

2. Zwischenbericht zum Projekt

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

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Walter Becke
Jakob Binder
Reinhard Pertschy

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Gleisdorf, im September 2020

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien



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

Programmabwicklung:

Kommunkredit Public Consulting

Türkenstraße 9
1092 Wien



Auftragnehmer und Projektleitung:

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19
Tel.: +43-3112 5886 -14
Fax: +43-3112 5886 -18
E-Mail: c.fink@aee.at
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.....	10
5	VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN	12
6	KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH	13
7	BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....	16
	7.1 Regionalenergie Natters eGen, T	16
	7.2 Sportanlage Bürgerau, Sbg.	29
	7.3 Wien Energie - KW Simmering, W	46
	7.4 AVL III - Solare Kühlung, Stmk.	57
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	61

1 Kurzfassung

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

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden acht erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 280 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

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

Das Begleitforschungsteam war im gegenständlichen Berichtszeitraum (Dezember 2018 bis November 2019) mit den 7 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen in intensivem Kontakt. Dabei galt es im ersten Schritt neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.B. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass nach heutigem Stand 3 Anlagen in Betrieb sind, 1 Anlage in der Umsetzungsphase ist, 1 Projekte ist in der Detailplanungsphase und 2 Projekte werden nicht umgesetzt.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit 7 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern für 4 Projekte
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems bei insgesamt 3 Projekten
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse
- Die technologierelevanten Erkenntnisse bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2018 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
- 2 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen, ein Workshop und 2 Diplomarbeiten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2018) zeigen deutlich die geleisteten Beiträge des Begleitforschungsteams zur Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse in der Branche und tragen damit gleichzeitig zur Steigerung des Bekanntheitsgrades des Förderprogramms bei.

2 Einleitung

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

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden acht erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 280 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. Kombinierte Anwendungen zum solarunterstützten Kühlen und Heizen
5. Neue Technologien und innovative Ansätze

Die wissenschaftliche Programmbegleitung

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

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

- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellt sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.
- Gespräche mit Technologieanbietern und Haustechnikplanern im Zuge der Optimierungsarbeiten – In diesem Zuge konnte eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einzelnen kooperativen Forschungsprojekten.
- Regelmäßige Gespräche mit der Programmleitung beim Klima- und Energiefonds – Dadurch kann einerseits direkt Rückmeldung zum Status Quo der Technologie gegeben werden sowie können andererseits gewonnene Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden.
- Disseminierungsaktivitäten in der Branche (Workshops und Tagungen der Branche) - Insgesamt konnten innerhalb des gegenständlichen Projekts 2 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen und ein Workshop geleistet werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2018).
- 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 2017 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an den Endbericht des Projektes „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010, 2011, 2012 und 2013 (Fink et al., 2015; Fink et al., 2016; Fink et al., 2019a; Fink et al., 2019b) sowie für die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2014, 2015, 2016 und 2018 (Fink et al., 2018a; Fink et al., 2018b; Fink et al., 2020) erstellt.

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde mit allen noch beteiligten Förderwerbern im Monitoringprogramm (5 Projekte) Kontakt gehalten. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass nach heutigem Stand drei solarthermische Anlagen bereits umgesetzt wurden, eine befindet sich in Umsetzung und eine weitere in der Detailplanungsphase ist. Zwei Anlagen werden nicht umgesetzt (siehe Abbildung 1).

Hohe solare Deckungsgrade	m ²
Stadtgemeinde Saalfelden, Sbg.	128
Amici St. Margarethen, Sbg.	1087
Ayurveda-Resort Sonnhof GmbH & Co KG, T	200

Einspeisung in Wärmenetz	m ²
Wien Energie - KW Simmering, W	796

Neue Technologien	m ²
Regionalenergie Natters eGen, T	219
Bauinvest Immobilien GmbH, NÖ	65

Prozesswärme	m ²
AVL III - Solare Kühlung, Stmk.	696

Anlage wird realisiert
Anlagenrealisierung ungewiss
Anlage wird nicht umgesetzt

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

Details zum Umsetzungsstatus der einzelnen Projekte können im Überblick Tabelle 1 entnommen werden.

Tabelle 1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 7 Projekten im Förderprogramm 2017

Nr.	Projektname und Bruttokollektorfläche	Projektstatus	Zuständigkeit Begleitforschung
1)	Regionalenergie Natters eGen, T	Monitoring läuft	AEE INTEC
2)	Stadtgemeinde Saalfelden, S	Monitoring läuft	AEE INTEC
3)	Wien Energie - KW Simmering, W	Monitoring läuft	AEE INTEC
4)	AVL III – Solare Kühlung, Stmk.	Anlage in Umsetzung	AEE INTEC
5)	Amici St. Margarethen, S	Anlage in Detailplanungsphase	AEE INTEC
6)	Ayurveda-Resort Sonnhof, T	Anlage wird nicht umgesetzt	AEE INTEC
7)	Bauinvest Immobilien GmbH, NÖ	Anlage wird nicht umgesetzt	AEE INTEC

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. Der Status zu den bisher in diesem Zusammenhang für Anlagen aus dem Förderprogramm 2017 ausgestellten Bestätigungen ist Abbildung 2 zu entnehmen..

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Regionalenergie Natters eGen, T			Aug. 19	
Stadtgemeinde Saalfelden, S			Sep. 19	
Wien Energie - KW Simmering, W			Apr. 19	
AVL III - Solare Kühlung, Stmk				
Amici St. Margarethen, S				

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den Messprojekten, bei denen das einjährige Monitoring beendet oder gestartet wurde bzw. die Umsetzung des Monitoringsystems in Arbeit ist (Förderprogramm 2017)

4 Beschreibung der Tätigkeiten in Verbindung mit den Messanlagen im Berichtszeitraum

Kontakthaltung mit Anlagenbetreibern und dessen Partnern

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

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

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

Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern

Des Weiteren erfolgte für bisher 4 Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm die Festlegung des Monitoringkonzeptes in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2010) und die Spezifikation der Messtechnik. Basierend auf diesem Wissensstand wurden zwecks einheitlicher Darstellung im gegenständlichen Forschungsprojekt harmonisierte Blockschaltbilder der gesamten Wärmeversorgungsanlage inkl. eingezeichneter Messpunkte erstellt.

Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems

Die Anlageneigentümer und deren Partner wurden hinsichtlich der Beschaffung, der richtigen Positionierung, der Montage als auch der Verkabelung umfangreich betreut. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung war bei 3 Anlagen die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings bereits abgeschlossen, 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, wird 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.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des bisherigen Projektzeitraums (Dezember 2018 bis November 2019) 3 Beiträge zu einschlägigen Veranstaltungen geleistet (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2018).

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

Tabelle 2: 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
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

In unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2018 wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, innerhalb des Berichtszeitraums (Dezember 2018 bis November 2019) 2 akademische Arbeiten verfasst.

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

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name DiplomandIn	Universität / Fachhochschule
Operational Analysis and Evaluation of Solar Thermal Plant in Combination with a 2.500 ³ grid-connected storage tank	Stephanie Shuk-King Chang	FH OÖ
Analysis and Evaluation of a Solar Thermal and Heat Pump Combination with Ice Storage	Nouman Akram	Técniko Lisboa

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Von den 7 messtechnisch zu begleitenden Projekten aus dem Großanlagenprogramm 2017 hat für 3 Projekte die einjährige Monitoringsphase bereits begonnen, eines ist noch in der Umsetzungsphase, eines befindet sich in der Detailplanungsphase und 2 werden nicht umgesetzt. Zur Darstellung der prognostizierten Ergebnisse zum Zeitpunkt der Einreichung werden in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen der 4 solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen, deren Monitoringphase bereits gestartet hat bzw. die sich in der Umsetzung befinden, dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die aus der Einreichphase prognostizierten jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m^2 Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die prognostizierten solaren Deckungsgrade und Abbildung 4 die prognostizierten 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 Solarerträge für die 4 Anlagen, die sich bereits in der Monitoringphase befinden bzw. welche gerade in Umsetzung sind.

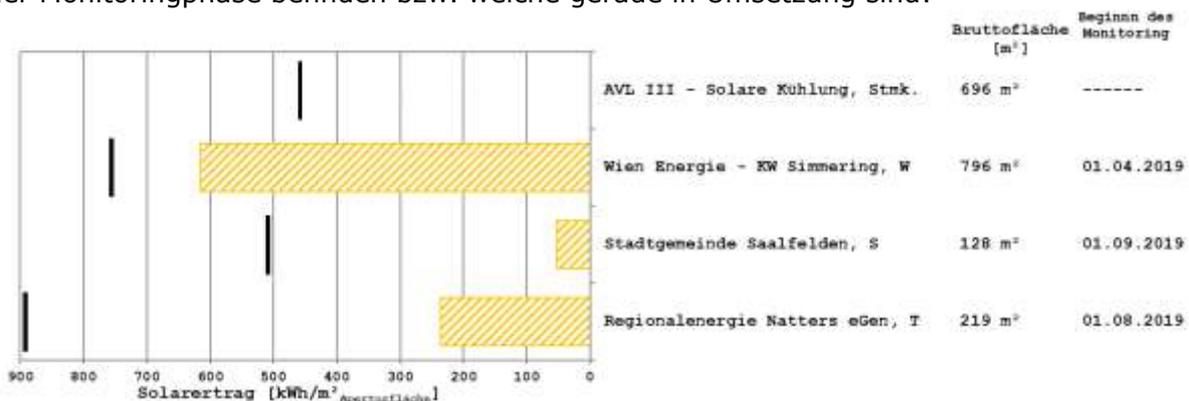


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche)

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

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

Gleichung 1

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

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

Bei Anlagen, wo solare Wärme einerseits als Wärmequelle für den Verdampfer der installierten Wärmepumpen dient als auch andererseits direkt zur Brauchwasserbereitung

und Heizungsunterstützung verwendet wird, wird neben dem solaren Deckungsgrad (Gleichung 1) auch der direkte solare Deckungsgradanteil ermittelt. Nach dieser Definition (Gleichung 2) wird nur der Anteil der Solarwärme für die Berechnung herangezogen, welcher direkt zur Brauchwasserbereitung bzw. Heizungsunterstützung in Energiespeicher eingespeist wird:

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

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

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

Der Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) ist in Abbildung 5 dargestellt. Für die Anlagen „AVL III – Solare Kühlung“ und „Wien Energie – KW Simmering“ ist die Berechnung eines Deckungsgrades aufgrund der Einspeisung in ein Netz nicht möglich. Bei der Anlage „Regionalenergie Natters eGen“ gibt es keine Nachheizung. Daher beträgt der solare Deckungsgrad jedenfalls 100 % - unabhängig von der Performance der Anlage. Daher wurde auch hier von einer Darstellung abgesehen.

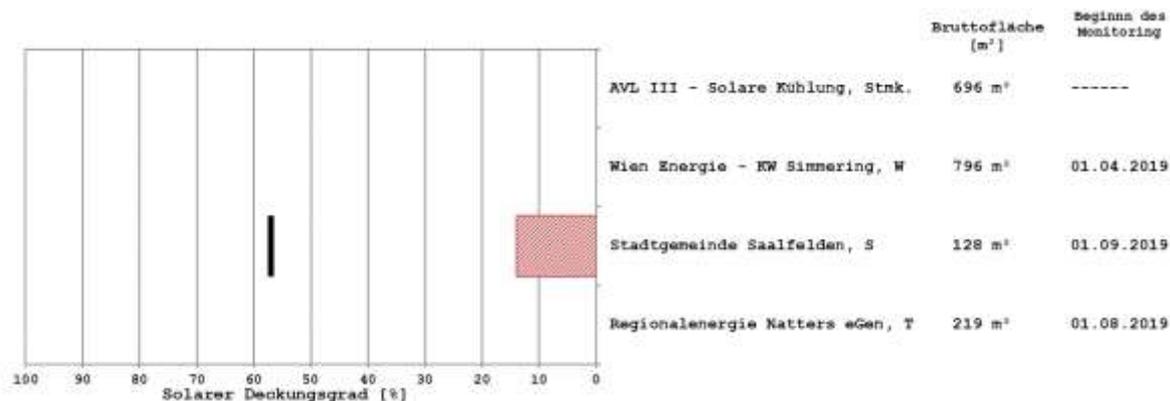


Abbildung 4: Darstellung der prognostizierten solaren Deckungsgrade (schwarze Striche) von 4 Projekten, deren Monitoringperiode bereits begonnen hat bzw. die sich knapp vor deren Beginn befinden

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

Abbildung 4 zeigt hierzu die Prognosewerte der Wärmeverbräuche der kurz vor der einjährigen Monitoringphase befindlichen Anlagen. In Analogie zu der Beschreibung beim Vergleich der solaren Deckungsgrade ist eine Darstellung des Verbrauchs für die Anlagen „AVL III – Solare Kühlung“, „Wien Energie – KW Simmering“ und „Regionalenergie Natters eGen“ nicht sinnvoll.

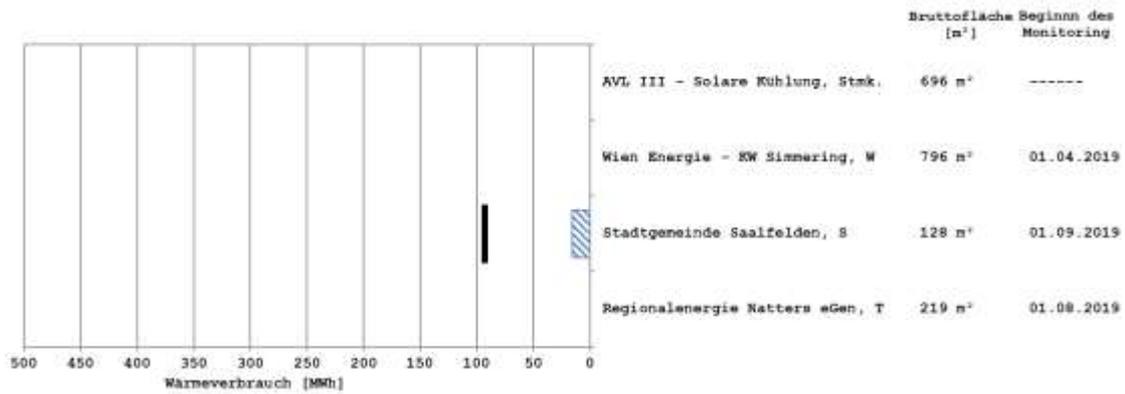


Abbildung 5: Darstellung der prognostizierten Wärmeverbräuche (schwarze Striche) von 4 Projekten, deren Monitoringperiode bereits begonnen hat bzw. die sich knapp vor deren Beginn befinden

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 Regionalenergie Natters eGen, T

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Regionalenergie Natters eGen
<u>Adresse:</u>	6161 Natters
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Hackguttrocknung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	219,24 m ² Luftkollektor (CONA CCS+)
<u>Neigung:</u>	25°
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	887 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode mit August 2019 gestartet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Regionalenergie Natters eGen errichtete 2018 eine Trocknungshalle für Hackschnitzel. Die Trocknungsenergie soll dabei ausschließlich durch 219 m² Luftkollektoren bereitgestellt werden, welche in das Pultdach der neu errichteten Halle integriert ist (vgl. Abbildung 7). Unter dem 303 m² großen Blechdach der angrenzenden Halle ist ein Luftspalt in den Dachaufbau integriert, durch welchen vorgewärmte Außenluft in das System eingebracht werden kann.

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

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

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



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



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

7.1.2 Luftführungs- und Messkonzept

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

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

werden. Zuletzt wird die erwärmte Luft in die beiden Trocknungsboxen gebracht, wo das Trocknungsgut von unten nach oben durchströmt wird.

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

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

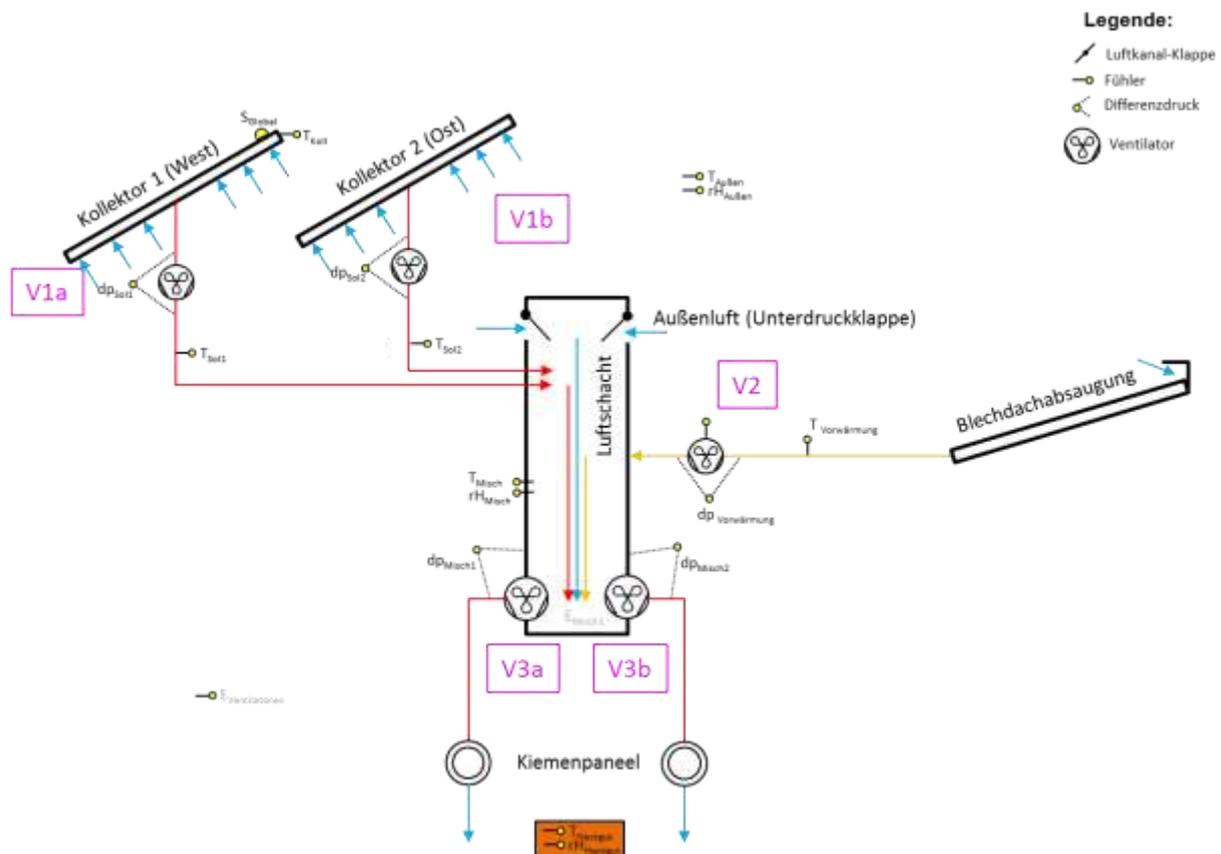


Abbildung 8: Luftführungs- und Messkonzept zum Projekt „Regionalenergie Natters eGen“ (gelb: Temperatur-, Differenzdruck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

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

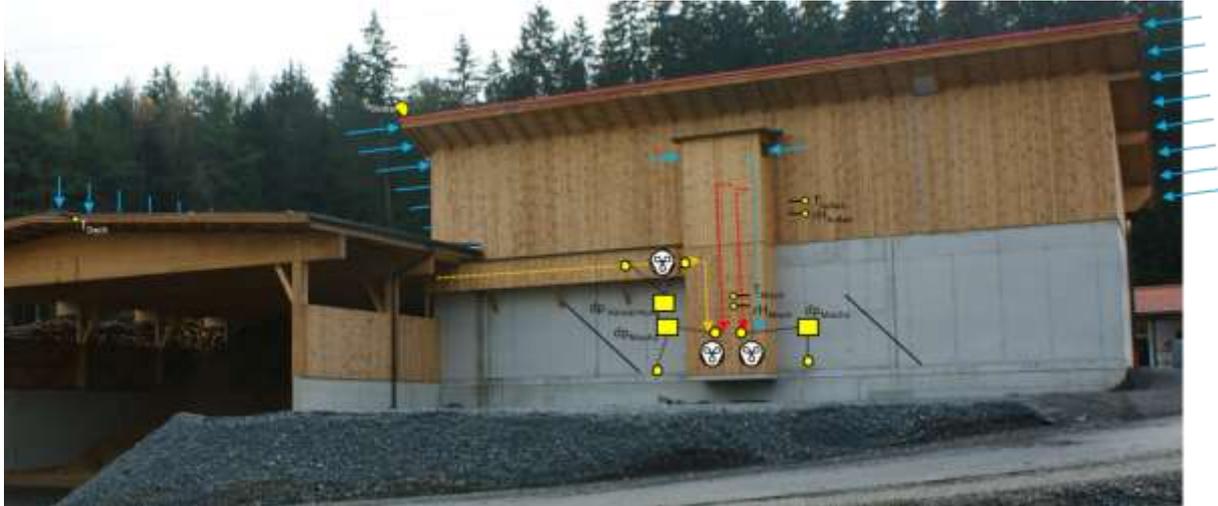


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Luftführung anhand der realen Anlage (Bildquelle: AEE INTEC)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

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

Mischkammer

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

Sonstiges

T_{A}	Lufttemperatur Aussen
rH_{A}	relative Feuchte Aussen
T_{Hackgut}	Luftaustrittstemperatur nach Hackgut
rH_{Hackgut}	relative Feuchte nach Hackgut
$E_{\text{Ventilatoren}}$	Stromzähler Ventilatoren

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

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

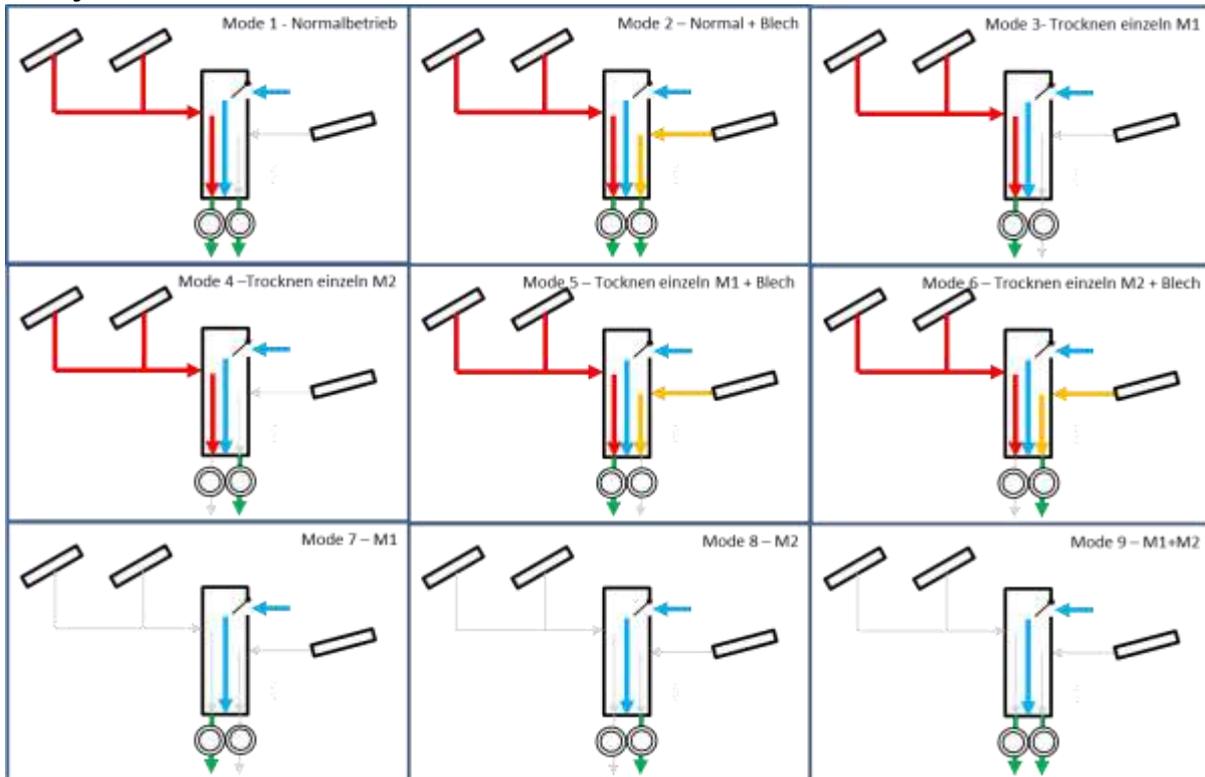


Abbildung 10: Schematische Darstellung aller theoretisch möglichen Modi der Anlage

7.1.3 Energie- und Massenbilanz

Abbildung 11 zeigt die Input-Output-Bilanz der Anlage „Regionalenergie Natter eGen“. Auf der Inputseite wird zwischen dem Eintrag durch die Solaranlage (gelb) und jenem durch das Blechdach (grau) unterschieden. Auf der Outputseite ist nur jene Energie dargestellt, welche in den Trocknungsprozess eingebracht wird. Die großen Systemverluste (62 % in den ersten 4 Monaten) sind darauf zurückzuführen, dass es sich um ein offenes System handelt. Aus diesem Grund sowie aufgrund der Tatsache, dass im Sinne einer Bewertung der Systemeffizienz primär die Menge des entzogenen Wassers interessant ist, wurde auch eine Massenbilanz erstellt (Abbildung 12). Entsprechend der Modi-Darstellung (Abbildung 10) waren in den ersten 4 Betriebsmonaten ausschließlich die Modi 2 (beide Trockenkammern von Solaranlage und Blechdach beschickt), 5 und 6 (jeweils eine Trockenkammer von Solaranlage und Blechdach beschickt) aktiv. In jedem Betriebsmodus wird Luft mit einem bestimmten Wassergehalt abhängig von den Außenbedingungen auf das Trocknungsgut geleitet (Input). Durch den Trocknungsprozess nimmt die Luft zusätzliches Wasser auf und verlässt das System (Output). Der jeweilige Wassergehalt der Luft vor und nach dem Trocknungsprozess ist als Säulen im Diagramm dargestellt. Die Differenz der Balken ergibt das tatsächlich entzogene Wasser, welches als grüne Rauten dargestellt ist. Im bisherigen Betrachtungszeitraum wurden 28 Tonnen Wasser entzogen.

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

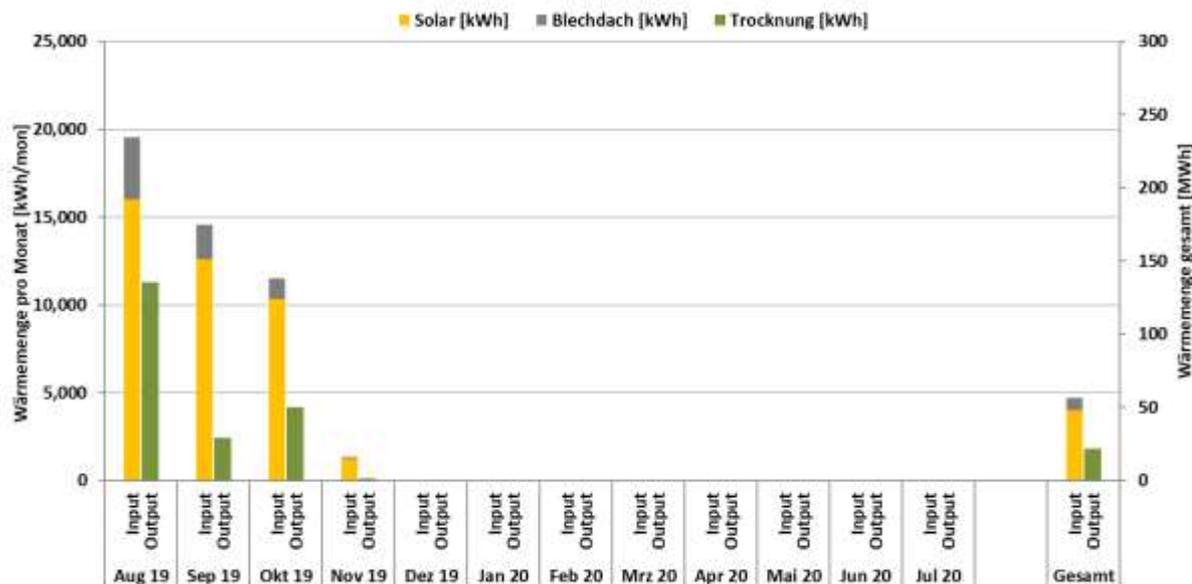


Abbildung 11: Energiebilanz der Anlage „Regionalenergie Natters eGen“

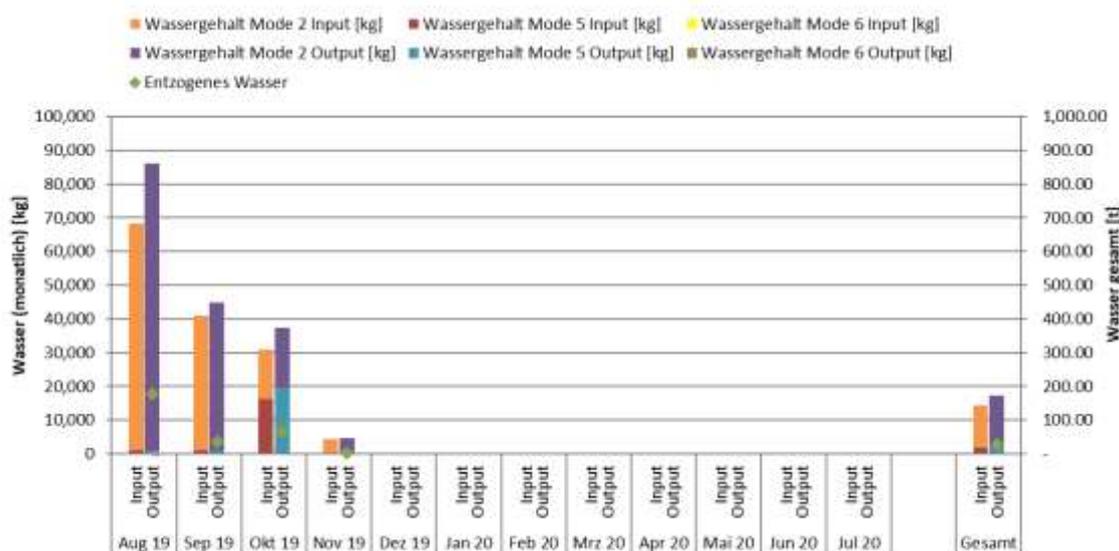


Abbildung 12: Massenbilanz der Anlage „Regionalenergie Natters eGen“

7.1.4 Vergleich Simulation - Messwerte

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

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 887 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1.320 kWh/m² erwartet. Als durchgezogene rote Linie ist der gemessene Ertrag aus der Luftkollektoranlage dargestellt. Dieser lag in der bisherigen Berichtsperiode etwa 20 % unterhalb der Prognose. Dies steht in guter Übereinstimmung mit der rund 25 % geringeren gemessenen Einstrahlung (gelb strichliert). Im Unterschied zur Simulation wird bei der realen Anlage auch das Blechdach für die Lufterwärmung parallel zur

Kollektoranlage genutzt. Dieser Ertrag ist rot strichliert dargestellt. Der gesamte Solarertrag (Kollektoranlage + Blechdach) wurde rot punktiert dargestellt.

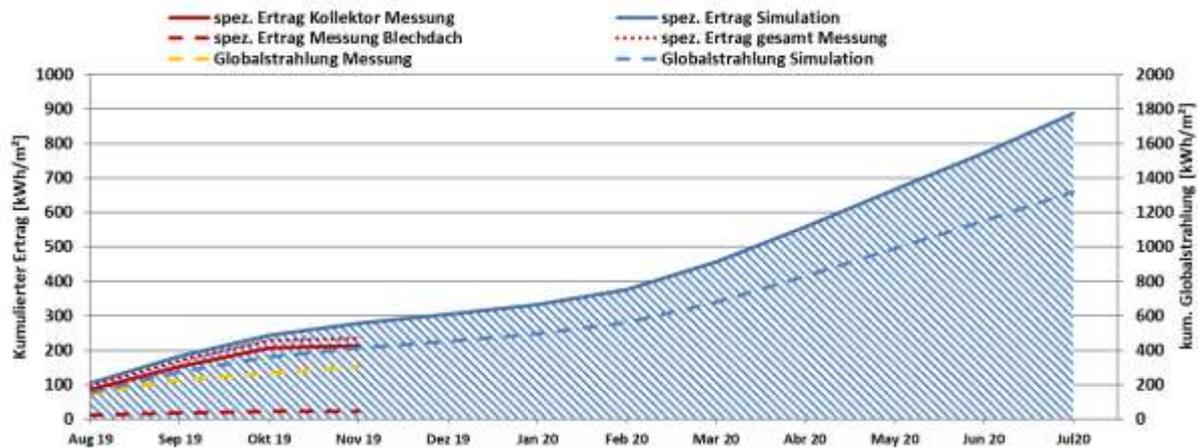


Abbildung 13: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Regionalenergie Natters eGen“

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

7.1.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

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

In Abbildung 14 sind die monatlichen Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi in Stunden pro Monat bzw. in Anteil an der Gesamtlaufzeit dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass primär Modus 2 (Solaranlage + Blechdach + 2 Trocknungskammern) aktiv war. Im Oktober wurde die Anlage mehr als die Hälfte in Betriebsmodus 5 (Solaranlage + Blechdach + Trocknungskammer 1) gefahren. An dritter Stelle steht Betriebsmodus 1 (Solaranlage + 2 Trocknungskammern), wobei im November 2019 geringfügig auch Betriebsmodus 9 (Blechdach + 2 Trocknungskammern) zum Einsatz kam. Im Folgenden werden die Vorgänge in der Anlage während dieser vier Modi genauer analysiert.

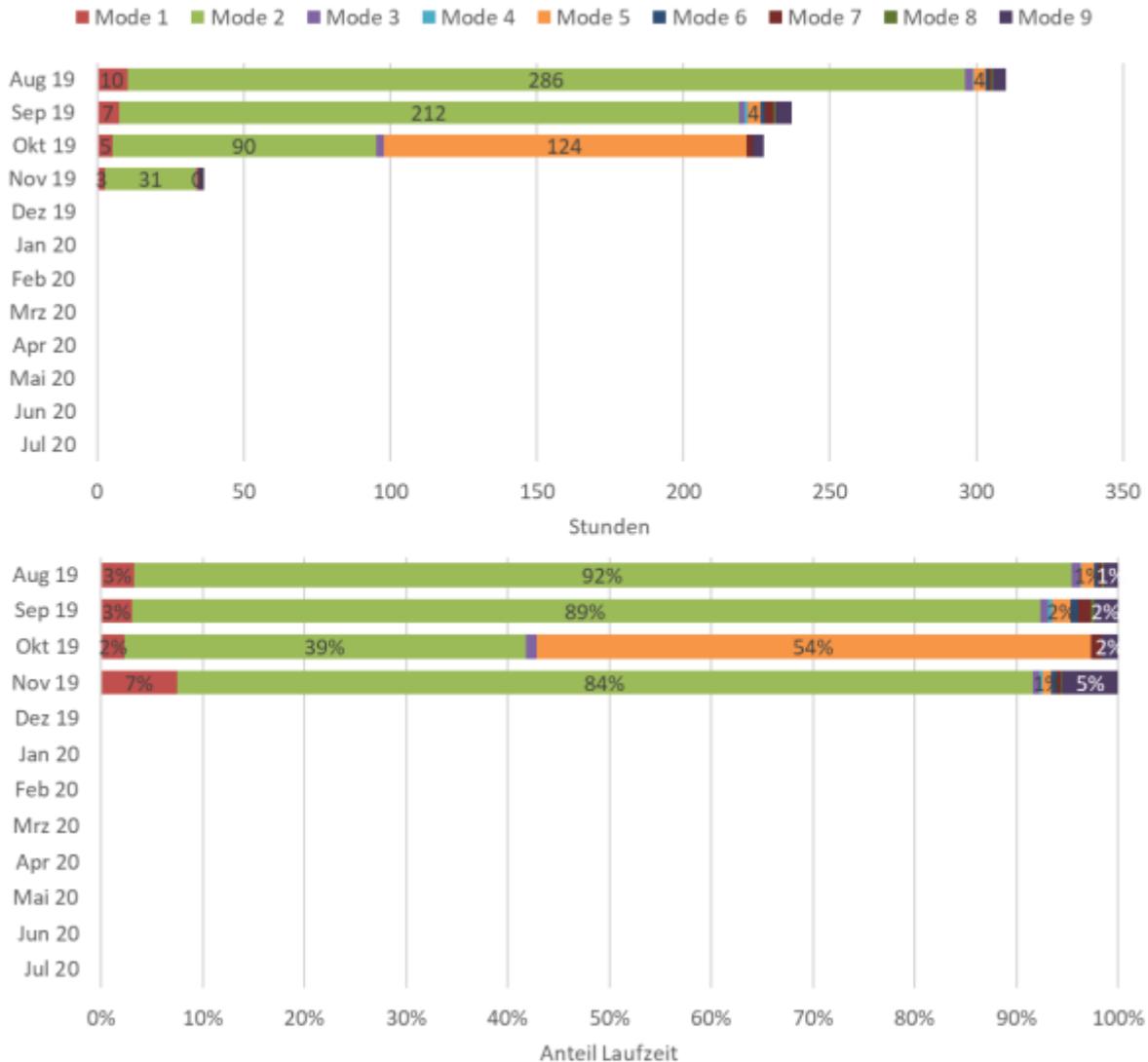


Abbildung 14: Monatliche Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi in Stunden (oben) bzw. in Anteil an der gesamten Laufzeit (unten) in der gegenständlichen Berichtsperiode

Modus 1

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

Modus 2

Ein repräsentativer Tag mit Betriebsmodus 2 ist in Abbildung 15 dargestellt. Die Anlage ist den ganzen Tag über von 7:00 bis 19:00 in Betrieb. Mit Ausnahme von kurzen Schwankungen zu Betriebsbeginn und gegen Betriebsende, ist den ganzen Tag nur Modus 2 aktive (vgl. unterstes Diagramm). Mit Hilfe der Solaranlage (T_{Sol_1} , rot strichliert) kann die Außentemperatur (T_{Aussen} , türkis strichliert) um 15 K, mit Hilfe des Blechdachs ($T_{Blehdach}$, grün strichliert) um 10 K angehoben werden. Durch Mischung dieser beiden Luftströme sowie Beimischung von weiterer Außenluft entsteht eine Mischtemperatur (T_{Misch} , violett strichliert), welche rund 20 K über Außentemperatur ist. Die absolute Luftfeuchtigkeit dieses Luftstromes ist auf der rechten y-Achse im obersten Diagramm dargestellt (orange). Nachdem dieser Luftstrom das Hackgut passiert hat, ist seine Temperatur auf knapp über Außentemperatur abgesunken ($T_{Hackgut}$, blau strichliert), während die absolute Luftfeuchtigkeit aH_{Hack} (hell olive)

deutlich angestiegen ist. Die Differenz der unterschiedlichen absoluten Luftfeuchten in Verbindung mit dem auftretenden Luftstrom ergeben das aus dem Hackgut entzogene Wasser (grau). Auffallend ist, dass immer an den Rändern der Betriebszeiten negative Massenströme auftreten. Effektiv heißt das, dass das Hackgut befeuchtet, statt getrocknet wird. Nur über diesen Tag betrachtet, wurden dem Hackgut 610 kg Wasser entzogen und 24 kg eingebracht, das ergibt ein Verhältnis von rund 4 %. Auch über den bisherigen Betrachtungszeitraum (August bis November 2019) liegt das Verhältnis zwischen eingebrachter und entzogener Feuchtigkeit bei 4 %. Daher kann dieser Effekt als vernachlässigbar bezeichnet werden.

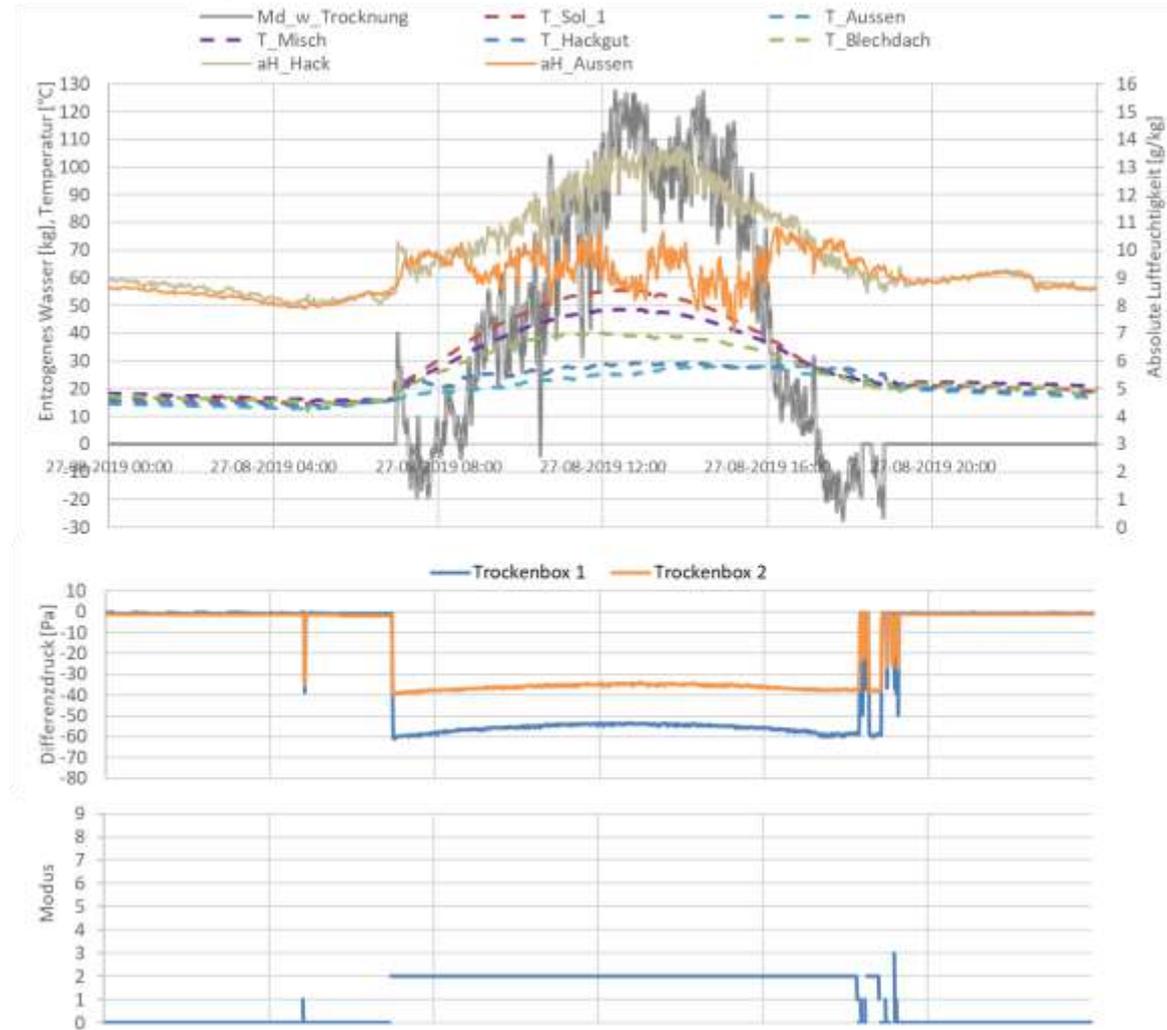


Abbildung 15: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport (oben), Differenzdrücke über die Trockenboxen (mitte) sowie Laufzeiten von Modus 2 (unten) (27.08.2019)

Modus 5

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

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

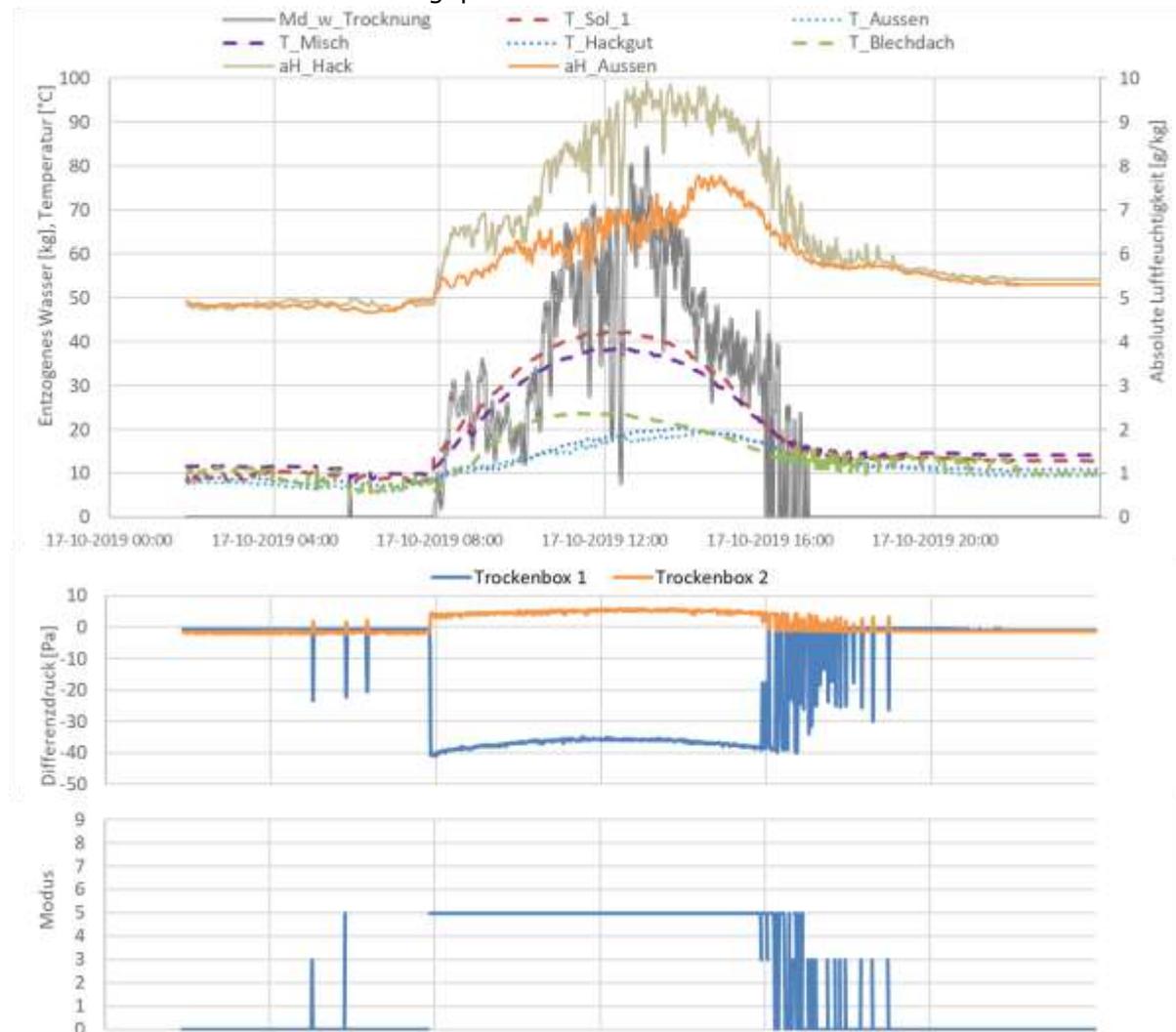


Abbildung 16: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport (oben), Differenzdrücke über die Trockenboxen (mitte) sowie Laufzeiten von Modus 5 (unten) (17.10.2019)

Modus 6

Auch bei Modus 6 handelt es sich um einen „Übergangsmodus“, welcher gelegentlich bei Betriebsstart bzw. -ende kurz auftritt, aber nie über einen längeren Zeitraum. In diesem Modus findet praktisch kein Massentransport statt.

Modus 9

In der bisherigen Betrachtungsperiode trat Modus 9 insgesamt sechsmal für jeweils 20 Minuten jeweils bei Betriebsstart bzw. -ende auf. In Abbildung 17 ist beispielhaft für diesen Betriebsmodus der 4. November 2019 dargestellt. Jeweils außerhalb der Betriebszeiten der Solaranlage zu Tagesbeginn und -ende tritt Modus 9 in Erscheinung. Zu diesen Zeiten findet kein Trocknungsprozess (Massentransport) statt. Nach Rücksprache mit dem Betreiber handelt es sich hierbei um einen wiederkehrenden Betriebsmodus, welcher für eine Durchlüftung des Trockenguts sorgt, um beispielsweise Selbstentzündung zu verhindern.

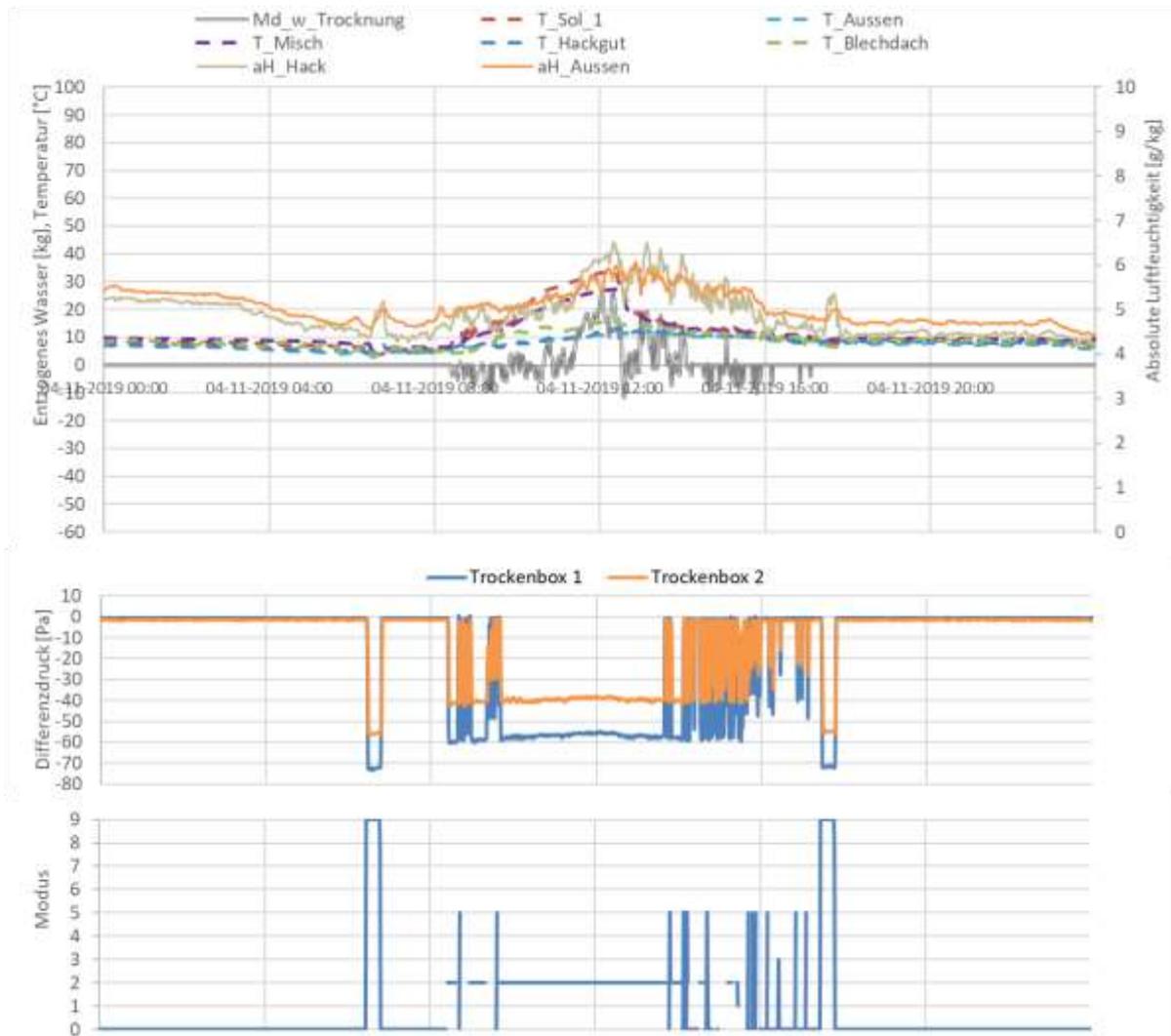


Abbildung 17: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen, absoluter Luftfeuchtigkeit und Massentransport mit Laufzeiten von Modus 9 (4.11.2019)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 18 ein monatlicher Ertragsvergleich von Solaranlage und Blechdach bezogen auf dem Gesamtertrag dargestellt. Der Anteil des Blechdachs wird im Winter deutlich geringer, was auf Grund von fehlender Abdeckung und fehlender selektiver Absorberbeschichtung zu erwarten ist. Werden die spezifischen Erträge verglichen, sinkt der Anteil des Blechdachs auf rund 10 % ab (Abbildung 19).

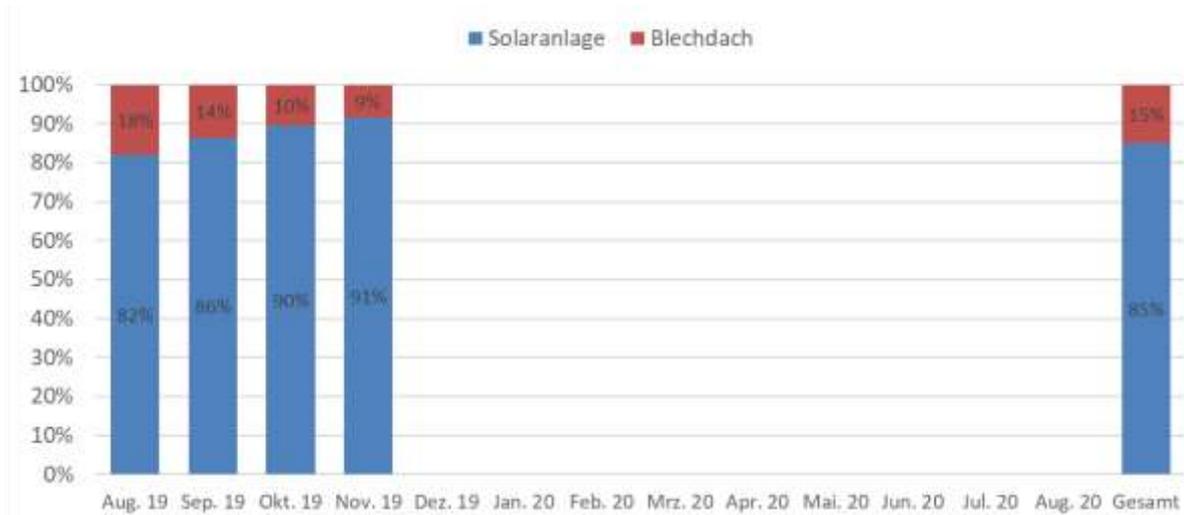


Abbildung 18: Leistungsvergleich von Solaranlage und Blechdach bezogen auf den Gesamtertrag im Betrachtungszeitraum August bis November 2019

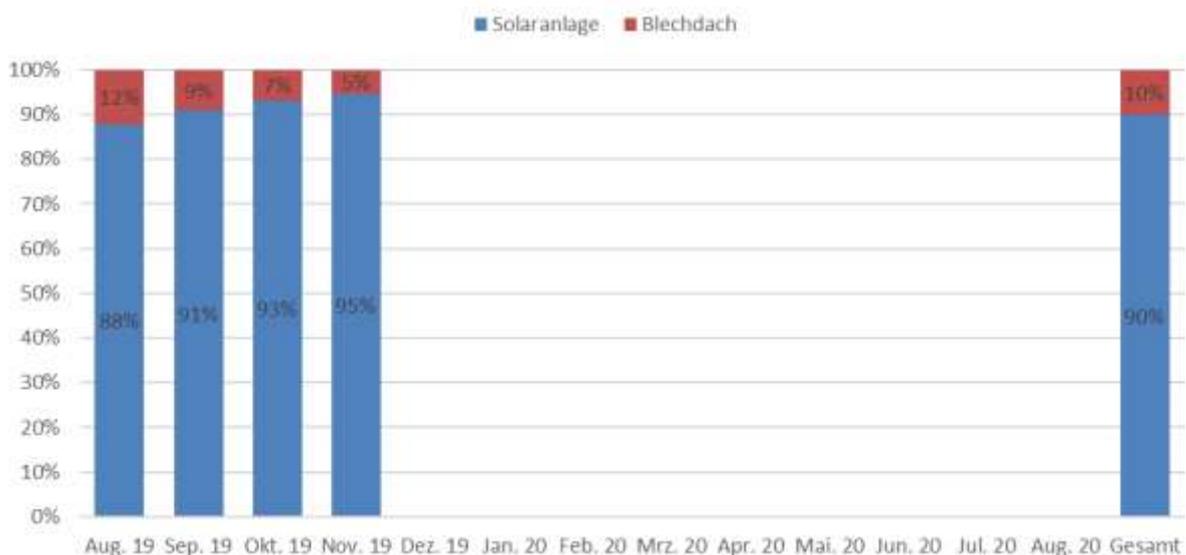


Abbildung 19: Leistungsvergleich von Solaranlage und Blechdach bezogen auf den spezifischen Ertrag im Betrachtungszeitraum August bis November 2019

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

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

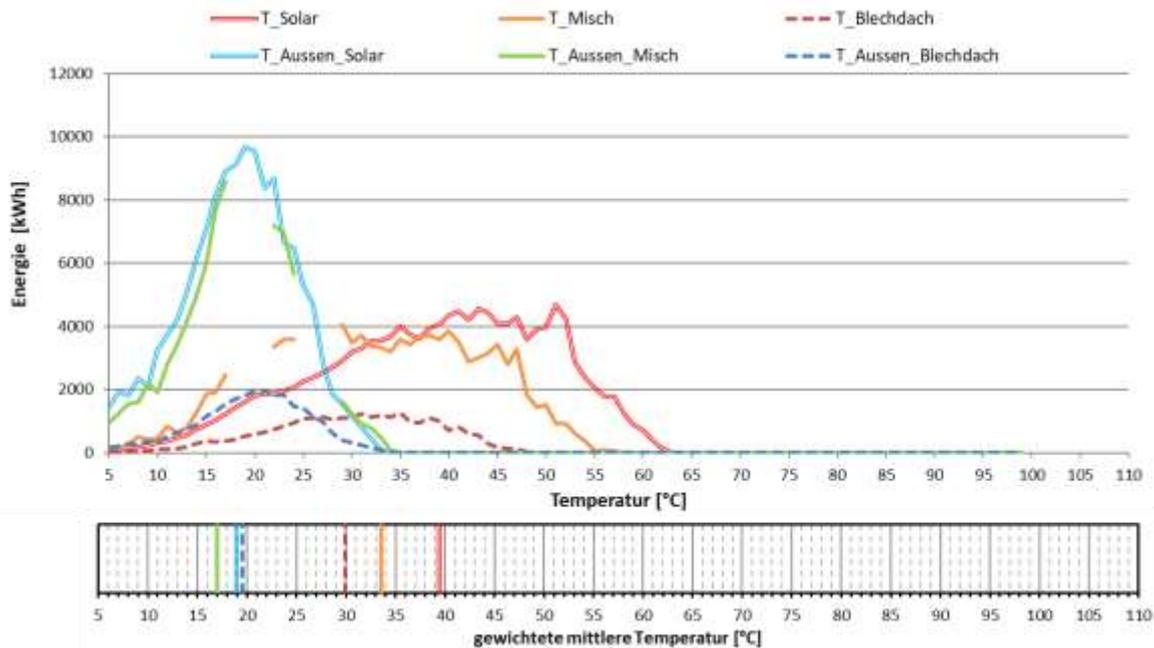


Abbildung 20: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) im Betrachtungszeitraum August bis November 2019

7.1.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der Anlage kann als sehr stabil bezeichnet werden. Der solare Ertrag liegt im bisherigen Betrachtungszeitraum nur knapp unter der Prognose, was unter anderem an der – gegenüber der Simulation – reduzierten Einstrahlung liegt. Speziell an dieser Anlage ist, dass neben der Solaranlage auch ein Blechdach für die Lufterwärmung in das System eingebunden ist. Werden die Wärmeerträge absolut verglichen, lieferte das Blechdach in der gegenständlichen Berichtsperiode rund 15 % des Gesamtertrages, werden hingegen die spezifischen Erträge bezüglich der Aperturfläche verglichen, konnten vom Blechdach nur 10 % des Gesamtertrags bereitgestellt werden. Somit liefert das Blechdach einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag zum Gesamtertrag, kann jedoch nicht eine Solaranlage ersetzen.

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

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

7.2 Sportanlage Bürgerau, Sbg.

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Sportanlage Bürgerau – Stadtgemeinde Saalfelden
<u>Adresse:</u>	5760 Saalfelden am Steinernen Meer
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Heizung und Warmwasser für Sportzentrum und Kindergarten
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	127,5 m ² Flachkollektoren (Bösch KS7,5/AD45)
<u>Ausrichtung:</u>	189° Süd
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2x5.000 L Pufferspeicher, 2x1.360 L Pufferspeicher (Warmwasser) Gesamt 12.720 L
<u>Nachheizung</u>	Gas-Brennwertgerät (84 kW), Elektro-Heizpatrone für PV-Überschussstrom (9 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	56,5 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	462 kWh/(m ² a) (Einreichung, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode gestartet mit September 2019
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

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

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

Die Stadtgemeinde Saalfelden entschied sich die Wärmeversorgung für die 1.015 m² Bruttogeschoßfläche (Sportzentrum und Kindergarten) nachhaltig zu gestalten. Zu diesem Zweck wurde eine thermische Solaranlage mit 127,5 m² Kollektorfläche und 10 m³ Pufferspeichervolumen zur Erwärmung des Brauchwassers wie auch zur Heizungsunterstützung errichtet. Die zusätzlich benötigte Heizenergie wird über einen zentralen Gasbrennwertkessel mit 84 kW Leistung und durch eine Elektro-Heizpatrone (9 kW, für überschüssigen PV-Strom) bereitgestellt.

Die Großflächenkollektoren mit einer Bruttofläche von 127,5 m² der Fa. Bösch wurden am Dach mit annähernd südlicher Ausrichtung und einem Aufstellungswinkel von 45° zur Horizontalen aufgeständert. Die Solarwärme kann abhängig von den Temperaturen im Primärpufferspeicher (2 x 5.000 Liter) in zwei verschiedenen Höhen eingespeist werden. Aus dem Primärpufferspeicher wird Wärme für die Beheizung des Gebäudes und die Warmwasser-Bereitschaftsspeicher (2 x 1.360 Liter) bereitgestellt. Bei fehlender Solarthermie-Energie einhergehend mit der Unterschreitung des erforderlichen Temperaturniveaus erfolgt die Nachladung der Primärpuffer (im obersten Drittel) über das Gas-Brennwertgerät.

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



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



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

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Wärmeversorgungssystem des Projekts „Sportanlage Bürgerau – Saalfelden“ ist als Hydraulikschema in Abbildung 23 dargestellt.

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

Die Wärmeabnehmer werden über einen zweistufigen Verteiler mit zwei verschiedenen Vorlauftemperaturen versorgt. Lüftungsanlage (Temperaturniveau 50/30 °C) und Fußbodenheizungen (Temperaturniveau 42/28 °C) entnehmen aus der

Niedertemperaturstufe, Garagenheizung (Temperaturniveau 70/40 °C) und Warmwasseraufbereitung (Temperaturniveau 70/50 °C) aus der Hochtemperaturstufe. Die Warmwasseraufbereitung erfolgt über die kleineren Pufferspeicher mit integriertem Rohrwendeltauscher. Anstatt Warmwasser-Zirkulationsleitungen wurde eine elektrische Rohrbegleitheizung umgesetzt. Das elektrische Heizband regelt die Rohrtemperatur auf einen (einstellbaren) Wert von 55 °C. Das Heizband hat eine Maximal-Leistung von 8,9 W/m². Die gesamten Warmwasserleitungen haben eine Länge von 161 m. Das ergibt eine Maximal-Leistung von 1,433 kW.

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

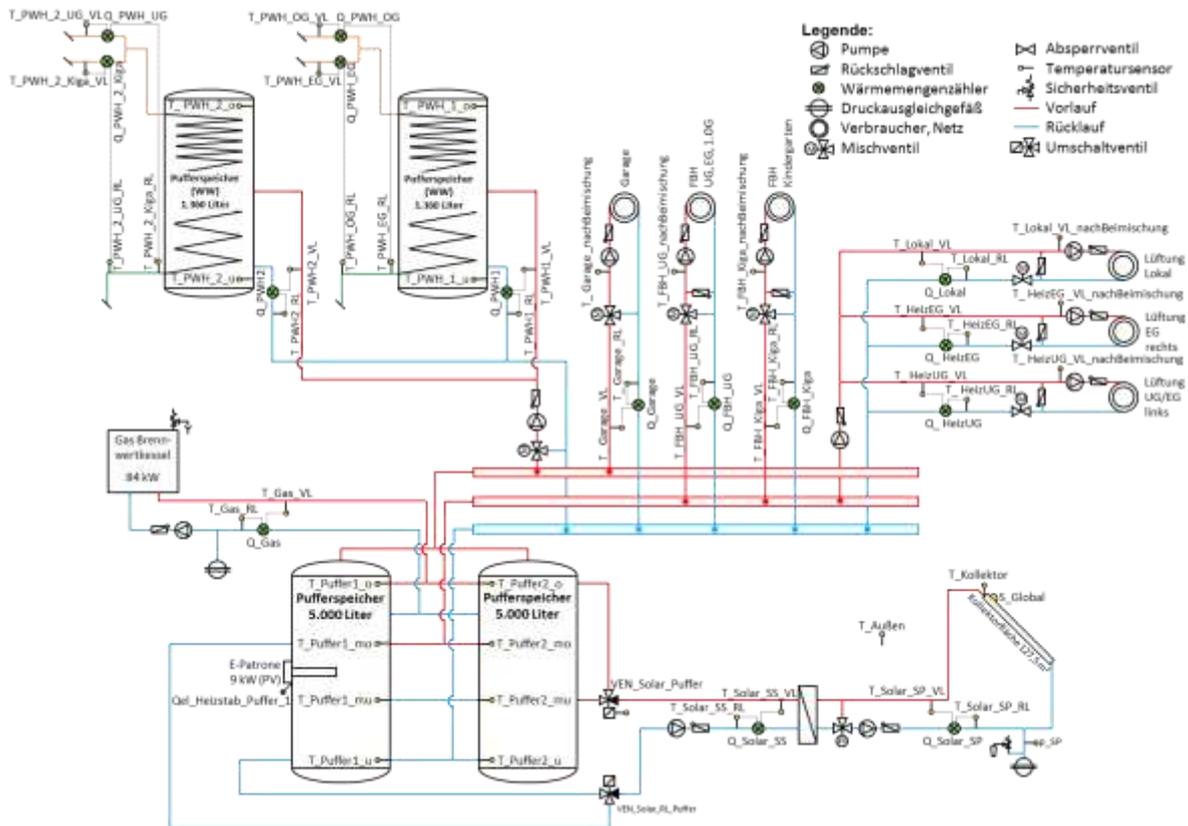


Abbildung 23: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Sportanlage Bürgerau – Saalfelden“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

- S_{Global} Globalstrahlung in Kollektorebene
- T_{Kollektor} Kollektortemperaturfühler
- p_{SP} Anlagendruck Solarprimärkreis
- VEN_{Solar_Puffer} Ventil solare Pufferbeladung
- VEN_{Solar_RL_Puffer} Ventil solare Pufferbeladung Rücklauf
- Q_{Solar_SP} Wärmemenge Solarprimärkreis
- T_{Solar_SP_VL} Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
- T_{Solar_SP_RL} Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
- Q_{Solar_SS} Wärmemenge Solarsekundärkreis

$T_{\text{Solar_SS_VL}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{Solar_SS_RL}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis

Gas-Brennwertkessel

Q_{Gas}	Wärmemenge Gaskessel
$T_{\text{Gas_VL}}$	Vorlauftemperatur Gaskessel
$T_{\text{Gas_RL}}$	Rücklauftemperatur Gaskessel

Pufferspeicher

$T_{\text{Puffer1_o}}$	Temperatur Pufferspeicher 1 - oben
$T_{\text{Puffer1_mo}}$	Temperatur Pufferspeicher 1 - mitte oben
$T_{\text{Puffer1_mu}}$	Temperatur Pufferspeicher 1 - mitte unten
$T_{\text{Puffer1_u}}$	Temperatur Pufferspeicher 1 - unten
$T_{\text{Puffer2_o}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - oben
$T_{\text{Puffer2_mo}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - mitte oben
$T_{\text{Puffer2_mu}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - mitte unten
$T_{\text{Puffer2_u}}$	Temperatur Pufferspeicher 2 - unten

Heizungskreise

Q_{Garage}	Wärmemenge Heizung Garage
$T_{\text{Garage_VL}}$	Vorlauftemperatur Heizung Garage
$T_{\text{Garage_RL}}$	Rücklauftemperatur Heizung Garage
$T_{\text{Garagen_VL_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Heizung Garage
Q_{Lokal}	Wärmemenge Lüftung Lokal
$T_{\text{Lokal_VL}}$	Vorlauftemperatur Lüftung Lokal
$T_{\text{Lokal_RL}}$	Rücklauftemperatur Lüftung Lokal
$T_{\text{Lokal_VL_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Lüftung Lokal
Q_{HeizEG}	Wärmemenge Lüftung EG
$T_{\text{HeizEG_VL}}$	Vorlauftemperatur Lüftung EG
$T_{\text{HeizEG_RL}}$	Rücklauftemperatur Lüftung EG
$T_{\text{HeizEG_VL_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Lüftung EG
Q_{HeizUG}	Wärmemenge Lüftung UG
$T_{\text{HeizUG_VL}}$	Vorlauftemperatur Lüftung UG
$T_{\text{HeizUG_RL}}$	Rücklauftemperatur Lüftung UG
$T_{\text{HeizUG_VL_nachBeimischung}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung Lüftung UG
$Q_{\text{FBH_UG}}$	Wärmemenge FBH UG
$T_{\text{FBH_UG_VL}}$	Vorlauftemperatur FBH UG
$T_{\text{FBH_UG_RL}}$	Rücklauftemperatur FBH UG
$T_{\text{FBH_UG_nachBeimisch}}$	VL Temperatur nach Beimischung FBH UG
$Q_{\text{FBH_KiGa}}$	Wärmemenge FBH KiGa
$T_{\text{FBH_KiGa_VL}}$	Vorlauftemperatur FBH KiGa
$T_{\text{FBH_KiGa_RL}}$	Rücklauftemperatur FBH KiGa
$T_{\text{FBH_KiGa_nachBeimisch}}$	Vorlauftemperatur nach Beimischung FBH KiGa

Pufferspeicher 1 (WW)

$T_{PWH_1_o}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 1 oben
$T_{PWH_1_u}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 1 unten
Q_{PWH1}	Wärmemenge Pufferspeicher (WW) 1
T_{PWH1_VL}	Vorlauftemperatur Pufferspeicher (WW) 1
T_{PWH1_RL}	Rücklauftemperatur Pufferspeicher (WW) 1
Q_{PWH_OG}	Wärmemenge Warmwasser OG
$T_{PWH_OG_VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasser OG
$T_{PWH_OG_RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasser OG
Q_{PWH_EG}	Wärmemenge Warmwasser EG
$T_{PWH_EG_VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasser EG
$T_{PWH_EG_RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasser EG

Pufferspeicher 2 (WW)

$T_{PWH_2_o}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 2 oben
$T_{PWH_2_u}$	Temperatur Pufferspeicher (WW) 2 unten
Q_{PWH2}	Wärmemenge Pufferspeicher (WW) 2
T_{PWH2_VL}	Vorlauftemperatur Pufferspeicher (WW) 2
T_{PWH2_RL}	Rücklauftemperatur Pufferspeicher (WW) 2
$Q_{PWH_2_Kiga}$	Wärmemenge Warmwasser KiGa
$T_{PWH_2_Kiga_VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasser KiGa
$T_{PWH_2_Kiga_RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasser KiGa
$Q_{PWH_2_UG}$	Wärmemenge Warmwasser UG
$T_{PWH_2_UG_VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasser UG
$T_{PWH_2_UG_RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasser UG

Sonstige

T_{Aussen}	Außentemperatur
$Q_{elHeizstab_Puffer_1}$	Elektrische Energie Heizpatrone
$Q_{elHeizband}$	Elektrische Energie Rohrbegleitheizung (Heizband)

7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 24 zeigt die Energiebilanz der Sportanlage Bürgerau in der bisherigen Monitoringperiode. Der Wärmeeintrag findet durch die Solaranlage (gelb), den Gaskessel (rot), das elektrische Heizband entlang der Frischwasserleitungen (schwarz) sowie einen Heizstab im Pufferspeicher (grau) statt. Die Aufteilung zwischen Gaskessel und Solaranlage entspricht grundsätzlich den Erwartungen und die Rohrbegleitheizung (Heizband) deckt eine praktisch gleichbleibende Last ab. Der Heizstab im Pufferspeicher war bisher noch nicht in Betrieb. Als Verbraucher treten die Garagenbeheizung (türkis), die Lüftungsanlagen für Lokal (orange), Untergeschoß (dunkelrot) und Erdgeschoß (dunkelblau) sowie die Fußbodenheizungen im Untergeschoß (violett) und im Kindergarten (hell-violett) sowie die Warmwasserbereitung (grün; Summe der Wärmehähler plus Heizband) auf. Des Weiteren werden die Pufferspeicher immer wieder in der Nacht über die Solaranlage rückgekühlt. Dies wurde dunkelblau-schraffiert dargestellt (Rückkühlung). Der Wärmeverbrauch der Lüftungsanlage spielte in der bisherigen Betrachtungsperiode nur eine untergeordnete Rolle. Als größte Verbraucher traten die Fußbodenheizung im Untergeschoß, die Garage und die Warmwasserversorgung auf.

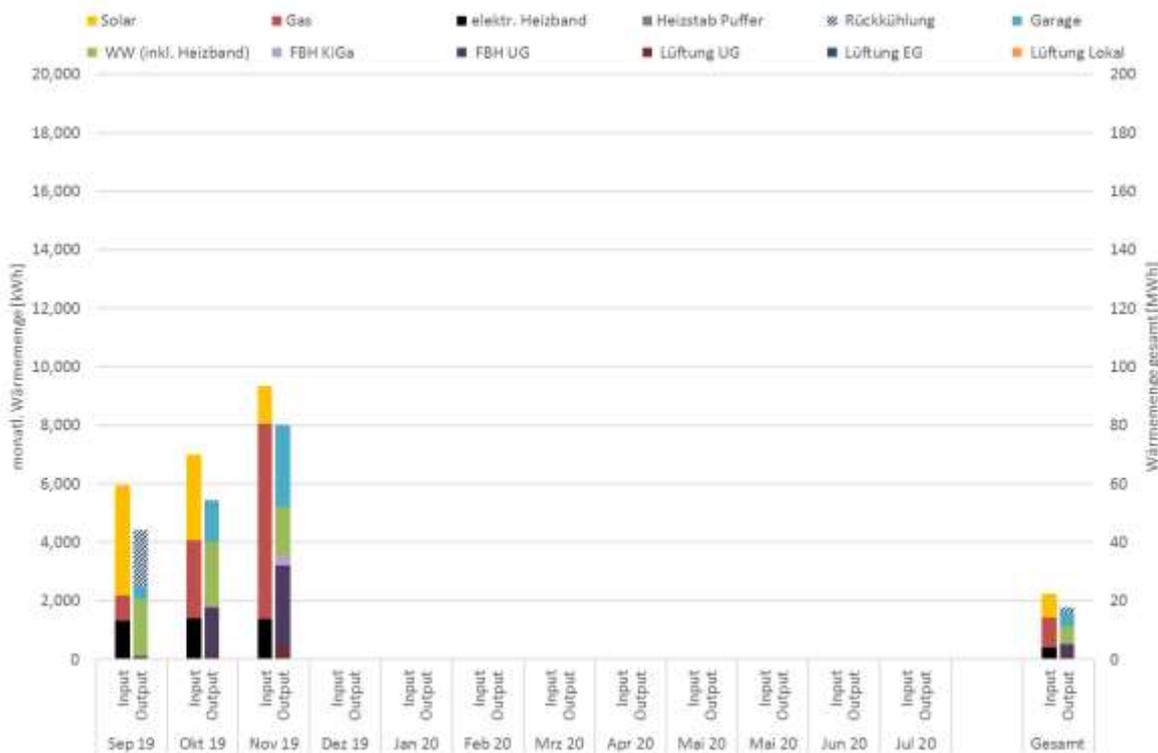


Abbildung 24: Energiebilanz der Anlage „Sportanlage Bürgerau“

7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 25 bis Abbildung 27 geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Sportanlage Bürgerau“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 462 kWh/m²a und eine Globalstrahlung von 1.335 kWh/m²a prognostiziert. In den ersten 3 Monaten der Monitoringperiode lag der gesamte Solarertrag (rot strichliert) rund 35 % unter der Prognose. Wird nur der nutzbare Solarertrag (gesamter Solarertrag reduziert um die solare Rückkühlung) betrachtet, sind rund 50 % Minderertrag feststellbar. Der Minderertrag ist unter anderem auf einen geringeren Verbrauch gegenüber der Prognose zurückzuführen

Die solare Einstrahlung lag bisher knapp über der Prognose.

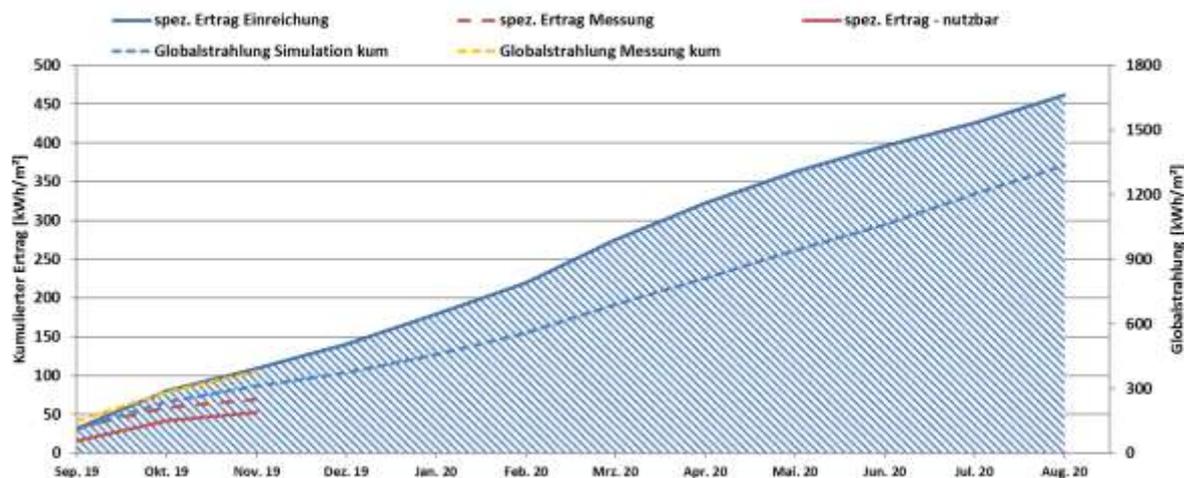


Abbildung 25: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Sportanlage Bürgerau“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 56,5 % angegeben (Abbildung 26). Im bisherigen Betrachtungszeitraum liegt der solare Deckungsgrad deutlich hinter den Erwartungen zurück. Als Gründe dafür können einerseits der geringere Solarertrag und andererseits eine ungünstige Regelungsstrategie im Zusammenhang mit der nächtlichen Pufferrückkühlung genannt werden (vgl. Kapitel 7.2.5). Des Weiteren wurde in der Simulation der Eintrag der Begleitheizung nicht berücksichtigt. Dargestellt wurde einerseits der gesamte Deckungsgrad (hellrot) und der der solare Deckungsgrad – nutzbar, bei welchem die solaren Erträge um die nächtliche Rückkühlung der Pufferspeicher reduziert wurde.

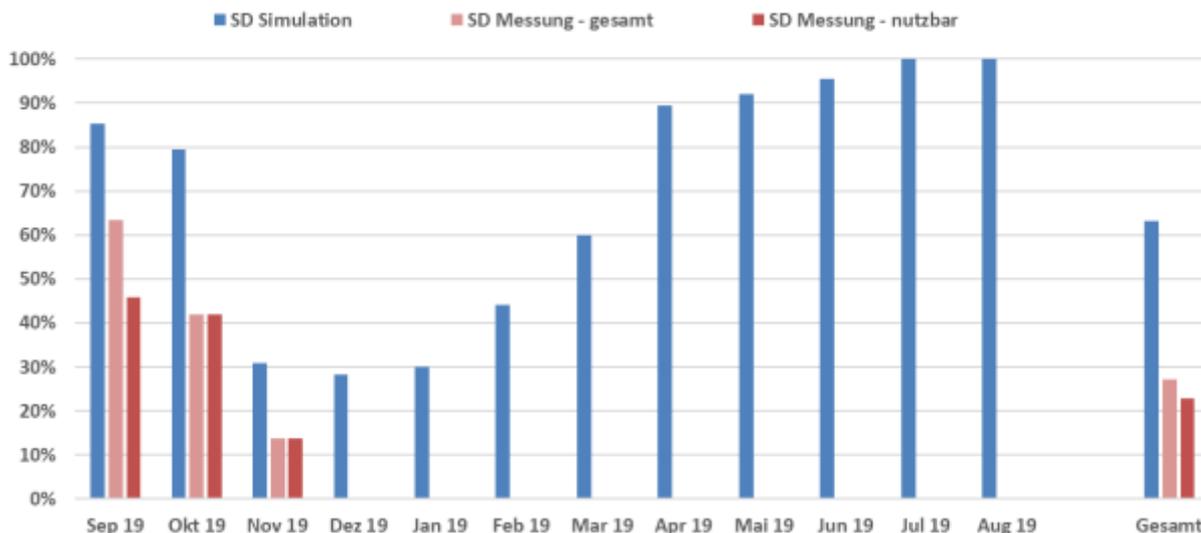


Abbildung 26: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt „Sportanlage Bürgerau“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 90,5 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 27 zu entnehmen. Bisher lag der gemessene Verbrauch rund 20 % unter der Prognose.

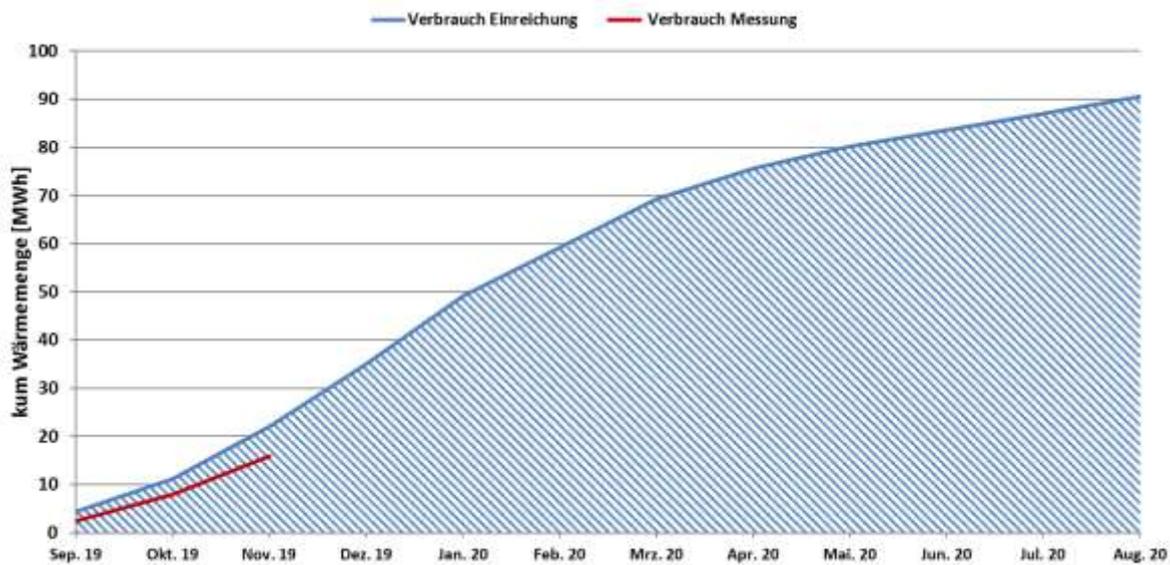


Abbildung 27: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Projekts „Sportanlage Bürgerau“

7.2.5 Detailanalyse und Optimierungspotential

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

Im oberen Teil der Abbildung 28 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär und sekundär) und im Pufferspeicher 2 sowie die Globalstrahlung dargestellt. Im unteren Teil sind die Durchflüsse von Solarprimär- und Solarsekundärkreislauf sowie des Nachheizungskreises dargestellt. Wie dem Hydraulikschema (Abbildung 23) zu entnehmen ist, gibt es zwei Pufferspeicher (1 und 2), welche parallel miteinander verschaltet sind. Da sich die beiden praktisch gleich verhalten, wurde aufgrund der Übersichtlichkeit auf die Darstellung der Temperaturen in Pufferspeicher 1 verzichtet.

Die Solaranlage arbeitet mit einer konstanten Durchflussregelung. Dementsprechend ist ein ansteigender Verlauf der Solartemperaturen über den Tag hin feststellbar. An diesem Tag konnten die Pufferspeicher in der oberen Hälfte auf bis ca. 55 °C solar beladen werden. Der untere Teil der Pufferspeicher wurde rund 10 K angehoben, wobei der unterste Bereich praktisch konstant auf ca. 25 °C blieb (orange strichliert). Der Gaskessel war tagsüber de facto nicht eingeschaltet. Erst ab ca. 18:30 Uhr hob dieser die Temperaturen in den Pufferspeichern auf rund 62 °C oben bzw. ca. 47 °C in der Mitte an. Der Anstieg der untersten Puffertemperatur am Tagesende ist auf die in diesem Zeitraum relativ hohen Rücklauftemperaturen aus der Garagenheizung zurückzuführen (vgl. Abbildung 29, grün).

Der Gaskessel war bereits in den frühen Morgenstunden zwischen 3 und 10 Uhr aktiv. Zu dieser Zeit versorgt er hauptsächlich die Fußbodenheizung im Untergeschoss (FBH_UG) und die Garagenheizung. Vergleicht man die tatsächlichen Vorlauftemperaturen nach den Beimischventilen ($T_{\text{Garagen_VL_Beimisch}}$ und $T_{\text{FBH_UG_Beimisch}}$) in den Verbraucherkreisen mit der Puffertemperatur $T_{\text{Puffer2_mo}}$ für FBH_UG bzw. $T_{\text{Puffer2_o}}$ für T_Garagen, stellt man fest, dass die im Puffer vorhandenen Temperaturen immer über den Nutztemperaturen waren. Aus diesem Grund sollte die Regelung des Gaskessels überprüft werden, ob die Laufzeiten in der Nacht tatsächlich

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

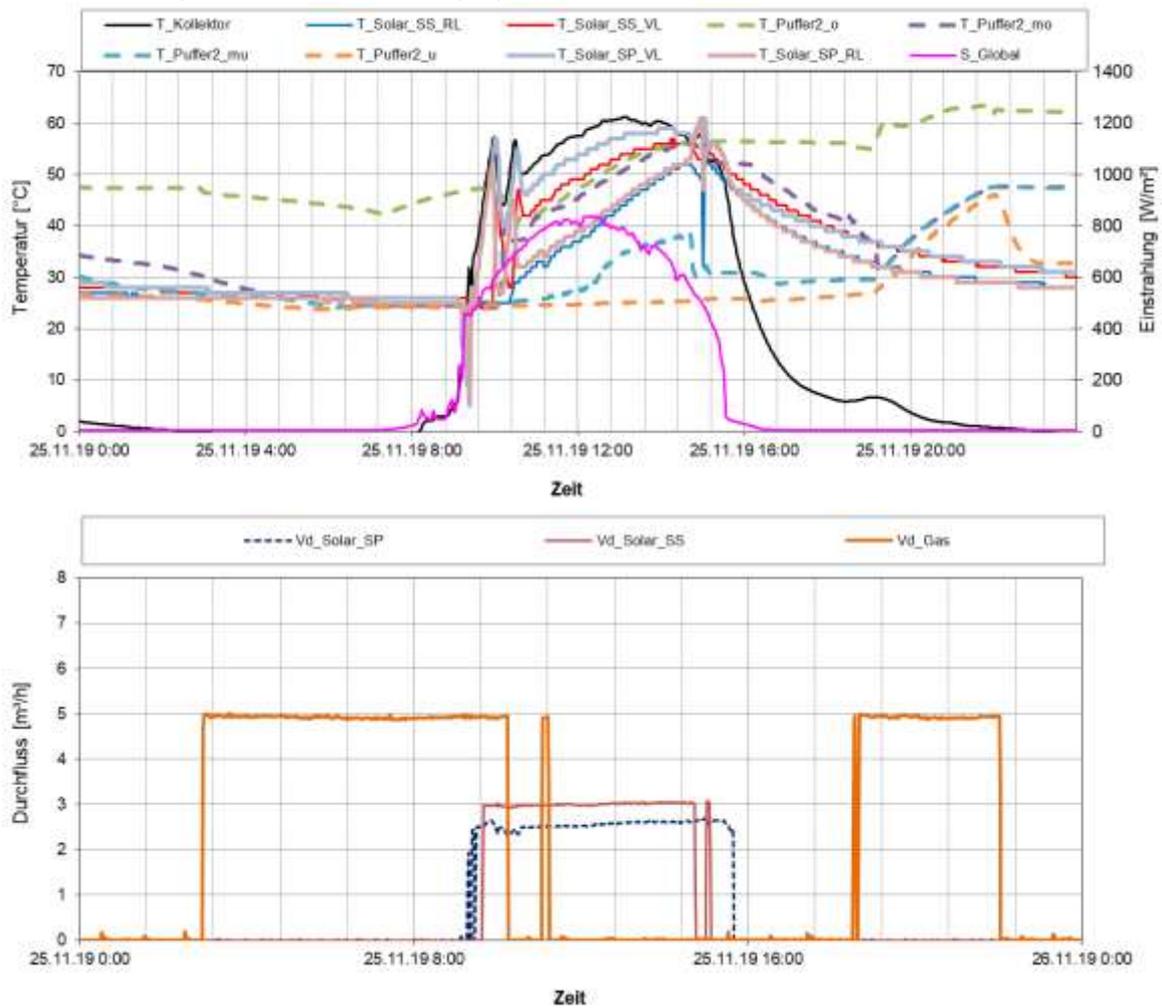


Abbildung 28: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher 2 zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär-, -sekundär und Nachheizungskreis an einem einstrahlungsreichen Tag (25.11.2019)

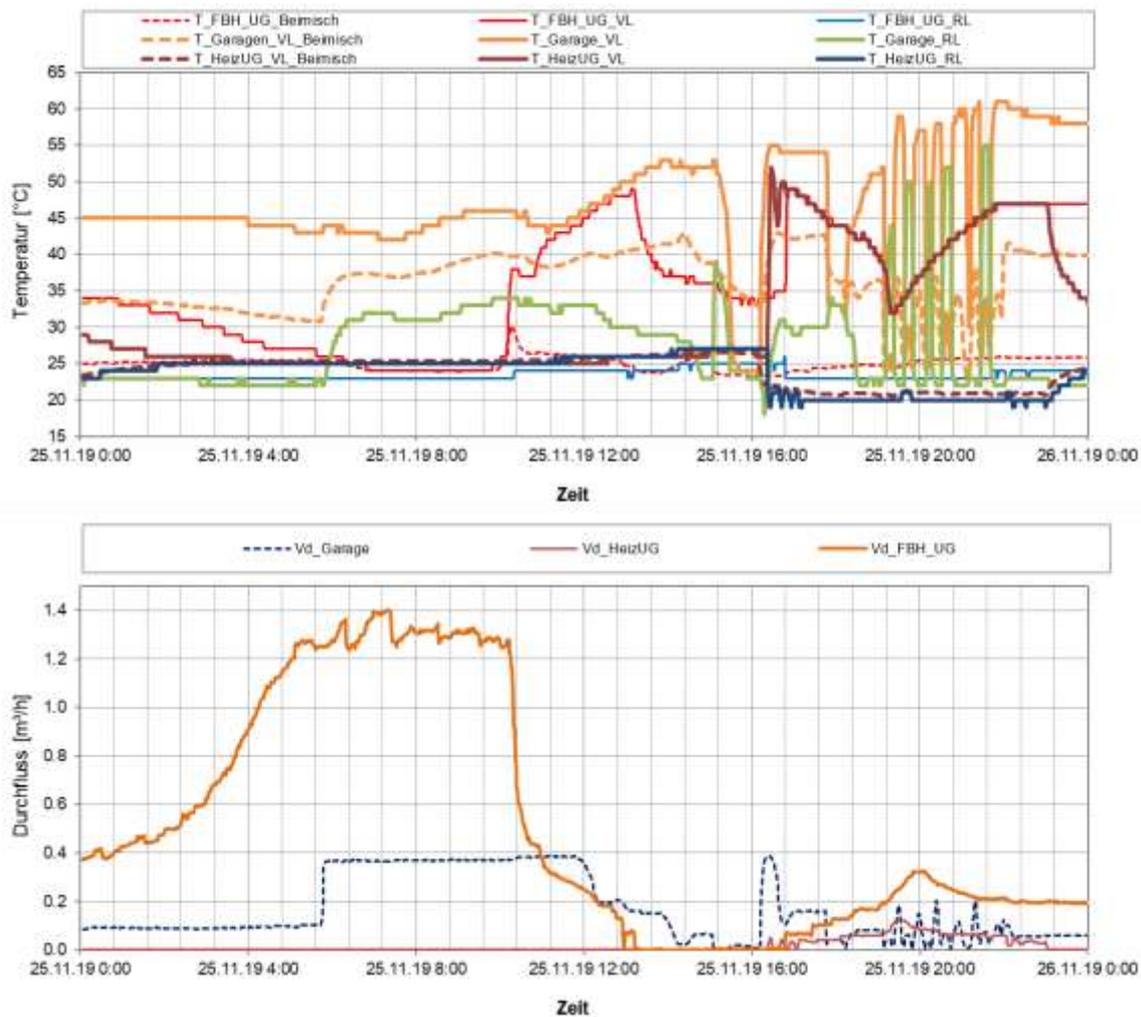


Abbildung 29: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in ausgewählten Verbraucherkreisen (oben) sowie der zugehörigen Durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag (25.11.2019)

Im oberen Teil der Abbildung 30 sind die Temperaturverläufe im Solarkreis (primär und sekundär) und im Pufferspeicher 2 sowie die Globalstrahlung an einem einstrahlungsarmen Tag dargestellt. Im unteren Teil sind die zugehörigen Durchflüsse von Solarprimär- und Solarsekundärkreislauf sowie des Nachheizungskreises abgebildet. Entsprechend den Einstrahlungsverhältnissen kann die Solaranlage nur zeitweise Energie liefern. Auffallend ist jedoch, dass die Pumpe im solaren Primärkreis praktisch den gesamten Tag durchläuft, während die Sekundärpumpe am Nachmittag zeitweise nicht in Betrieb ist. Hier wäre die Regelungsprogrammierung zu prüfen. An diesem Tag setzt der morgendliche Betrieb der Gasheizung erst relativ spät ein. Doch auch hier scheint im Pufferspeicher ausreichend Temperaturpotential vorhanden zu sein, um den Bedarf der Verbraucher zu decken (vgl. Abbildung 31).

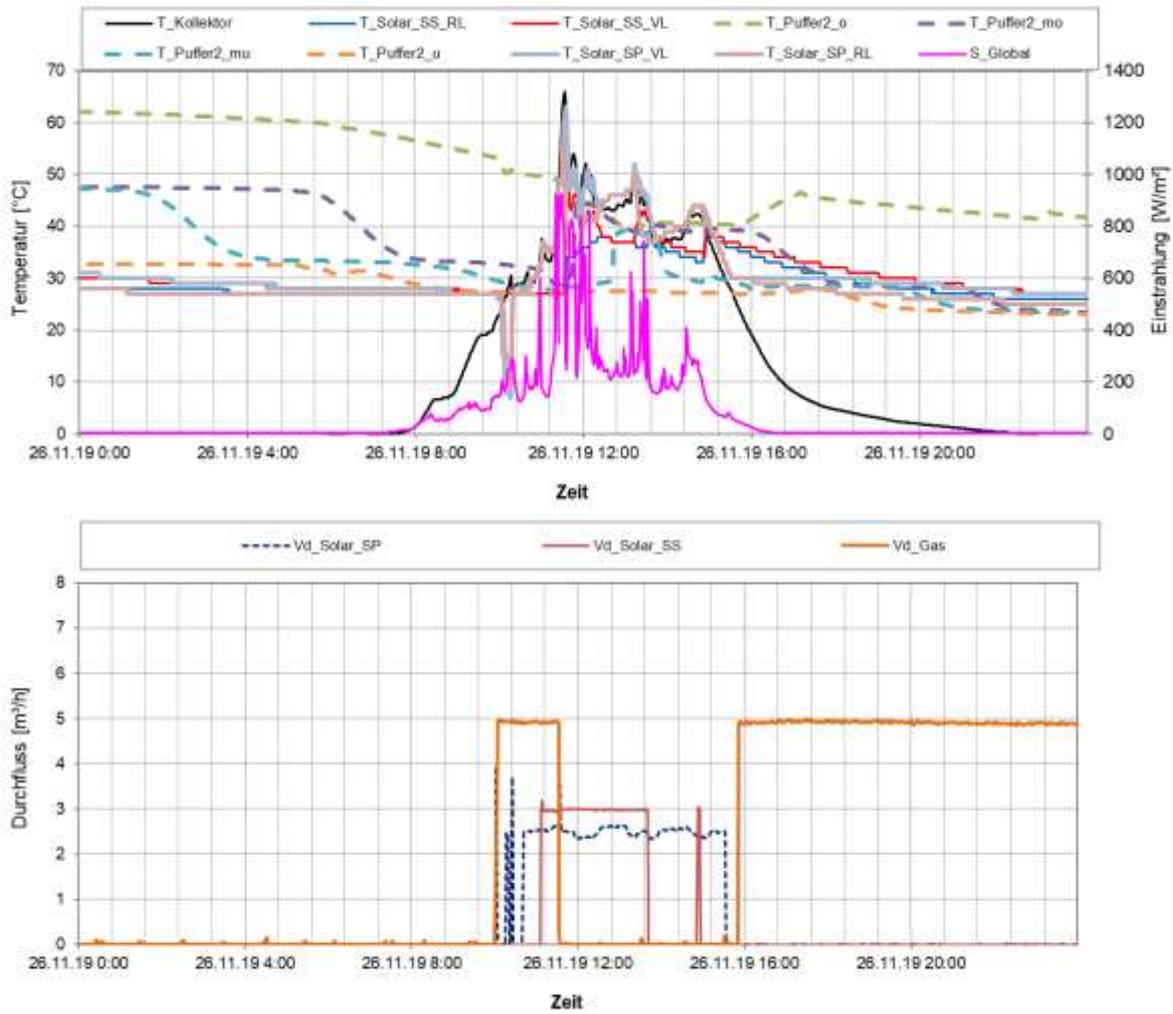


Abbildung 30: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher 2 zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär-, -sekundär und Nachheizungskreis an einem einstrahlungsarmen Tag (26.11.2019)

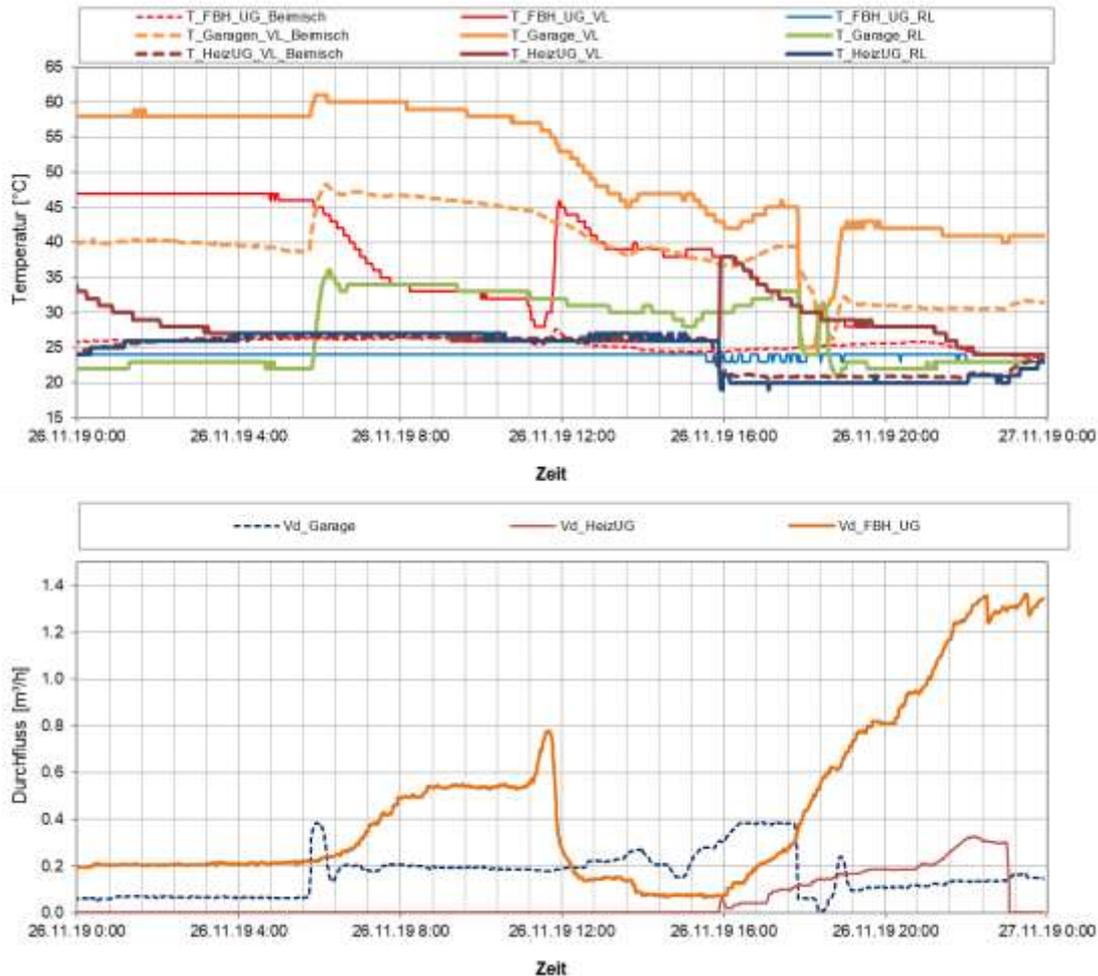


Abbildung 31: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen in ausgewählten Verbraucherkreisen (oben) sowie der zugehörigen Durchflüsse an einem einstrahlungsarmen Tag (26.11.2019)

In Abbildung 32 sind die Temperaturen im Solarkreis und in Pufferspeicher 2 sowie die Durchflüsse im Solarkreis und im Nachheizungskreis dargestellt. Die Anlage nutzt solare Rückkühlung übermäßig und auch wenn der Gaskessel in Betrieb ist. In diesem Beispiel ist zu sehen, dass die Solaranlage nachts mit einer negativen Differenz zwischen Vor- und Rücklauf in Betrieb ist (Sonnenuntergang in Saalfelden an diesem Tag war um ~19:30 Uhr). Das ist grundsätzlich in Ordnung. Etwa eine Stunde lang ist jedoch auch der Gaskessel parallel in Betrieb. Aus der Betrachtung der Speichertemperaturen ist ersichtlich, dass der Gaskessel die Temperaturen im oberen Teil der beiden Speicher hält, während gleichzeitig die Wärme von den Sonnenkollektoren abgestrahlt wird. Aus den Temperaturen geht hervor, dass für die solare Rückkühlung Wasser aus der Ebene von Puffer 1 mitte-oben (mo) entnommen und in Puffer 2 oben (o) zurückgeführt wird. Die Rückkühlung scheint zu beginnen, wenn die unteren Speichertemperaturen bei ~50 °C liegen und die oberen Temperaturen unter 60 °C liegen.

Im Betrachtungszeitraum September bis November 2019 wurden folgende Wärmemengen über solare Rückkühlung abgegeben:

Monat	Energie [kWh]
September 2019	1935.16
Oktober 2019	8.81
November 2019	4.98

Insbesondere im September 2019 entspricht die rückgekühlte Energie in etwa 50% des gesamten Solarertrags in diesem Monat.

Seitens des Begleitforschungsteams wurden folgende Empfehlungen an den Anlagenbetreiber weitergegeben:

- Der Gaskesselbetrieb sollte bei solarer Rückkühlung gesperrt werden
- Solare Rückkühlung sollte nur dann stattfinden, wenn die unteren Puffertemperaturen so hoch sind, dass am nächsten Tag mit Anlagenstagnation zu rechnen ist
- Es ist zu hinterfragen, welche Temperatursensoren im Pufferspeicher für die Regelung des Gaskessels einerseits und für die Regelung der solaren Rückkühlung andererseits relevant sind. Hier scheint es im Anlagenbetrieb zu Problemen zu kommen.

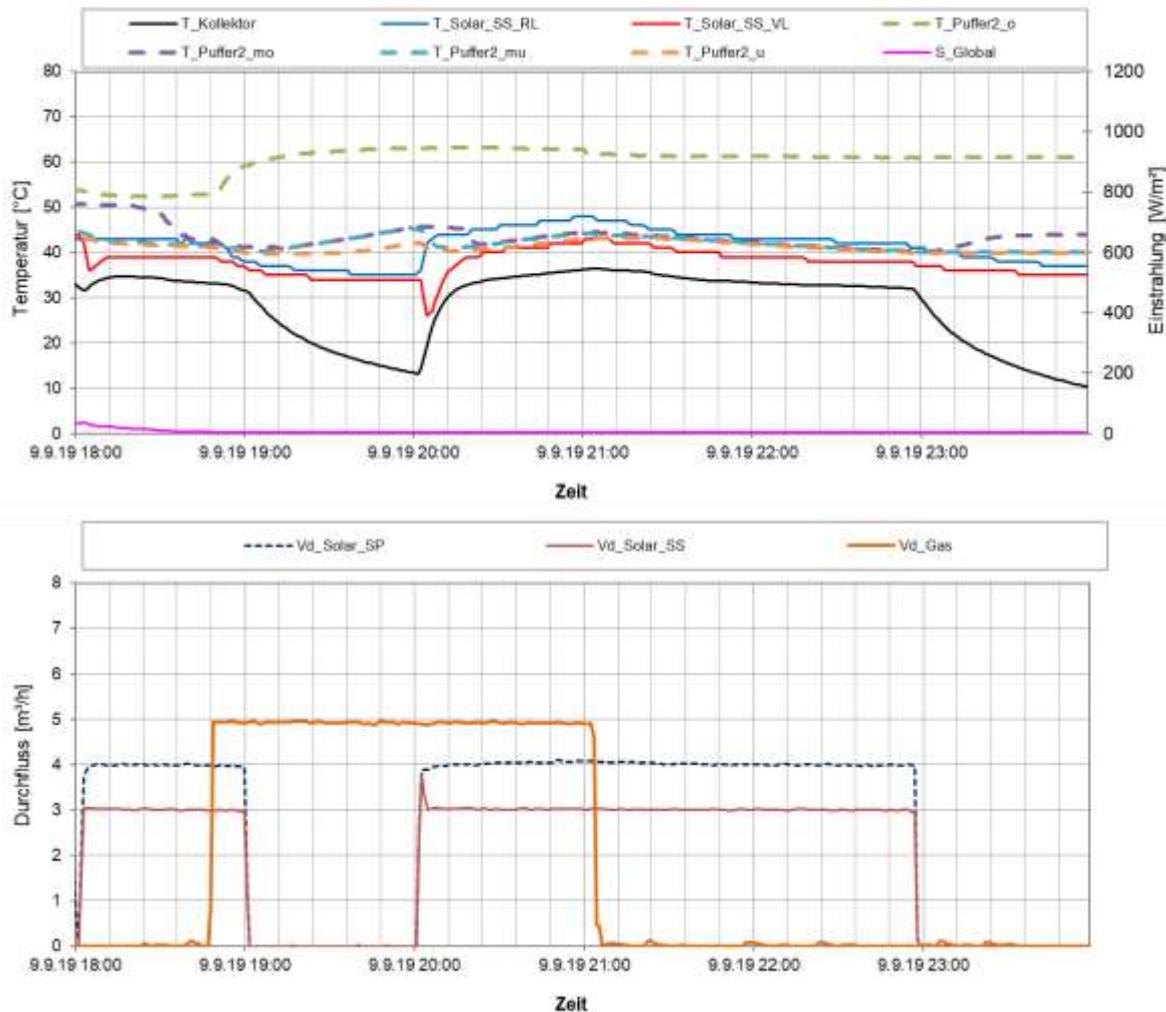


Abbildung 32: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis und im Pufferspeicher 2 zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär-, -sekundär und Nachheizungskreis während solarem Rückkühlbetrieb (26.11.2019)

In Abbildung 33 ist das repräsentative Beladeverhalten der Warmwasser-Pufferspeicher dargestellt. Der Warmwasser-Pufferspeicher 1 werden immer beladen, wenn die obersten Puffertemperaturen ($T_{PWH_1_o}$ bzw. $T_{PWH_2_o}$) unter 55 °C fallen und die Beladung wird beendet, wenn diese Temperaturfühler 60 °C erreichen. Wenn Warmwasserbedarf anfällt, aber ungenügend hohe Temperatur im oberen Pufferspeicherbereich vorhanden ist, wird der Gaskessel zugeschaltet (blauer Bereich).

Hier könnte eine Steigerung der Gesamtsystemeffizienz erreicht werden, wenn bei vorhandener Solarwärme, die Warmwasserpufferspeicher auf ein höheres Temperaturniveau (> 60 °C) gebracht werden würden. Effektiv könnte dadurch das

Speichervolumen für die Solaranlage vergrößert und die Laufzeiten des Gaskessels reduziert werden. Dieser Vorschlag wurde dem Anlagenbetreiber kommuniziert.

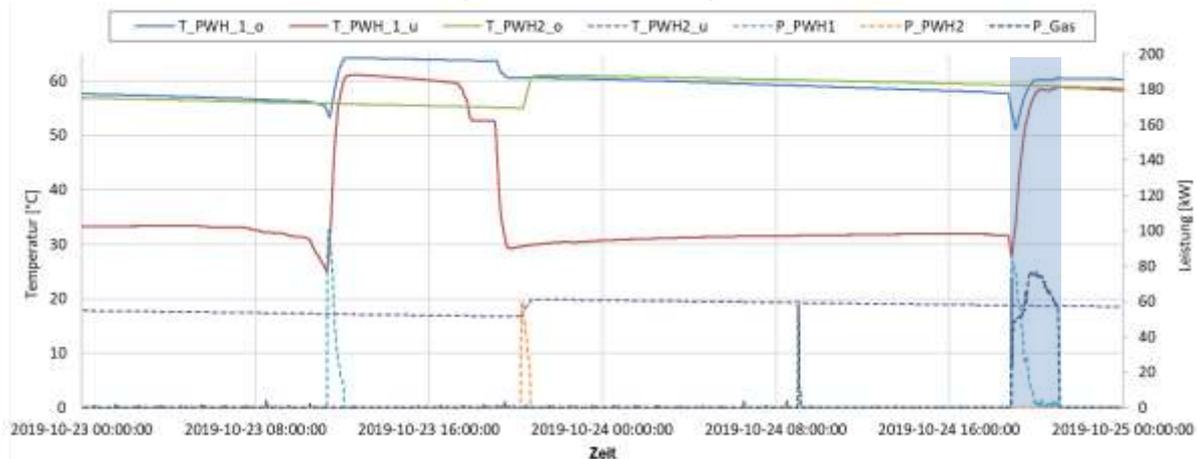


Abbildung 33: Repräsentativer Verlauf von Temperaturen und Leistungen rund um die Warmwasserspeicher (23.10.2019)

Das Begleitheizband ist auf den Rohrleitungen der Warmwasserbereitung nach den Warmwasser-Pufferspeichern montiert und ersetzt effektiv die Zirkulationsleitungen. In Abbildung 34 zeigt kumulativ die Stromaufnahme des Begleitheizbandes über den bisherigen Betrachtungszeitraum. Daraus ist zu entnehmen, dass die Begleitheizung praktisch immer eingeschaltet ist. Dies wird auch die Darstellung eines repräsentativen Tagesverlaufs der Leistungsaufnahme in Abbildung 35 verdeutlicht. Um eine Einschätzung für den Energiebedarf dieses Heizbandes zu bekommen, wurde in Abbildung 36 die monatliche Stromaufnahme des Heizbandes mit dem Wärmeverbrauch für Warmwasser verglichen. Die Wärmemengenzähler für die Messung des Warmwasserverbrauchs sind direkt nach den Warmwasserpufferspeichern verbaut. Sie erfassen also ausschließlich den Wärmeverbrauch, welcher durch die Pufferspeicher gedeckt wird. Für den gesamten Warmwasser-Wärmeverbrauch ist der Energieverbrauch des Heizbandes während der Zapfzeiten hinzuzurechnen. Die Darstellung zeigt, dass der Energiebedarf des Heizbandes rund doppelt so hoch, wie der Warmwasserbedarf ist. Aufgrund der Tatsache, dass es sich um eine Strom-direkt Heizung handelt, ist eine derartige Lösung für zukünftige Projekte kritisch zu hinterfragen.



Abbildung 34: kumulative Stromaufnahme des Begleitheizbandes der Warmwasserleitungen im Betrachtungszeitraum September bis November 2019

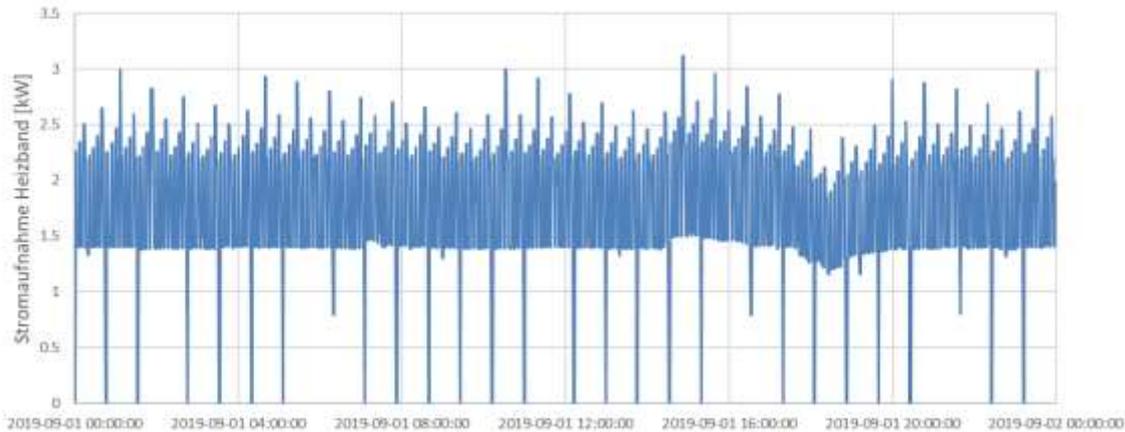


Abbildung 35: Leistungsaufnahme des elektrischen Begleitheizbandes an einem repräsentativen Tag (1.9.2019)

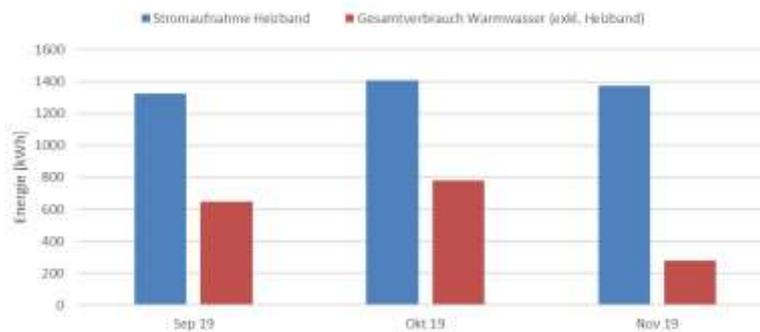


Abbildung 36: Vergleich von Stromaufnahme des Begleitheizbandes und Wärmeverbrauch für Warmwasser (ohne Begleitheizband) im Betrachtungszeitraum September bis November 2019

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 37 bis Abbildung 39 eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. In Abbildung 37 sind die Erzeuger Solaranlage (Sekundärkreis) und Gaskessel dargestellt. Die Solaranlage liefert Energie in einem sehr breiten Temperaturband zwischen 35 und 95 °C, der gewichtete Mittelwert liegt bei 67 °C. Aufgrund der starren Pumpenregelung (konstanter Durchfluss) ist dieses Ergebnis zu erwarten. Der Gaskessel liefert Energie auf einem etwas engeren Temperaturband zwischen 40 und 65 °C (gewichteter Mittelwert ca. 58 °C). Entsprechend den oben angeführten Analysen fällt der Produktionspeak des Gaskessels mit dem Beladungspeak der Warmwasser-Pufferspeicher zusammen (vgl. Abbildung 38). Abbildung 38 zeigt weiters auf, dass die Rücklauf temperaturen bei der Beladung der Warmwasser-Pufferspeicher eine relativ große Bandbreite zwischen 20 und 60 °C (gewichteter Mittelwert bei ca. 40 bzw. 46 °C) zeigen. Dies kann auf eine ungewollte Durchmischung der Warmwasser-Pufferspeicher hinweisen.

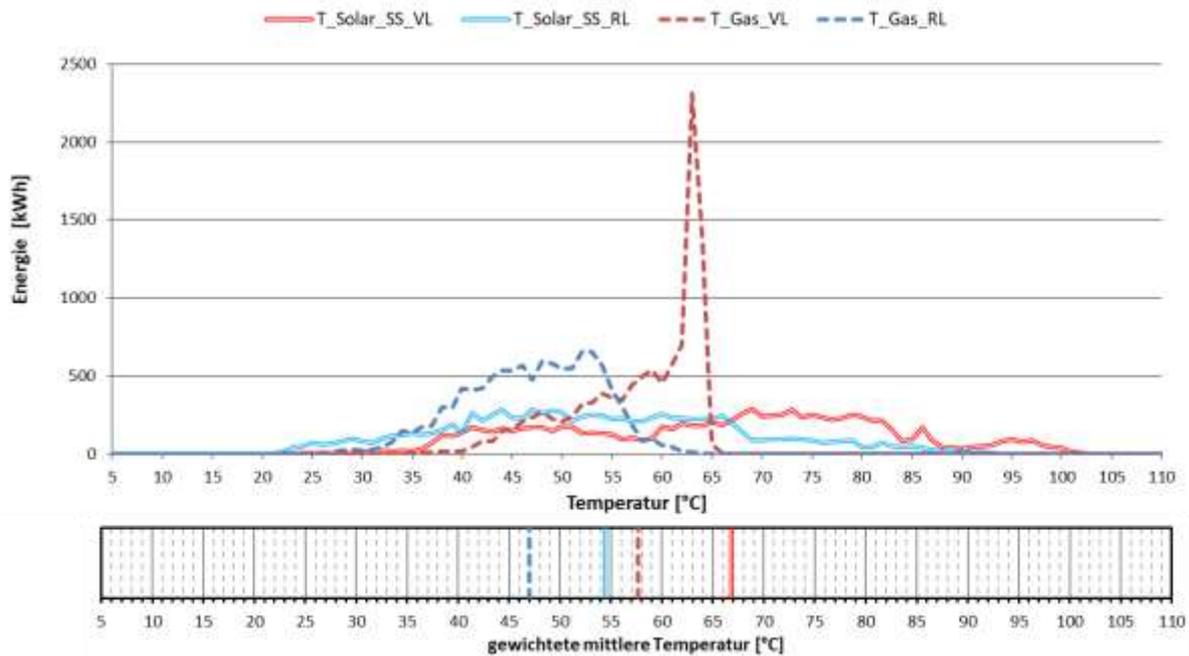


Abbildung 37: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für Solaranlage und Gaskessel im Betrachtungszeitraum September bis November 2019

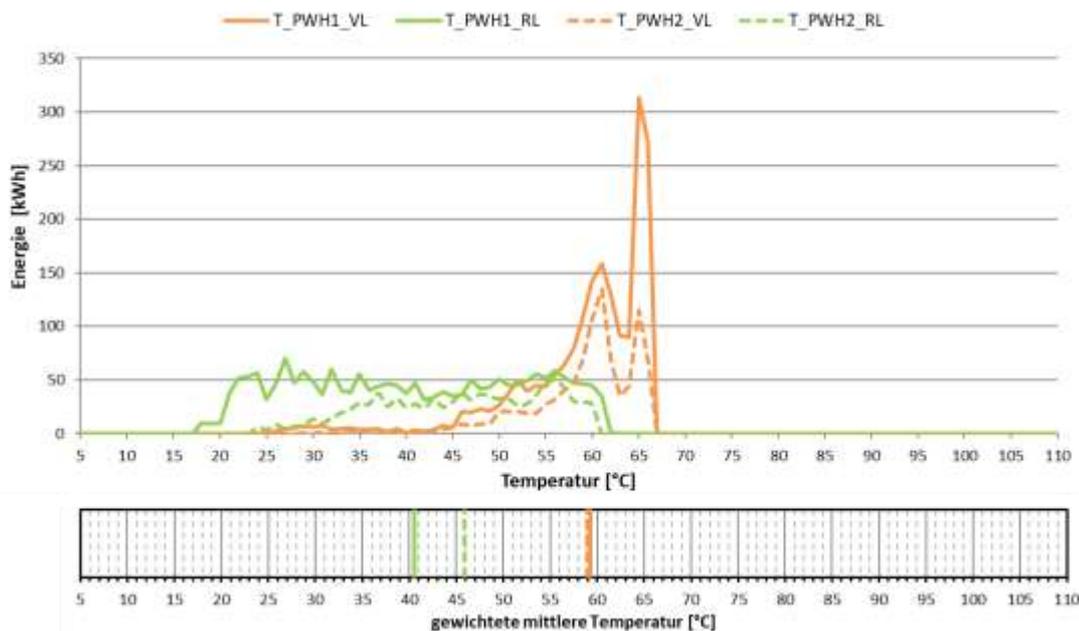


Abbildung 38: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Ladung der Warmwasser-Pufferspeicher im Betrachtungszeitraum September bis November 2019

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

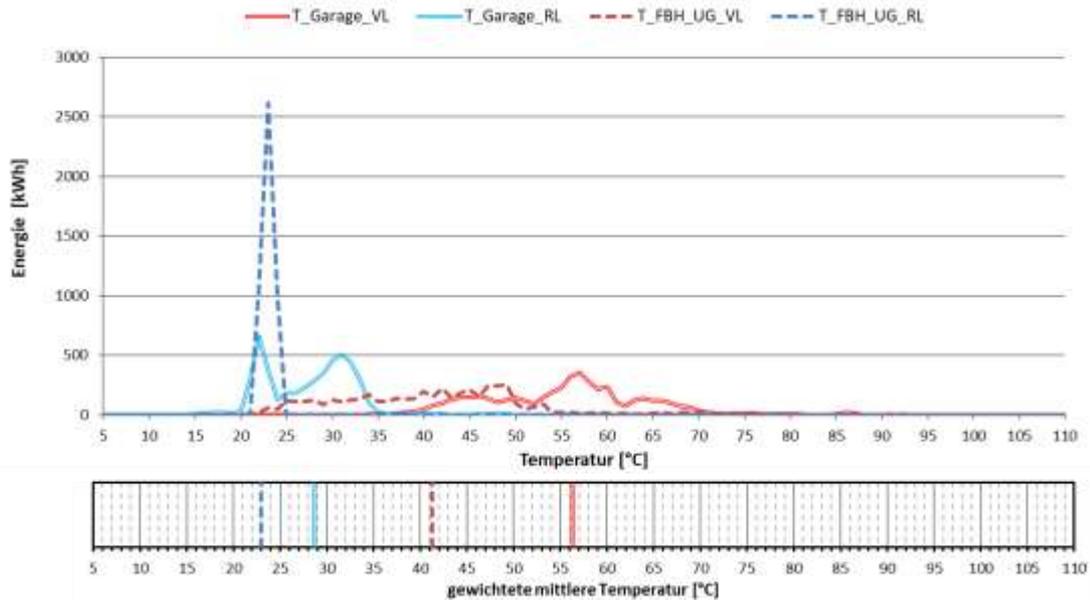


Abbildung 39: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) für die Heizkreise in Garage und Fußbodenheizung UG im Betrachtungszeitraum September bis November 2019

7.2.6 Anlagen Status Quo

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

Der Gaskessel ist oftmals in den frühen Morgenstunden aktiv, obwohl die Temperaturen in den Pufferspeichern deutlich über den Nutztemperaturen der Verbraucher liegen. Dadurch wird das Speicherpotential für die Solaranlage deutlich eingeschränkt.

Um eine Stagnation der Solaranlage möglichst zu vermeiden, werden die Pufferspeicher in der Nacht gegen die Umgebung rückgekühlt. Bei der gegenständlichen Anlage wird während des Rückkühlbetriebs immer wieder der Gaskessel gestartet. Dies ist einerseits für kontraproduktiv für die Rückkühlung und führt andererseits zu einem erhöhten Gasbedarf.

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

Der Anlagenbetreiber wurde über alle Optimierungspotentiale informiert. Es wurden jedoch noch keine Änderungen am System vorgenommen.

Hinsichtlich Effizienz des Gesamtsystems wurde die Installation bzw. der Betrieb des Begleitheizbandes der frischwasserführenden Leitungsrohre kritisch hinterfragt. Der Verbrauch dieser Strom-direkt Heizung war im bisherigen Betrachtungszeitraum (September bis November 2019) mehr als doppelt so hoch, als der Warmwasserbedarf. Des Weiteren wird das Begleitheizband offenbar in einem sehr engen Temperaturbereich betrieben, was zu einem durchgehenden Betrieb und damit zu einem sehr hohen Strombedarf führt.

7.3 Wien Energie - KW Simmering, W

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	KW Simmering
<u>Adresse:</u>	1110 Wien
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Vorwärmung von Nachspeisewasser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	655,93 m ² Flachkollektor (GREENoneTEC, 45 Stk GK3133-S, 8 Stk GK3803-S)
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	-
<u>Nachheizung:</u>	-
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	736 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringperiode gestartet mit April 2019
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Wien Energie betreibt an mehreren Standorten Anlagen für die Fernwärmeerzeugung. Einer dieser Standorte ist der Hauptkraftwerksstandort Simmering im 11. Wiener Gemeindebezirk. Das 68 m hohe Kesselhausgebäude beherbergt die Fernwärmeerzeugungsblöcke Simmering 1 (seit 2008 in Betrieb) und Simmering 2 (Inbetriebnahme: 1978, Modifizierungen: 2009) sowie diverse Nebenanlagen für die beiden Kraftwerksblöcke. Unter anderem befindet sich dort eine Nachspeisestation, welche die im Fernwärmeprimärnetz auftretenden Wasserverluste permanent mit aufbereitetem Netzwasser (Deionat) nachspeist. Der Vorhaltebehälter für das Deionat befindet sich im Kamin des Kraftwerksblocks. Oberhalb des Vorhaltebehälters werden die Abgase in den Kamin geleitet. Dadurch hat das Deionat üblicherweise rund 20 °C, während der Rücklauf des Primärnetzes auf 65 °C betrieben wird. Die 656 m² große Solaranlage, welche 2018 auf dem Dach des Kesselhauses errichtet wurde, soll für die Vorwärmung des Deionats genutzt werden.

Abbildung 40 zeigt eine Luftaufnahme des Kraftwerkstandorts Simmering. Auf dem Dach des Kesselhauses wurde die Solaranlage installiert.



Abbildung 40: Solaranlage auf dem Dach des Kesselhausgebäudes in Wien Simmering (Quelle: GREENoneTEC)



Abbildung 41: Wärmeübergabestation im Technikraum, im Hintergrund sind die Deionat-Einspeisepumpen zu sehen (Quelle: AEE INTEC)

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Wärmeversorgungssystem zum Projekt „KW Simmering“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 42 dargestellt.

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

Die 656 m² große Solaranlage ist direkt nach Süden ausgerichtet und mit 30° aufgeständert.

Das Monitoringkonzept der Anlage ist in Abbildung 42 ersichtlich. 2 Wärmemengenzähler, 17 Temperatursensoren, zwei Drucksensoren und ein Einstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

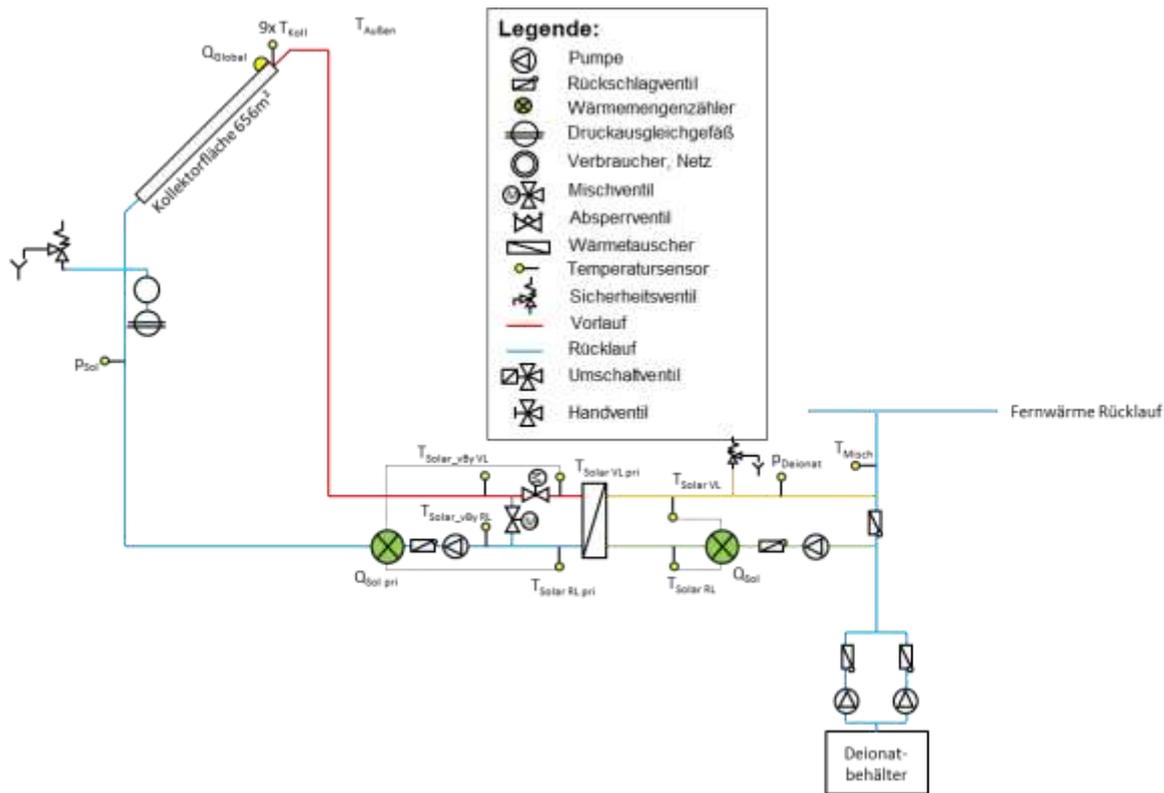


Abbildung 42: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „KW Simmering“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

R_{Global}	Globalstrahlung in Kollektorebene
T_{Koll_1}	Kollektorfühler 1
T_{Koll_2}	Kollektorfühler 2
T_{Koll_3}	Kollektorfühler 3
T_{Koll_4}	Kollektorfühler 4
T_{Koll_5}	Kollektorfühler 5
T_{Koll_6}	Kollektorfühler 6
T_{Koll_7}	Kollektorfühler 7
T_{Koll_8}	Kollektorfühler 8
T_{Koll_9}	Kollektorfühler 9
p_{SP}	Anlagendruck Solar
$p_{Deionat}$	Anlagendruck Deionat
Q_{Solar_SP}	Wärmemengenzähler Solar Primärkreis
V_{Solar_SP}	Durchfluss Solar Primärkreis
$T_{Solar_SP_VL}$	Vorlauftemperatur Solar Primärkreis
$T_{Solar_SP_RL}$	Rücklauftemperatur Solar Primärkreis
$T_{Solar_vBy_VL}$	Vorlauftemperatur Solar Primärkreis vor Bypass
$T_{Solar_vBy_RL}$	Rücklauftemperatur Solar Primärkreis vor Bypass
Q_{Solar_SS}	Wärmemengenzähler Solar Sekundärkreis
V_{Solar_SS}	Durchfluss Solar Sekundärkreis
$T_{Solar_SS_VL}$	Vorlauftemperatur Solar Sekundärkreis

$T_{\text{Solar_SS_RL}}$ Rücklauftemperatur Solar Sekundärkreis

Sonstiges

T_{Aussen} Außentemperatur

T_{Misch} Mischtemperatur Deionat

7.3.3 Vergleich Simulation - Messwerte

Abbildung 43 gibt einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen für den spezifischen Solarertrag betreffend die Anlage „KW Simmering“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 736 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1305 kWh/m² erwartet. Im bisherigen Betrachtungszeitraum lagen sowohl spezifischer Solarertrag wie auch Einstrahlung innerhalb der Prognosewerte. Im August ist ein deutlicher Einbruch beim solaren Ertrag, jedoch nicht bei der Einstrahlung festzustellen. Dies ist auf 2 Revisionsperioden des gesamten Standorts zurückzuführen. Auf Details hinsichtlich Solarertrag wird im folgenden Kapitel detaillierter eingegangen.

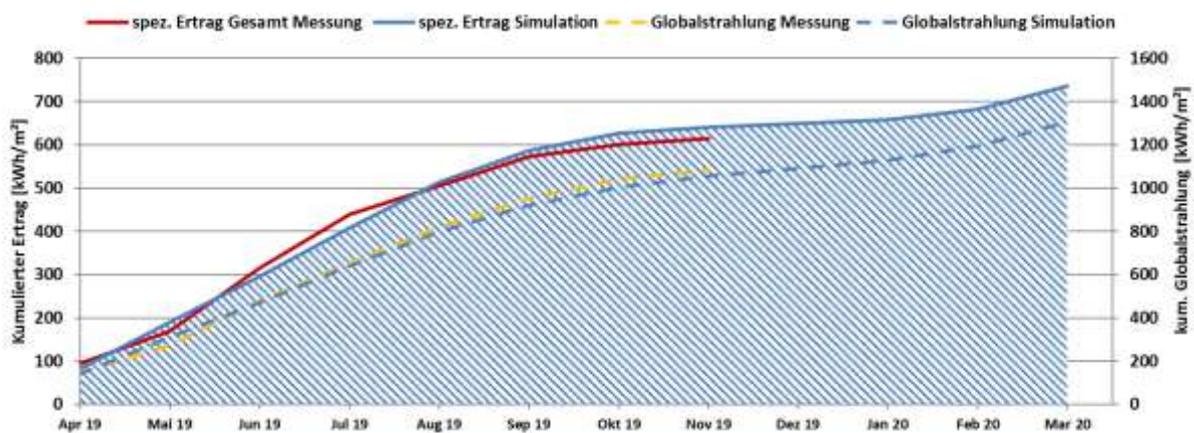


Abbildung 43: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „KW Simmering“

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

7.3.4 Detailanalyse und Optimierungspotential

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

In Abbildung 44 ist die Funktionsweise der Solaranlage an einem einstrahlungsreichen Tag im April dargestellt. Die Temperaturen im solaren Primärkreis sind strichliert dargestellt, jene im Sekundärkreislauf sind durchgezogen (VL: rot, RL: blau). Die Mischtemperatur aus Deionat und vorgewärmten Deionat ist grün punktiert dargestellt. Eine ähnliche Syntax gilt für die Durchflüsse in der unteren Grafik. Dort ist zusätzlich der Betriebsstatus der Deionateinspeisung aufgetragen (1 = EIN, 0 = AUS). An dem betrachteten Tag wurde die Deionateinspeisung, welche manuell durch das Betriebspersonal am Standort ein- und ausgeschaltet wird, gut mit der vorhandenen

Einstrahlung koordiniert. Die Solaranlage arbeitet sehr effizient und konnte das Nachspeisewasser von 20 °C auf ca. 47 °C vorwärmen. Die Anlage arbeitet sehr effizient. Die Temperaturdifferenz zwischen Solarprimär- und Solarsekundärkreis beträgt im Mittel 2,6 K. Der Peak in der Kollektortemperatur zu Beginn des Tages entspricht dem üblichen Anfahrverhalten von Solaranlagen.

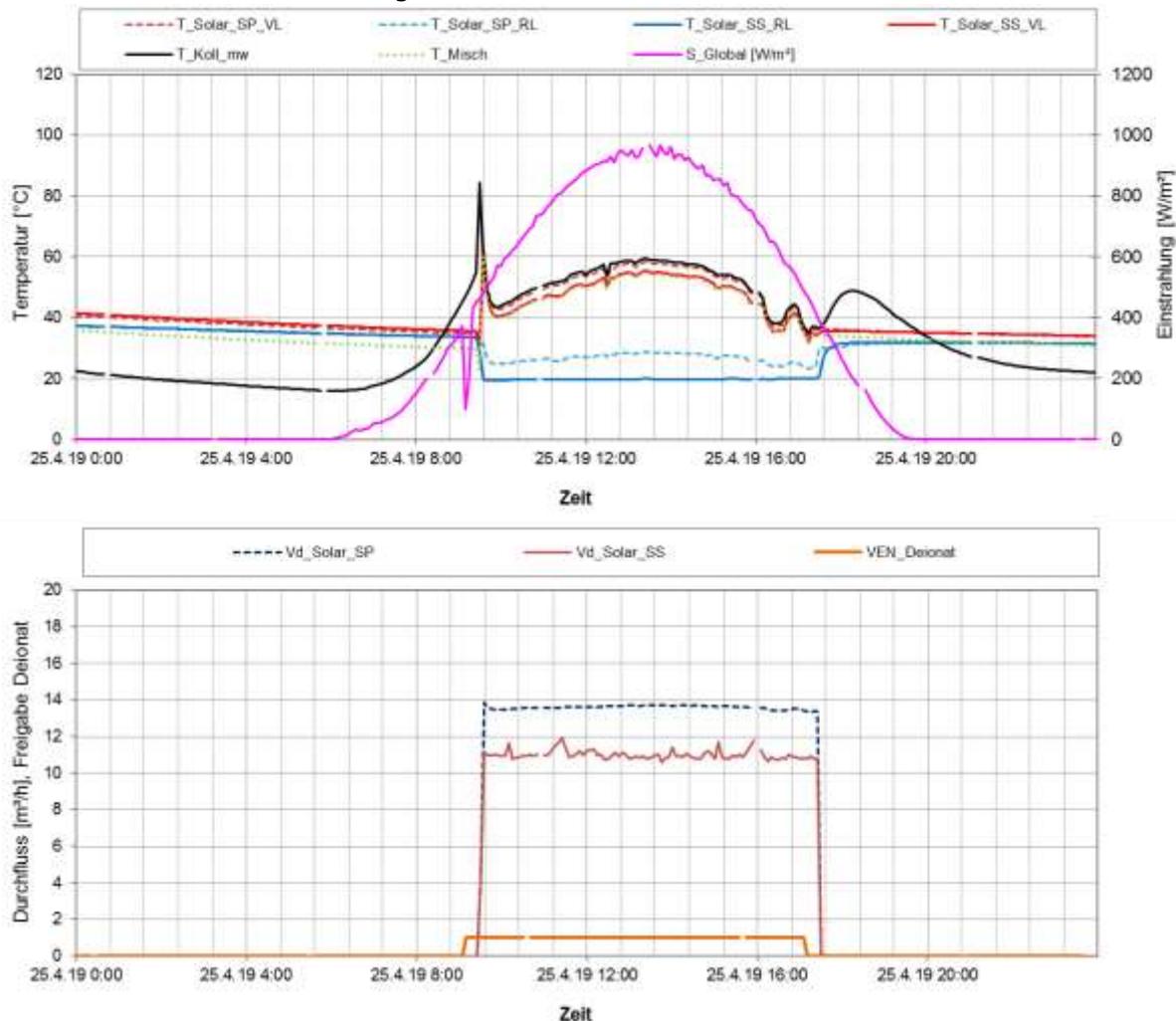


Abbildung 44: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung an einem einstrahlungsreichen Tag (25.4.2019)

Abbildung 45 zeigt die Kollektortemperaturen der einzelnen Kollektorreihen. Es ist grundsätzlich eine hohe Konsistenz der Temperaturen feststellbar. Im Normalbetrieb liegen die Kollektortemperaturen maximal 5,5 K auseinander. Es sind 2 Kollektortemperatur-Gruppen feststellbar:

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

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

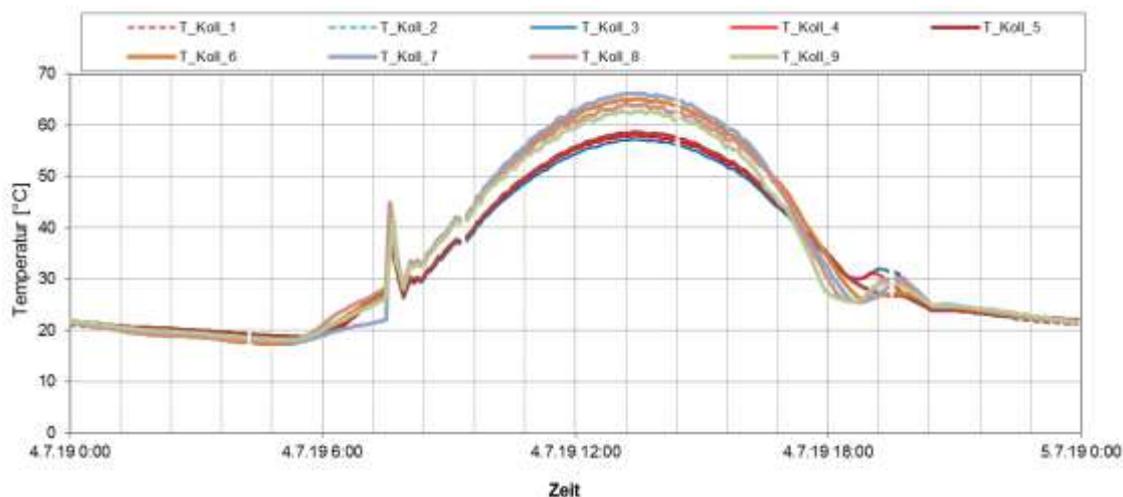


Abbildung 45: Beispielhafter Verlauf der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungs-reichen Sommertag (4.7.2019)

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 46 einen nicht koordinierten Betrieb der Deionat-Einspeisung und der Betriebszeiten der Solaranlage. Die Deionat-Einspeisung lief über die 3 betrachteten Tage durch, am Temperaturverlauf der Mischtemperatur (grün punktiert) ist die tatsächliche Einspeisetemperatur abzulesen. Das lokale Betriebspersonal bestimmt nicht nur, wann die Einspeisung ein- oder ausgeschaltet wird, sondern es regelt auch die Einspeisemenge manuell ein. Daher sind an diesen 3 Tagen unterschiedliche Durchflüsse im solaren Sekundärkreis sowie darauf basierend unterschiedliche Mischtemperaturen festzustellen. Die Solaranlage läuft in Abhängigkeit der aufgeprägten Betriebszustände absolut stabil und es besteht kein Optimierungsbedarf.

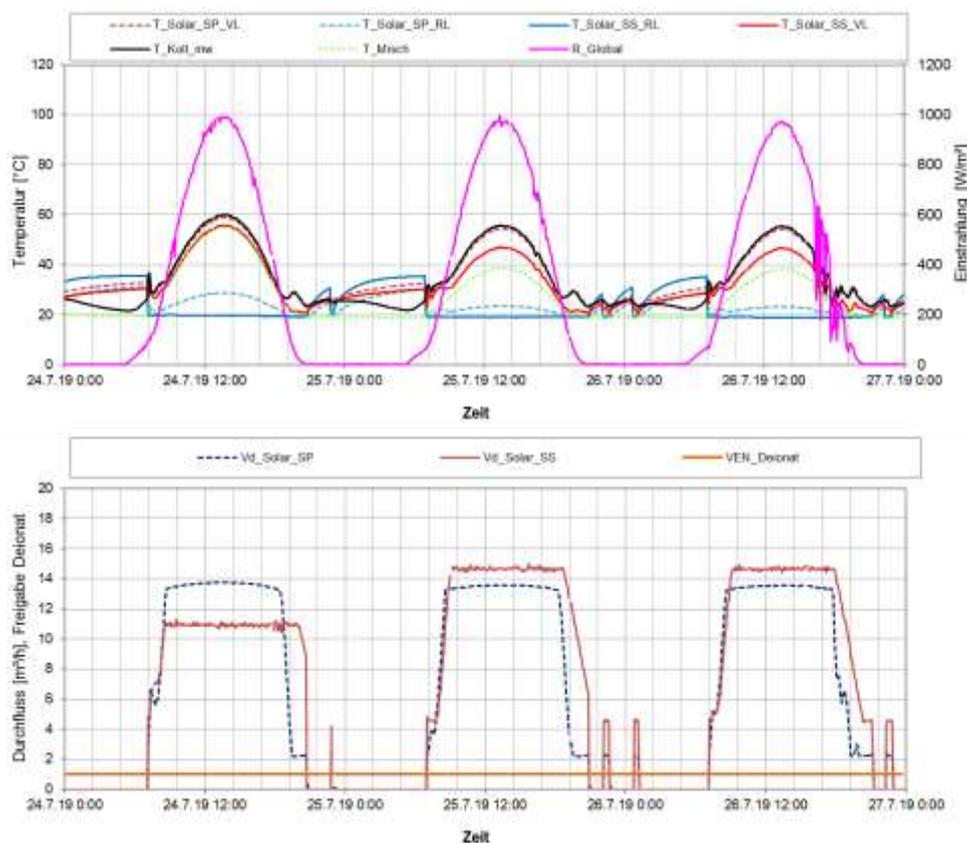


Abbildung 46: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung an 3 Tagen im Juli (24. – 26.7.2019)

An einigen Tagen ging die Solaranlage in Stagnation, wie beispielhaft für 2 Tage im Juni in Abbildung 47 dargestellt ist. Die Stagnationszeiten sind im Bild rot hinterlegt. Die Stagnation der Solaranlage wurde durch schlechte Koordination zwischen dem Deionat-Einspeisungsbetrieb und der (manuellen) Nachfrage der solaren Vorwärmung hervorgerufen. Positiv ist jedenfalls anzumerken, dass die automatische Befüllung der Solaranlage nach Abkühlung der Kollektoren einwandfrei funktioniert und auf diese Weise noch Restwärme am Ende des Tages genutzt werden konnte. An der Solarregelung an sich besteht kein Optimierungsbedarf, eine bessere Abstimmung zwischen potentiell vorhandener Solarwärme und dem manuellen Zuschalten des Betriebspersonals jedoch wünschenswert.

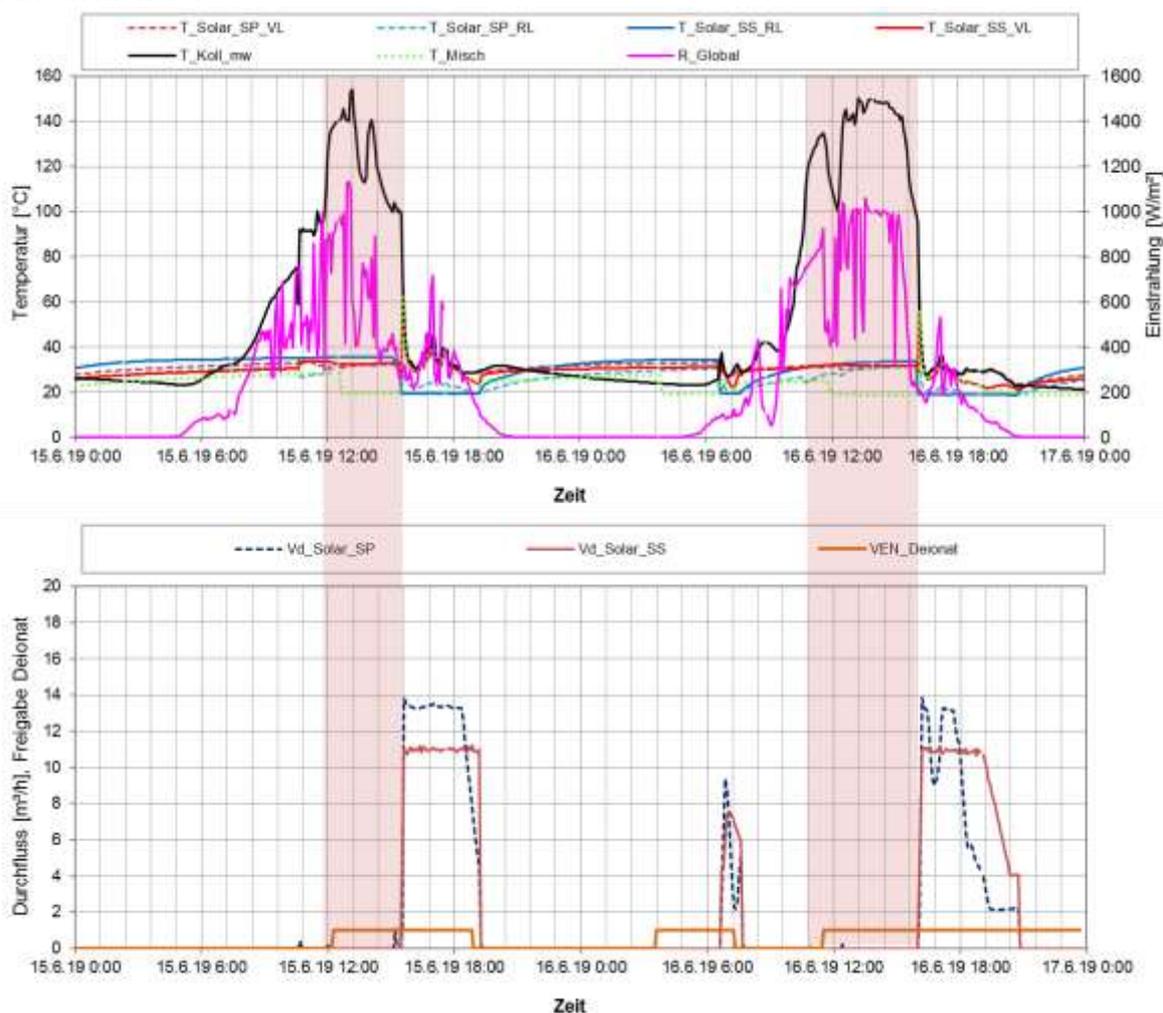


Abbildung 47: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung an Tagen mit Stagnation (15.-16.6.2019)

Wie bereits in Kapitel 7.3.3 erwähnt, gab es im August ausgedehnte Revisionszeiten (Periode 1: Pumpstation, Periode 2: Kraftwerksblock 1), wo praktisch der gesamte Standort stillgelegt werden musste. Diese Revisionszeiten fallen üblicherweise einmal pro Jahr im Sommerhalbjahr an, wo aufgrund der geringeren Lasten aus dem Fernwärmenetz einzelne Standort zeitweise vom Netz genommen werden können. Aufgrund der beiden Revisionsperioden (rot markiert) ging die Solaranlage sehr häufig in Stagnation und brachte in Folge einen um 39 % geringeren Ertrag, als prognostiziert. Diesbezüglich gibt es kein Optimierungspotenzial, da der gesamte Standort – und damit auch die Deionat-Einspeisung – in dieser Periode außer Betrieb war. Wie oben bereits erwähnt, stellt der Stagnationsbetrieb kein Problem für die Anlage dar.

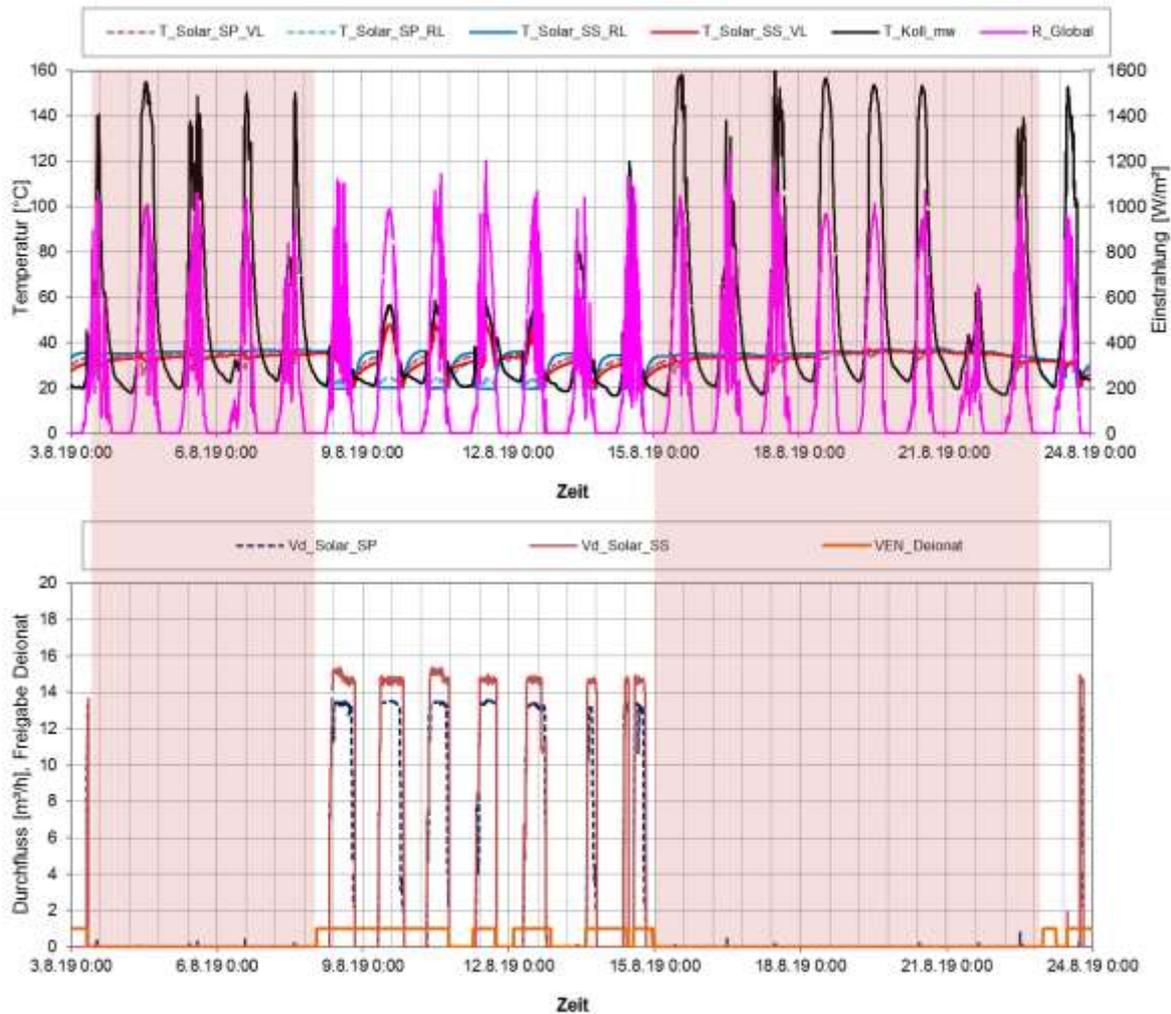


Abbildung 48: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen im Solarkreis sowie der Mischtemperatur zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (oben) sowie der Durchflüsse im Solarprimär- und -sekundärkreis inkl. Status Deionat-Einspeisung im August bei Revisionsarbeiten

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 49 eine Darstellung der einzelnen solaren Wärmemengen zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des Betrachtungszeitraum (April bis November 2019). Sekundärseitig steht ein Rücklauf temperaturniveau von rund 19 °C zur Verfügung, welches durch die Solaranlage auf rund 40 °C angehoben wird. Die Temperaturen im solaren Primärkreis liegen rund 4 K über jenen im solaren Sekundärkreis, was auf einen optimal ausgelegten Solarwärmetauscher schließen lässt.

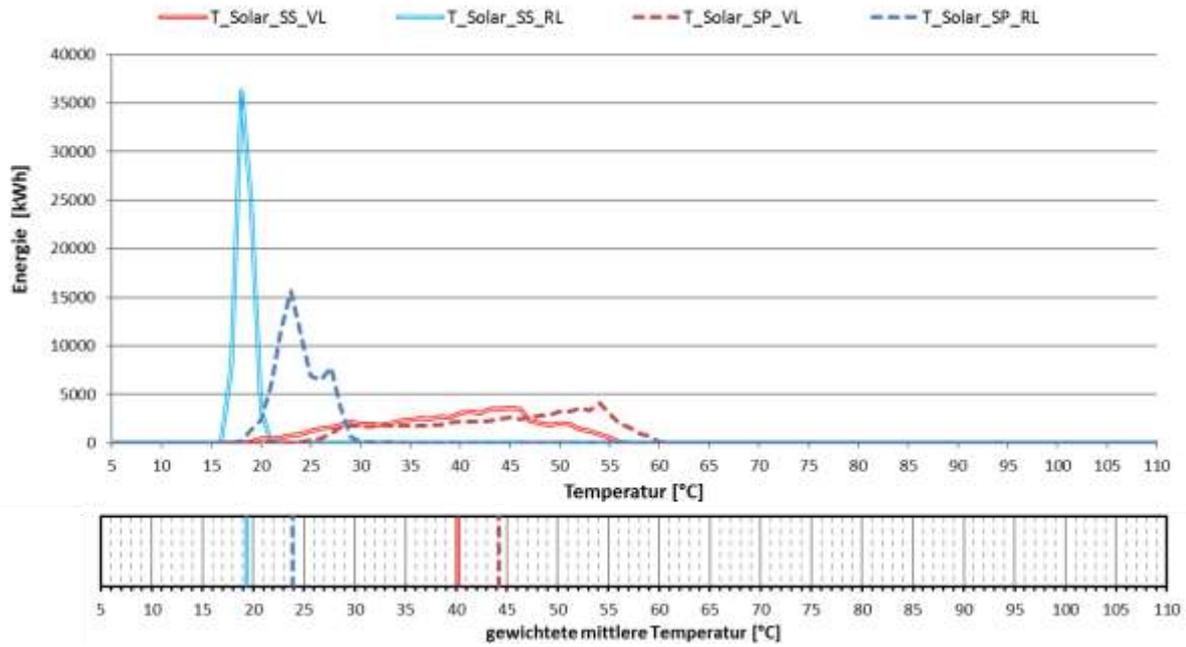


Abbildung 49: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) im Betrachtungszeitraum April bis November 2019

Zwar lässt sich aufgrund des nicht bekannten Volumenstroms der Deionat-Einspeisung kein solarer Deckungsgrad bestimmen, doch kann zumindest ein Verhältnis zwischen den Laufzeiten der Einspeisung und des Solarbetriebs bestimmt werden, welches in Abbildung 50 dargestellt ist. In der einstrahlungsreichen Zeit (April bis September) liegt das Laufzeitverhältnis zwischen 40 und 60 %, dann sinkt es auf rund 20 % ab. Es ist ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Einstrahlung und Laufzeitverhältnis feststellbar.

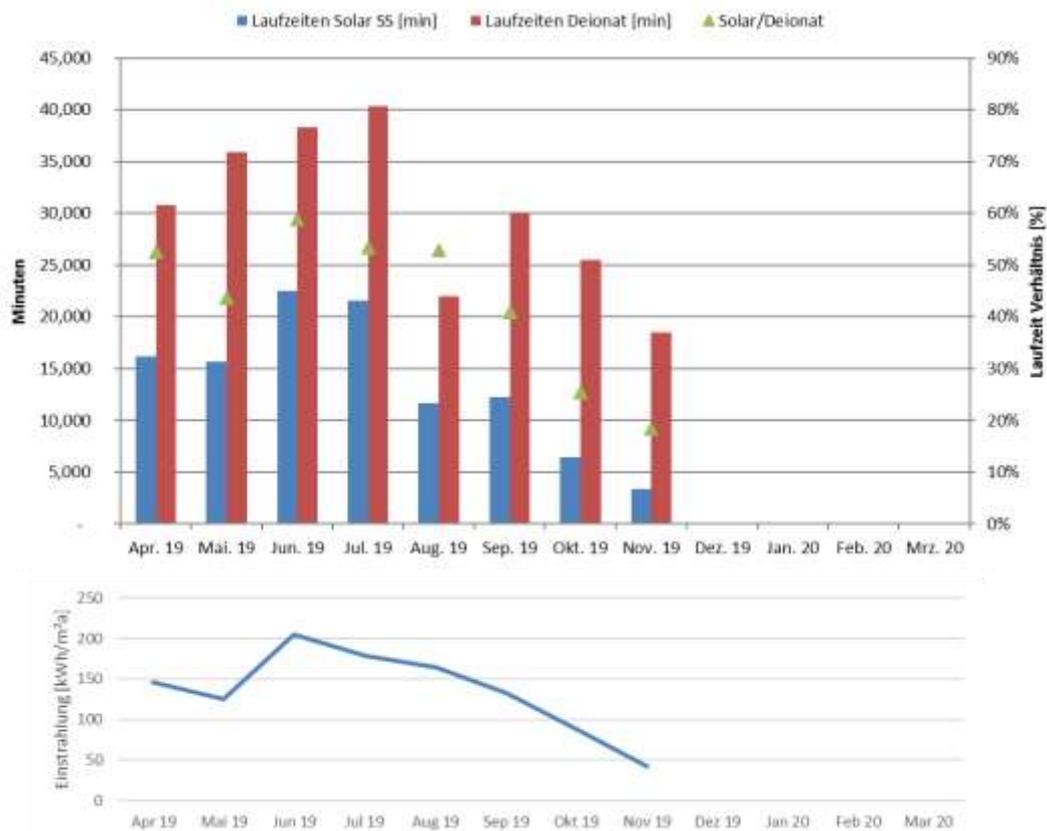


Abbildung 50: Laufzeiten von Solaranlage und Deionat-Einspeisung sowie Laufzeit Verhältnis (oben) und monatliche Einstrahlung (unten)

7.3.5 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist bereits seit Juli 2018 in Betrieb und befindet sich April 2019 im Monitoring. Die monatlich gemessenen Ertragswerte liegen bisher im Bereich der simulierten Werte mit einer leichten Unterschreitung im August 2019. Dies liegt in den ausgedehnten Revisionszeiten des gesamten Kraftwerksstandort begründet.

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

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

7.4 AVL III - Solare Kühlung, Stmk.

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	AVL III - Kühlung
<u>Adresse:</u>	8020 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Prozessintegration und solare Kühlung
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Bereitstellung von Prozesswärme für die Entfeuchtung von Lüftungsanlagen für die Prü fzellenklimatisierung sowie Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung des AVL-Firmengeländes über ein Mikronetz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	596,16 m ² Hochleistungsflachkollektor (KBB K5 Giga+)
<u>Ausrichtung:</u>	135° (SO)
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	405 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Umsetzung
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – solare Großanlagen“ wurden im Ausschreibungsjahr 2013 von der Fa. SOLID insgesamt zwei Projekte und im Ausschreibungsjahr 2017 eine dritte Anlage zur Bereitstellung von Prozesswärme sowie zur Kälteversorgung des AVL-Firmengeländes in Graz eingereicht und in weiterer Folge für das Begleitforschungsprogramm ausgewählt. Die Bruttogesamtfläche aller Projekte beträgt 3.895 m² (siehe Abbildung 1).

1.584,7 m² Kollektorfläche wurden bereits auf dem Dach der Parkgarage montiert und in Betrieb genommen bzw. an die Wärmeversorgung angeschlossen (AVL I). Im Zuge der Errichtung des ersten Projekts wurde im Freien, unmittelbar in der Nähe der Parkgarage, ein 70 m³ Pufferspeicher aufgestellt. Aus dem Pufferspeicher wird das Mikronetz des AVL-Firmengeländes mit solarer Wärme versorgt. Über das Mikronetz wird ganzjährig Prozesswärme für die Entfeuchtung von Lüftungsanlagen für die Prü fzellenklimatisierung bereitgestellt. Hierbei muss, unabhängig von den Außenkonditionen, welche beim jeweiligen Motorentest vorherrschen, die Konditionierung der Prü fzellen entsprechend geforderter Parameter, wie Temperatur und auch relative Feuchte, erfüllt werden. Des Weiteren wird über das Mikronetz die Warmwasserbereitung und Raumkonditionierung einzelner Gebäude am Standort gewährleistet. Die Nachheizung für das Mikronetz erfolgt über zwei bestehende Gaskessel sowie mittels Anbindung an das Fernwärmenetz der Stadt Graz.

Aktuell befinden sich zwei weitere Kollektorfelder in Umsetzung, wobei jenes mit einer Bruttokollektorfläche von 1.713,96 m² im Förderjahr 2013 verortet ist (AVL II) und auf dem Dach des APZ-Gebäudes errichtet wird. Die dritte Erweiterung mit einer Bruttokollektorfläche von 596,16 m², welche im Förderjahr 2017 eingereicht wurde, wird auf dem Dach der neu errichteten Parkgarage montiert. Im Zuge dessen soll ebenso die Montage einer 650 kW Absorptionskälteanlage auf dem Dach des APZ-Gebäudes erfolgen.

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



Abbildung 51: Rendering der Kollektorfelder AVL I und AVL II. Im Vordergrund das 1.400 m² große Kollektorfeld am Dach des APZ-Gebäudes (AVL II) bzw. im Hintergrund das 1.580 m² große Kollektorfeld am Dach der Parkgarage (AVL I). (Bildquelle: S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design m.b.H.)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zu den Anlagen „AVL I - Solare Prozessintegration“, „AVL II und AVL III - solare Kühlung“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 52 dargestellt. Die Anlagenkomponenten der bereits errichteten Anlage „AVL I - solare Prozessintegration“ sind innerhalb roter Systemgrenzen dargestellt.

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

Das Monitoringkonzept umfasst sechs Wärmemengenzähler, 8 Temperatursensoren sowie einen Stromzähler.

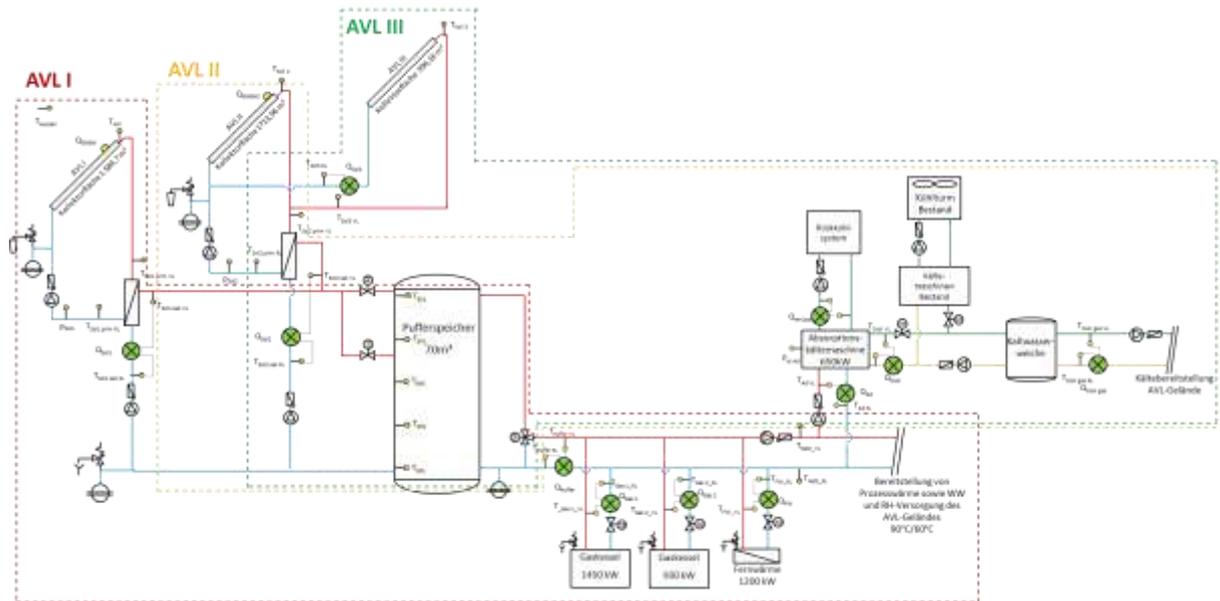


Abbildung 52: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „AVL“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

AVL III

T_Koll	Kollektortemperatur
T_Solar_VL_prim	Vorlauftemperatur Solar primär gesamt
T_Solar_RL_prim	Rücklauftemperatur Solar primär gesamt
Q_Solar_3	Wärmemengenzähler Solar primär
V_Solar_3	Durchfluss Solar primär
T_Solar_3_VL_sek	Vorlauftemperatur Solar primär
T_Solar_3_RL_sek	Rücklauftemperatur Solar primär
T_Puffer1_sek	Puffertemperatur
T_Puffer2_sek	Puffertemperatur
T_Puffer3_sek	Puffertemperatur
T_Puffer4_sek	Puffertemperatur
T_Puffer5_sek	Puffertemperatur
Q_Solar_2	Wärmemengenzähler Solar
V_Solar_2	Durchfluss Solar
T_Solar_2_VL_sek	Vorlauftemperatur Solar
T_Solar_2_RL_sek	Rücklauftemperatur Solar
Q_Ad	Wärmemengenzähler Adsorptionskältemaschine
V_Ad	Durchfluss Adsorptionskältemaschine
T_Ad_VL	Vorlauftemperatur Adsorptionskältemaschine
T_Ad_RL	Rücklauftemperatur Adsorptionskältemaschine
Q_cool	Wärmemengenzähler Kühlung
V_cool	Durchfluss Kühlung
T_cool_VL	Vorlauftemperatur Kühlung
T_cool_RL	Rücklauftemperatur Kühlung
Q_cool ges	Wärmemengenzähler Kühlung gesamt
V_cool ges	Durchfluss Kühlung gesamt

T_cool ges_VL	Vorlauftemperatur Kühlung gesamt
T_cool ges_RL	Rücklauftemperatur Kühlung gesamt
Q_recool	Wärmemengenzähler Rückkühlung
V_recool	Durchfluss Rückkühlung
T_recool_VL	Vorlauftemperatur Rückkühlung
T_recool_RL	Rücklauftemperatur Rückkühlung
Qel_Ad	Elektr. Energie AdsorptionsKM
Pel_Ad	Elektr. Leistung AdsorptionsKM

7.4.3 Kennzahlen der Simulation

Abbildung 53 gibt einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen für den spezifischen Solarertrag betreffend die Anlage „AVL III - Kühlung“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 405 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1333 kWh/m² erwartet.

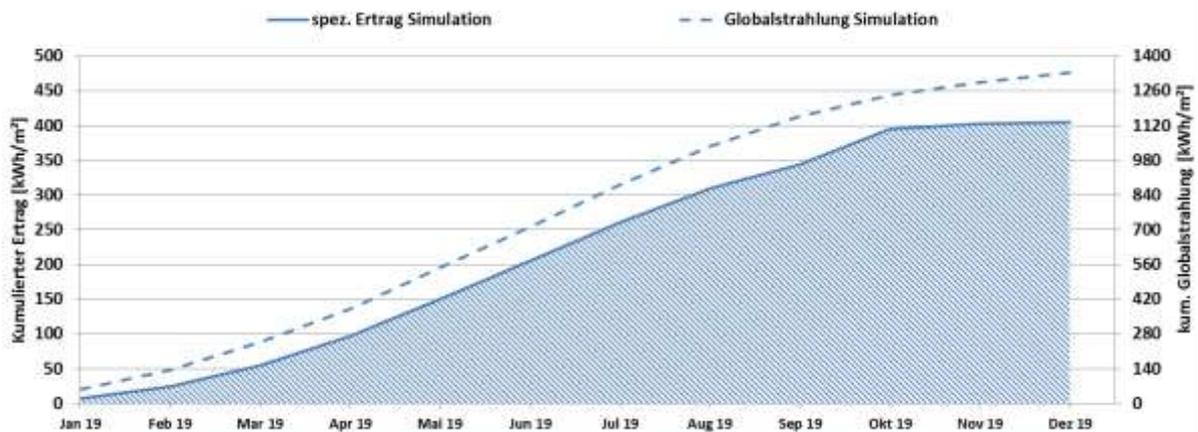


Abbildung 53: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „AVL III - Kühlung“

7.4.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage befindet sich nach wie vor in der Umsetzungsphase. Die Inbetriebnahme und damit der Start der Monitoringperiode ist für Ende des 2. Quartals 2020 geplant.

8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2010:

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

Fink et al., 2015:

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

Fink et al., 2016:

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

Fink et al., 2019a:

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

Fink et al., 2019b:

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

Fink et al., ZB 2018a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2018

Fink et al., ZB 2018b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Bernd Windholz, Max Blöchle, Franz Helminger: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2018

Fink et al., ZB 2020:

Christian Fink, Walter Becke, Marnoch Hamilton-Jones, Reinhard Pertschy: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2018“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2020