertrag zustande kommt als durch die Simulation prognostiziert. Dies ist vor allem dadurch zu erklären, dass der Heizfall, in dem Wärme durch die WP1+2 bereitgestellt wird und als Quelle die Solarerträge direkt verwendet werden, nur in den Monaten November bis Januar auftritt (Vergl. Abbildung 107 und Abbildung 112).

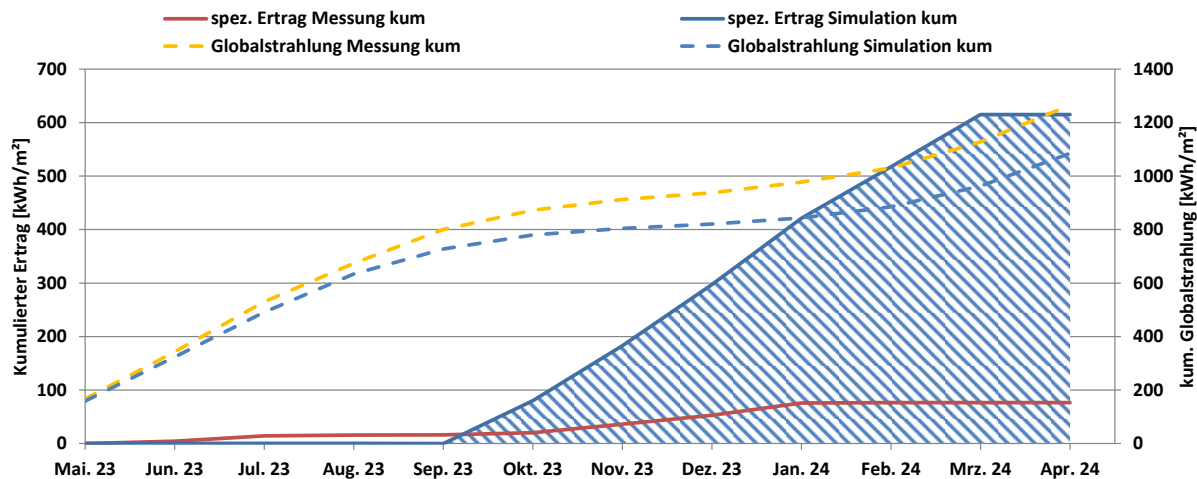


Abbildung 111: Vergleich der prognostizierten und gemessenen solaren Erträge.

In Abbildung 112 sind die Wärmemengen, welche über den Solar-Luft-Absorber übertragen werden, dargestellt. Es wird dabei unterschieden in „solare Rückkühlung“ in der der Solar-Luft-WT als Wärmesenke dient (blau) und in solare Erträge in der Solar-Luft-Absorber als Wärmequelle für die WP1+2 dient (rot).

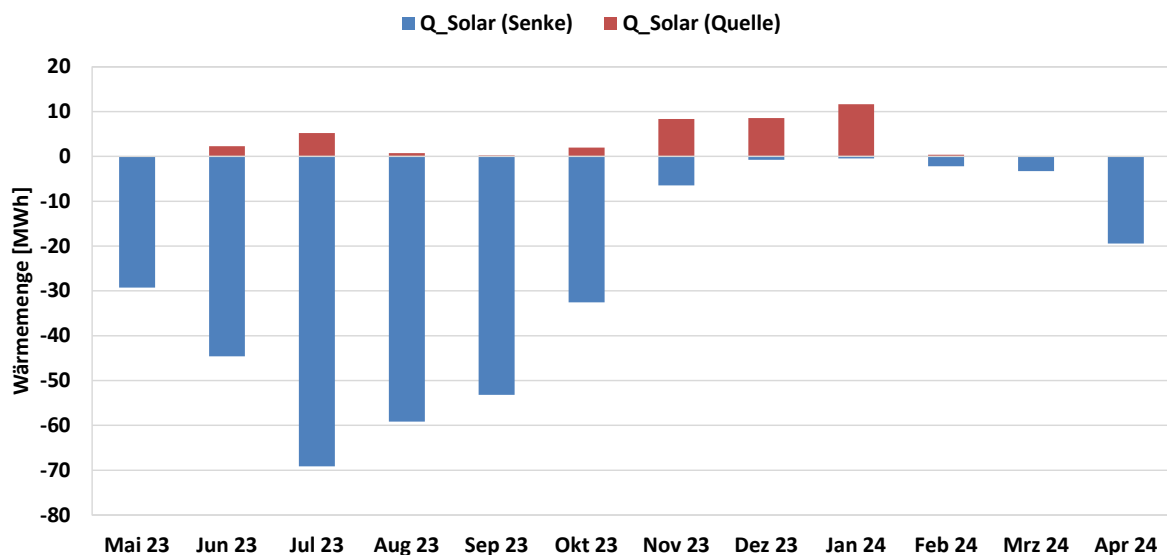


Abbildung 112: Wärmemengen, die über den Solar-Luft-WT übertragen werden.

Darüber hinaus wird der Eisspeicher selten als Quelle eingesetzt und faktisch kaum betrieben (Ausnahmen: Dezember 2023 und Januar 2024). Damit ist auch der Bedarf an Regeneration äußerst gering.

Eisspeicherbetrieb

In Abbildung 113 die Eishöhe sowie die entzogene und aufgenommene Wärme in den Eisspeicher dargestellt. Die Berechnung der Wärmeabgabe und -aufnahme wird mittels der variierenden Eishöhe durchgeführt. Die Annahmen dazu sind wie folgt:

Behälterform	quaderförmig	
Wasservolumen	501.255	l
Höhe (Innenmaße)	4	m
Länge (Innenmaße)	15	m
Breite (Innenmaße)	10	m
A_speicher	150	m ²
h_schmelz	335	kJ/kg
rho_Eis	918	kg/m ³

Die Wärmeaufnahme sind dabei lediglich Wärmegewinne bzw. Kälteverluste aus der/an die Umgebung. Die Regeneration des Eisspeichers wird zu keinem Zeitpunkt über die Solaranlage betrieben. Es bleibt festzuhalten, dass das Eisspeichersystem eine sehr geringe Auslastung hat und deutlich höhere Speicherpotentiale möglich sind.

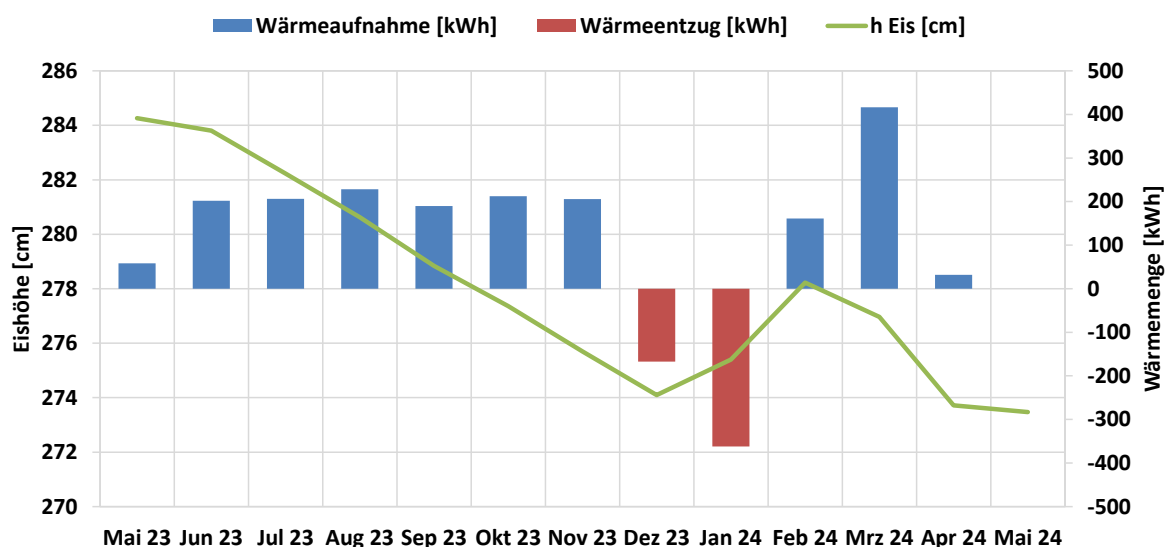


Abbildung 113: Höhe der Eisschicht im Speicher und die daraus errechnete entzogene und aufgenommene Wärme im Eisspeicher.

7.6.5 Detailanalyse und Optimierungspotentiale

Im Folgenden werden die wesentlich auftretenden Betriebszustände näher beleuchtet

Heizbetrieb über Quelle Eisspeicher (Betriebsmodus 2)

In Abbildung 114 sind die Betriebsdaten für den Heizfall aufgezeigt, bei dem alleinig der Eisspeicher als Quelle für die Wärmepumpe dient. Es sind die Verdampferleistungen (schwarz) und die dazugehörigen Kondensatorleistungen (schwarz strichliert), sowie die Vor- und Rücklauftemperaturen des Verdampfers und des Eisspeichers aufgezeichnet.

Qualitativ stimmen die Temperaturverläufe zwischen Eisspeicher und Wärmepumpen-Verdampfer gut überein. Allerdings gibt geringe Abweichungen in den absoluten Werten. Dies ist auf zwei Ursachen zurückzuführen ist. Zum einen kann es sich um Messungenauigkeiten handeln, welche durch unkalibrierte Sensoren auftreten können und zum anderen können Wärmeeinträge aus der Umgebung in das Rohr zwischen Eisspeicher und Wärmepumpe die Temperaturen anheben.

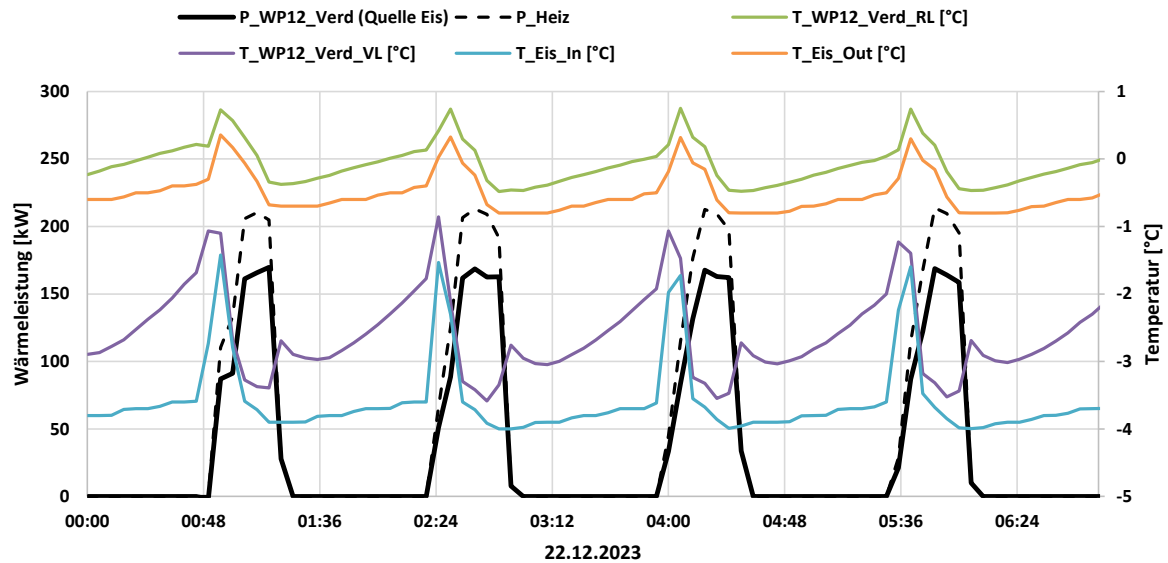


Abbildung 114: Betriebsdaten für den Heizbetrieb mit Eisspeicher als WP-Quelle.

Heizbetrieb über Quelle Solar (Betriebsmodus 1)

Abbildung 115 zeigt die Betriebsdaten des Heizbetriebs, in dem der Solar-Luft-Absorber als Wärmequelle für den Wärmepumpenverdampfer dient. Es sind die Leistung des Solarkollektors (schwarz), des Verdampfers der Wärmepumpen 1+2 (grau) sowie die dazugehörige Kondensatorleistung (orange, strichliert) dargestellt. Auf der Sekundärachse sind die jeweils die Vor- und Rücklauftemperaturen des Solar-Luft-Absorbers und des WP-Verdampfers aufgetragen.

Die Temperaturverläufe der Vor- und Rückläufe sind während des Betriebs deckungsgleich. Da die dargestellten Daten einen Zeitraum vom ca. 03:00 – 08:00 Uhr abbilden und es am 14.01. zu diesem Zeitpunkt keine Solarstrahlung gibt fungiert hier der Solar-Luft-Absorber als reiner Luft-Absorber. Für den Wärmepumpenbetrieb kann durchschnittlich ein ΔT von ca. 2K bereitgestellt werden.

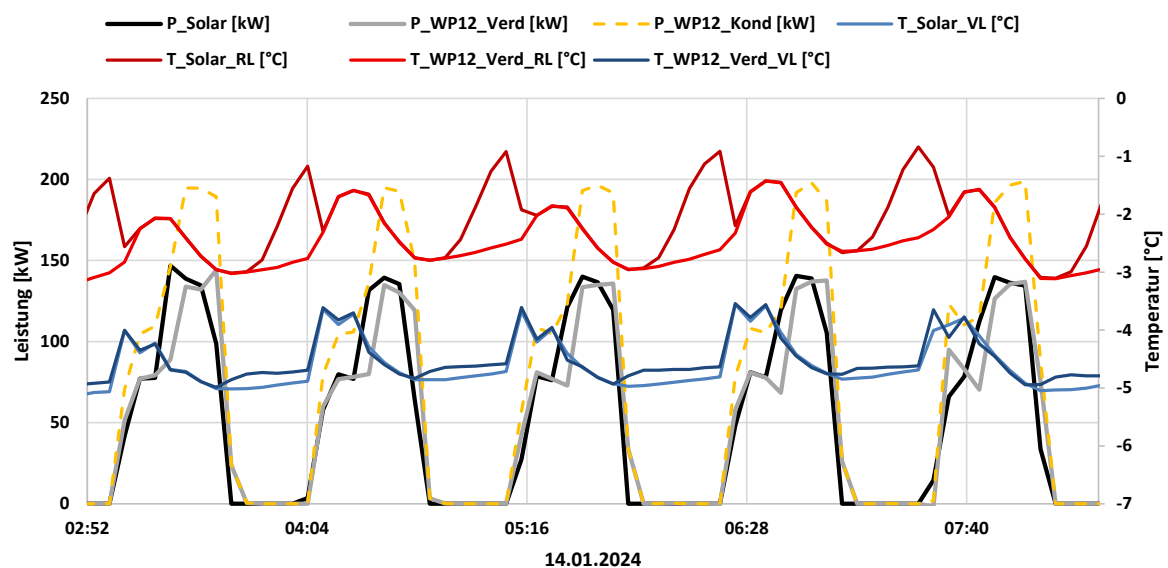


Abbildung 115: Betriebsdaten für den Heizbetrieb mit Solar-Luft-Absorbern als WP-Quelle.

Free Cooling (Betriebsmodus 5)

Für den Betriebszustand Free Cooling sind in Abbildung 116 im oberen Diagramm die Temperaturen im Eisspeicher (T_{Pu_Eis}), in den Kältepuffern (T_{Kaelte_Pu}) und der Kälteverteilung ($T_{Kaelte_Pu_VL/RL}$) sowie im unteren Diagramm die übertragene Kälteleistung und die Verdampferleistung der WP1+2 dargestellt. Es wurde absichtlich die Verdampferleistung aufgenommen, um zu verdeutlichen, dass es sich nicht um einen aktiven, sondern rein um den passiven (Free Cooling) Kühlbetrieb handelt.

In der ersten Abbildung sind die Kältespeichertemperaturen in Blautönen dargestellt. Hier ist gut zu erkennen, wie die bereitgestellte Kälteleistung aus dem Eisspeicher die Kältepuffer innerhalb von 10-15 min von ca. 11 auf ca. 3°C abkühlt. Die Versorgungs- und Rücklauftemperaturen des gebäudeseitigen Kühlkreis (schwarz und rot) sind passend zum Temperaturverlauf. Außerdem sind die Eisspeichertemperaturen aufgezeichnet. Diese liegen, wie bei einem Eisspeicher zu erwarten nahe 0°C. Bei den einzelnen Ladungsvorgängen sind kurzzeitige Temperaturschwankung zu erkennen, welche durch diffusive Mischprozesse im Eisspeicher recht schnell mitigiert werden.

Die Beladung der Kältepuffer (in diesem Fall das Abkühlen jener) erfolgt von unten nach oben, die Entladung (Aufwärmen) erfolgt von oben nach unten.

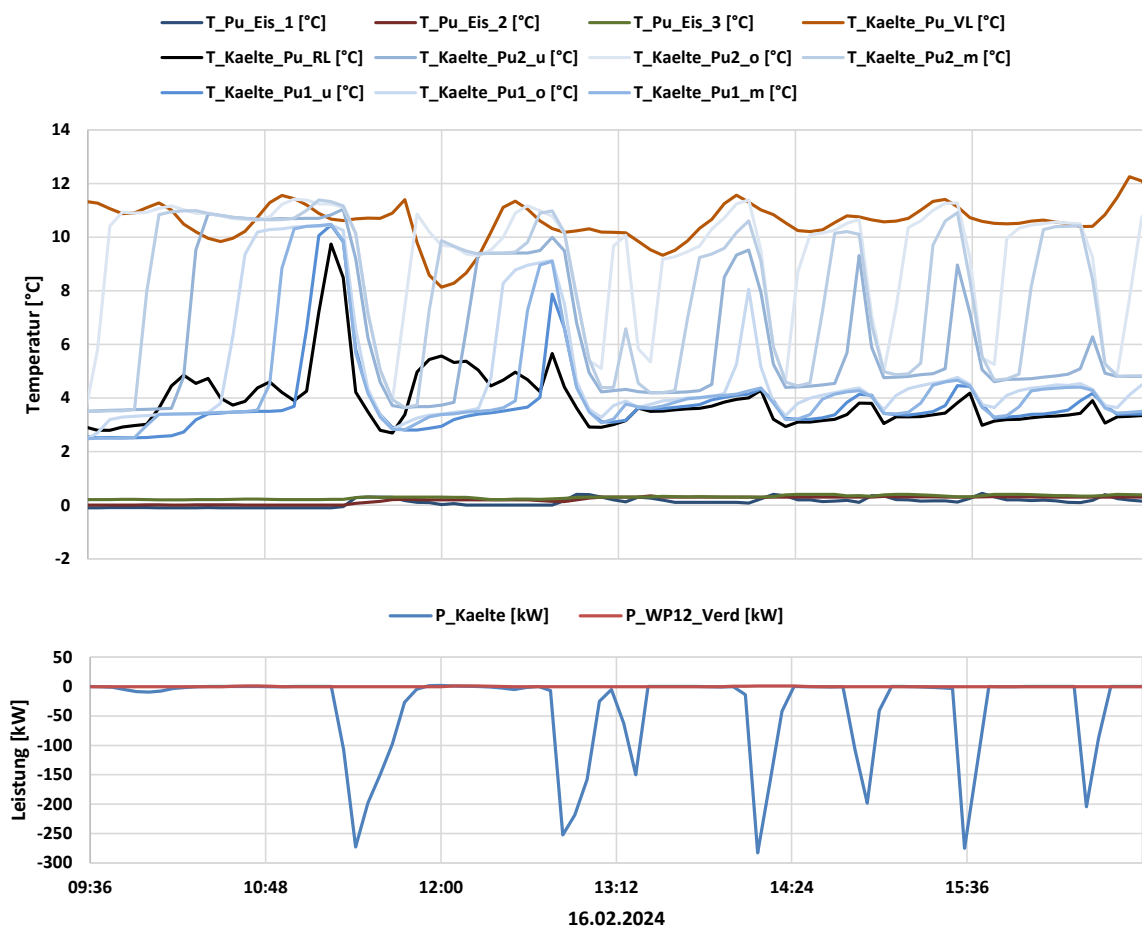


Abbildung 116: Betriebsdaten für den Betriebszustand Free Cooling. oben: Temperaturen im Eisspeicher, Kältepuffer und Kälteverteilung. unten: übertragene Kälteleistung und Verdampferleistung der WP1+2.

Heizbetrieb und Kühlbetrieb in parallel (Betriebsmodus 4)

In Abbildung 117 ist der Parallelbetrieb der Anlage dargestellt, in dem sowohl eine Heiz- als auch eine Kühlanforderung besteht. Es sind die abgegebene Heizleistung (P_{Heiz}), die

Kälteabgabe (P_{Kaelte}), die Leistung des Rückkühl-Wärmetauschers (P_{Recool}), sowie die Temperaturen der Wärme- und Kältepuffer ($T_{\text{Waerme_Pu}}$ & $T_{\text{Kaelte_Pu}}$) dargestellt. Es ist zu sehen, wie im Parallelbetrieb, also bei gleichzeitiger Kühl- und Heizanforderung, die Wärmeabgabe und Kälteabgabe zeitgleich stattfinden. Die genauen internen Regelparameter des Viessmann Systems sind nicht bekannt, dennoch ist erkennen, dass die Kältespeicher in einem Temperaturfenster von ca. 3-11°C betrieben werden. Wird die Temperaturgrenze von 11°C im Kältepuffer überschritten, besteht eine Kühlanforderung. Die Abwärme aus der WP kann dabei entweder in die Wärmespeicher der Verbraucherseite gespeist oder über den Rückkühlkreis und ultimativ den Solar-Luft -Absorber und der Luft-WT abgegeben werden. Der Vollständigkeit halber wurde daher die Rückkühlleistung mit in der Abbildung dargestellt. Welche Regelstrategie bzw. -punkte das Umschalten zwischen Wärmespeicherladung und Rückkühlung bestimmen sind nicht bekannt.

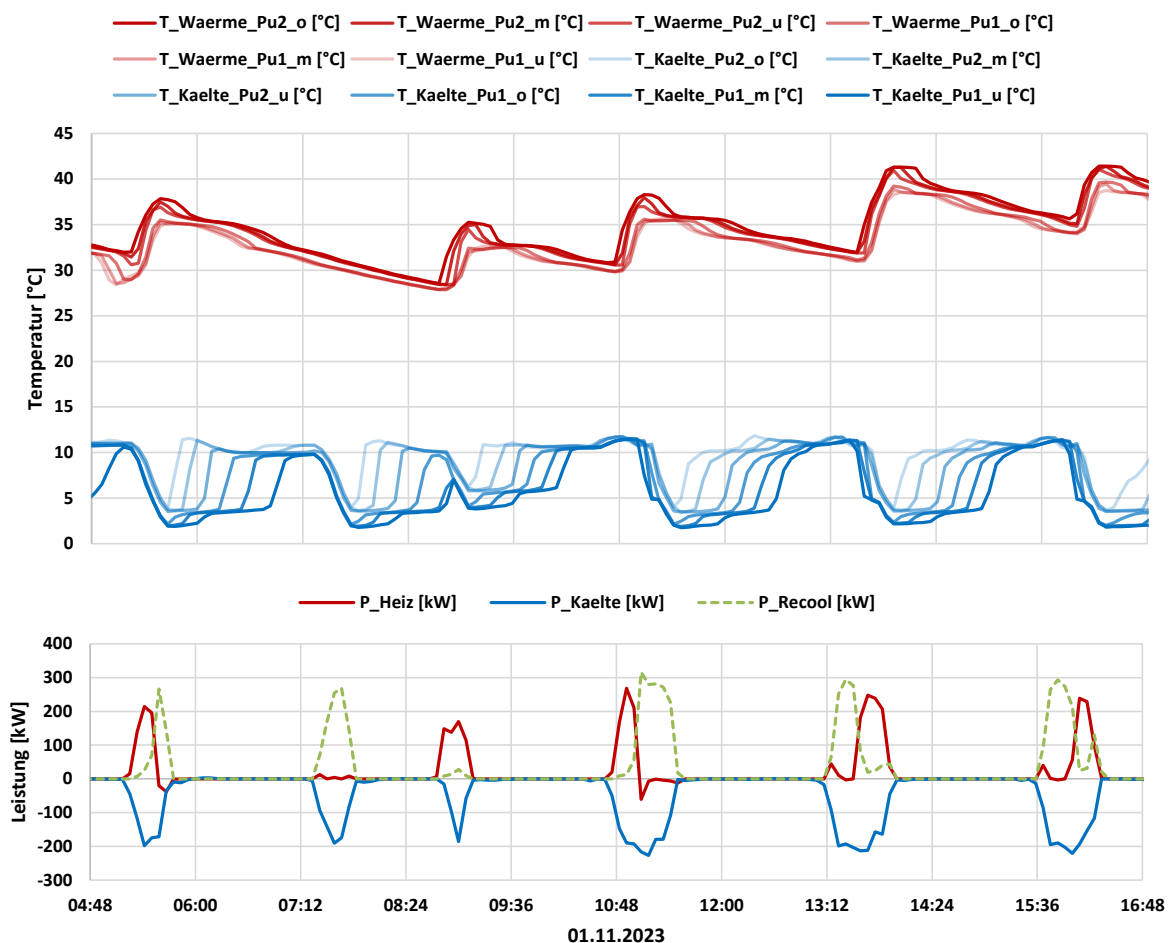


Abbildung 117: Betriebsdaten des Parallelbetriebs, gleichzeitige Heiz- und Kühlanforderung.

Q-T-Diagramm Wärmepumpen

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 118 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau) der Sole-Wasser-Wärmepumpen 1+2 angeführt. In den Messdaten wird nicht zwischen Wärmepumpe 1 und 2 unterschieden, die Verdampfer- und Kondensatorleistungen werden gemeinsam gemessen. Im gewichteten Mittelwert lagen die Quelltemperaturen für den Rücklauf bei ca. 7,5 °C und für den Vorlauf bei 5°C. Für den Kondensator liegen mittleren gewichteten Temperaturen für den Vorlauf bei ca. 38°C und für den Rücklauf bei 31,5 °C.

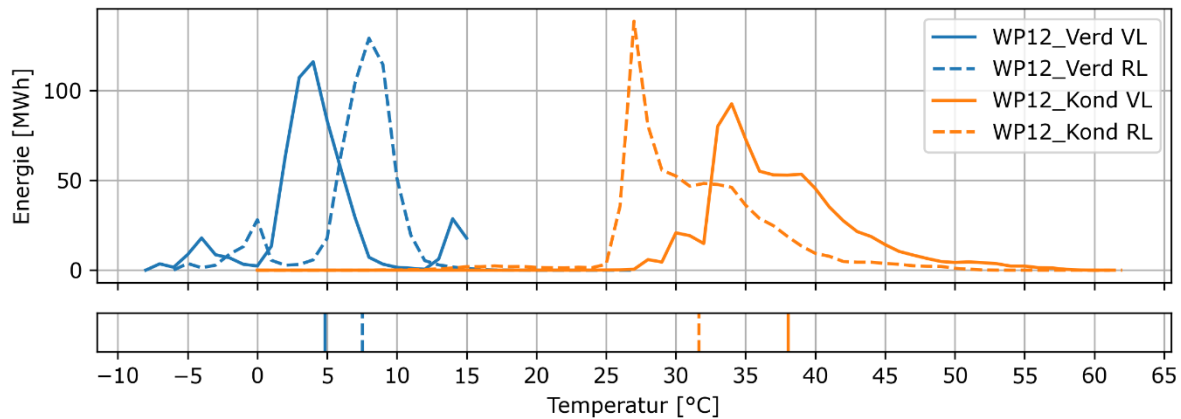


Abbildung 118: Q-T-Diagramm Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Wärmepumpen 1+2 in der Monitoringperiode.

Optimierungen im Anlagenbetrieb

Während des Anlagenbetriebs ist aufgefallen, dass eine Ventilstellung die zur Steuerung des kondensatorseitigen Wärmestroms aus den WP1+2 entweder Richtung Wärmeabgabe im Heizkreis oder zum Rückkühler dient, einen Kriechstrom aufweist. In Abbildung 119 ist in der linken Darstellung zu sehen, dass im Falle der Wärmeabgabe an den Heizkreis ein kleiner Volumenstrom über den Rückkühl-WT läuft. Diese Ventilstellung wurde optimiert und in Folge traten die fehlgeleiteten Kriechströme nicht mehr auf (vgl. rechte Darstellung).

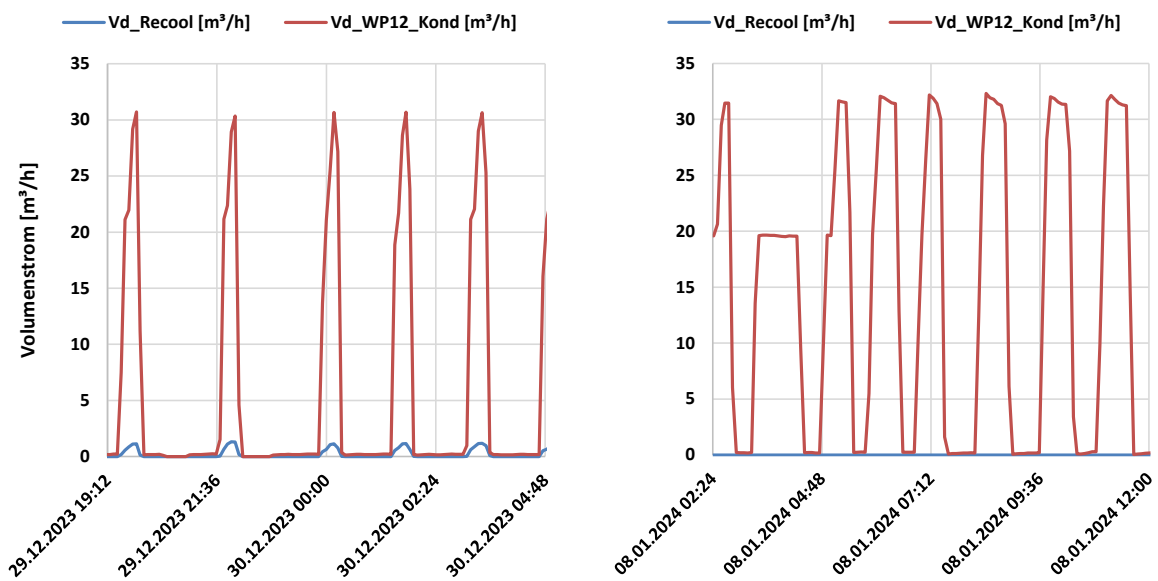


Abbildung 119: Volumenströme des WP-Kondensator und des Recooling-WT. (links: vorher, rechts: nachher).

7.6.6 Anlagen Status Quo

Die erreichten gemessenen Erträge der Solaranlage liegen deutlich hinter den ursprünglich prognostizierten Erträgen zurück. Es wurden 614,9 kWh/m²/a prognostiziert und tatsächlich nur 76,5 kWh/m²a produziert. Ähnlich spielt es sich auch beim Wärmebedarf. Hier wurde in der Simulation ein Bedarf von 663 MWh angesetzt. Die tatsächlich durch das solare Eisspeichersystem bereitgestellte Wärmemenge beläuft sich aber nur auf 119 MWh. Ein Großteil der Wärme, welche an das Heizsystem abgegeben wird (1058 MWh), wird durch Wärmepumpe 3 (nicht Teil des Förderpakets) bereitgestellt und beläuft sich auf 939 MWh. Die Wärmepumpen 1+2, welche Teil des Förderumfanges sind, sind zwar seltener in Betrieb als prognostiziert, dafür laufen sie mit einer Arbeitszahl von 4,7 aber in einem gut performenden Bereich.

Aufgrund wesentlicher Veränderungen im Zuge der Detailplanungs- und Umsetzungsphase ist der Anlagenbetrieb des solaren Eisspeichersystems äußerst limitiert. Der geringen Auslastung des Systems geschuldet, ist ebenfalls die Auslastung des Eisspeichers sehr gering. Dieser wurde nur in den Monaten Dezember bis Februar ansatzweise genutzt. Die geringe Durchfrostung des Speichers und allgemein die niedrigen Bedarfsanforderungen an das System haben dazu geführt, dass auch die Solaranlage geringe Betriebsstunden und Erträge aufweist. Da es kaum eingeschwungene Betriebszustände gibt und darüber hinaus einige Temperaturregelparameter des Systems unbekannt sind, ist eine Bewertung des Systems nicht trivial.

Während des Anlagenbetriebes konnte dennoch ein Optimierungspotential erörtert und auch umgesetzt werden. Dies war die Korrektur eines Absperrventils, welches Kriechströme zu einem Wärmetauscher verursachte.

Der untersuchte Anlagenteil fügt sich in ein bestehendes, größeres, standortumgreifendes HVAC-System ein. Um eine größere Auslastung des solaren Eisspeichersystems zu erreichen und das Speicherpotential des Eisspeichers vollumfänglich nutzen zu können ist eine Umstellung der Regelung des gesamten HVAC-Systems bei Wiegert Fresh vor Ort nötig.

Zusammenfassend sei noch erwähnt, dass das Hydraulikkonzept der Anlage „Wiegert Fresh“ 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.

Nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase seitens AEE INTEC wären eine weiterführende Anlagenüberwachung sowie eine kontinuierliche Überprüfung der WMZ-Zählerstände durch den Betreiber sinnvoll und zu empfehlen. Ein fortlaufendes Mindestmonitoring würde zur Sicherstellung eines stabilen Betriebs bzw. zur schnellstmöglichen Erkennung von Anlageproblemen beitragen.

8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2019:

Christian Fink, Waldemar Wagner: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

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., 2024a:

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

Fink et al., 2024b:

Christian Fink, Walter Becke, Lorenz Leppin, Peter Gruber, Roland Kerschenbauer: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2018“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2024