

2. Zwischenbericht zum Projekt

WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITFORSCHUNG ZUM FÖRDERPROGRAMM „SOLARTHERMIE – SOLARE GROßANLAGEN 2015“

Autoren

Christian Fink, Projektleitung
Walter Becke
Samuel Knabl

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Bernd Windholz
Max Blöchle
Franz Helminger

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Gleisdorf, im Jänner 2018

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien



Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Solare Großanlagen“ – (GZ B574480)

Programmabwicklung:

Kommunalkredit 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:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

A-1210 Wien, Donau-City-Straße 1
www.ait.ac.at



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	9
4	BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN IM BERICHTSZEITRAUM.....	11
5	VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN	13
6	KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH	15
7	BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....	17
7.1	LME Produktionshalle, OÖ	17
7.2	Gärtnerei Bach, W	38
7.3	Neue Volksschule Hallwang, S.....	44
7.4	Bauhof Aichinger, NÖ	48
7.5	Röm.-Kath. Pfarre St. Martin, S	54
7.6	SST Holding GmbH, V	60
7.7	Fuxsteiner & Heimberger OG, NÖ	65
7.8	Mikronetz St. Johann/Pongau, S	70
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	74

1 Kurzfassung

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

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden sechs erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 210 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 2016 bis November 2017) mit den 13 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 6 solarthermische Anlagen bereits umgesetzt wurden und 2 weitere in Umsetzung sind. Zwei Anlagen befinden sich in der Detailplanungsphase und 3 Anlagen werden nicht gebaut.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit 13 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 8 Projekte
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems bei insgesamt einem Projekt
- 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 2016 die

Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu kooperative Forschungsprojekten und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.

- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 8 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen, 11 Artikel in unterschiedlichen Zeitschriften und eine Diplomarbeit (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016) zeigen deutlich die geleisteten Beiträge des Begleitforschungsteams zur Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse in der Branche und tragen damit gleichzeitig zur Steigerung des Bekanntheitsgrades des Förderprogramms bei.

2 Einleitung

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

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden sechs erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 210 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.
- Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)
- 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 in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016 eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einer Vielzahl kooperativer Forschungsprojekte.
- 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 bisher 8 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen geleistet und 11 Artikel in entsprechenden Zeitschriften platziert werden. (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016). Des Weiteren wurde eine Masterarbeit im Rahmen der Begleitforschung betreut.
- Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an die ASTTP (Austrian Solar Thermal Technology Plattform) bzw. dem Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016).

Das Interesse am Programm erwies sich in den jeweiligen Programmausschreibungen mit 41 Fördereinreichungen im Jahr 2010, 58 Einreichungen im Jahr 2011, 46 im Jahr 2012, 39 im Jahr 2013, 50 im Jahr 2014, 25 im Jahr 2015, 21 im Jahr 2016, 15 im Jahr 2017 als enorm.

Im gegenständlichen Zwischenbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2015 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an den Endbericht des Projektes „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für das Ausschreibungsjahr 2010 sowie für die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2011 bis 2015 (Fink et al., 2015; Fink

et al., 2016a; Fink et al., 2016b; Fink et al., 2016c; Fink et al., 2017a; Fink et al., 2017b) erstellt.

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern im Monitoringprogramm (13 Projekte) Kontakt aufgenommen. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass nach heutigem Stand 6 solarthermische Anlagen bereits umgesetzt wurden und 2 weitere in Umsetzung sind. Zwei Anlagen befinden sich in der Detailplanungsphase und 3 Anlagen werden nicht gebaut (siehe Abbildung 1).

Hohe solare Deckungsgrade	m ²	Einspeisung in Wärmenetz	m ²
BauConsult real estate	123	Fuxsteiner & Heimberger OG	113
Volksschule Hallwang, S	300	NW Pöllau	149
Hotel Augut, S	770	Mikronetz Pongau, S	302
LME GmbH	104		

Neue Technologien	m ²	Prozesswärme	m ²
Gärtnerei Bach, W	126	-	-
Kwizda Agro GmbH	250		
Niederl - solarthermische KWK	68		
Röm.-Kath. Pfarre St. Martin	54		
SST Solar, V	200		
Aichinger Hoch- und Tiefbau GmbH	108		

Kombinierte Anwendungen	m ²
-	-

Anlage wird realisiert
Anlagenrealisierung ungewiss
Anlage wird nicht umgesetzt

Abbildung 1: Status Quo der Annahme der Förderverträge aufgeteilt nach den fünf Einreichkategorien (Förderprogramm 2015)

Von den 13 Anlagen ist bei 6 Projekten die Solaranlage schon in Betrieb, 2 Projekte werden gerade umgesetzt, für 2 Projekte befindet sich die Solaranlage in der Detailplanungsphase. Drei Projekte werden nicht umgesetzt.

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

Tabelle 1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 13 Projekten im Förderprogramm 2015

Nr.	Projektname und Bruttokollektorfläche	Projektstatus	Zuständigkeit Begleitforschung
1)	LME Walding, OÖ 104 m ² Kollektorfläche	Monitoring läuft	AIT
2)	Fuxsteiner & Heimberger OG, NÖ 113 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
3)	Gärtnerei Bach, W 126 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
4)	Mikronetz St. Johann/Pongau, S 302 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
5)	Neue Volksschule Hallwang, S 283 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC

6)	SST Solar, V 276 m ² Kollektorfläche	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit	AEE INTEC
7)	Baumarkt Aichinger, NÖ 108 m ² Kollektorfläche	Anlage in Umsetzung	AIT
8)	Röm.-Kath. Pfarre ST. Martin, S 65 m ² Kollektorfläche	Anlage in Umsetzung	AIT
9)	Golfresort Haugschlag, NÖ 123 m ² Kollektorfläche	Anlage in Detailplanungsphase	AIT
11)	Niederl - solarthermische KWK, ST 68 m ² Kollektorfläche	Anlage in Detailplanungsphase	AIT
12)	Hotel Augut, S 770 m ² Kollektorfläche	Anlage wird nicht umgesetzt	AEE INTEC
10)	Kwizda Agro, NÖ 250 m ² Kollektorfläche	Anlage wird nicht umgesetzt	AIT
13)	NW Pöllau, ST 149 m ² Kollektorfläche	Anlage wird nicht umgesetzt	AIT

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. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung befand sich ein Projekt in der einjährigen Monitoringphase, dementsprechend wurde bis dato eine Bestätigung ausgestellt.

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. So konnten manche Verbesserungsvorschläge bereits im Zuge der Umsetzung berücksichtigt werden.

Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern

Des Weiteren erfolgte für bisher 8 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 konnten diese Leistungen für 8 Anlagenbetreiber erbracht werden. Bei fünf Anlagen steht die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings kurz bevor, bei einer weiteren ist die Inbetriebnahme bereits abgeschlossen. Dies machte 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. 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.).

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“. Bisher wurden diese Visualisierungsmechanismen für 8 Projekte angewandt.

5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des bisherigen Projektzeitraums (Dezember 2016 bis November 2017) 8 Beiträge zu einschlägigen Veranstaltungen geleistet (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016).

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

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Verbreitungsaktivitäten im bisherigen Projektzeitraum

Art der	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Themen- veranstaltung	"Fernwärme der Zukunft" 4. April 2017, Graz	Solare Großanlagen in Wärmenetzen – Ergebnisse aus dem Förderprogramm des Klima- und Energiefonds	?
		Nutzungspotentiale von industrieller Abwärme, Solarthermie und saisonaler Speicherung für die Fernwärme der Zukunft	
Workshop	SDHp2m – Delegationsreise 10. Mai 2017, Friedrichshafen, Dänemark	Austrian funding program „Solarthermie – Solare Großanlagen“	15
Symposium	27. Symposium „Thermische Solarenergie“ 10. bis 12. Mai 2017, Bad Staffelstein, Deutschland	Solarthermie/Wärmepumpen- Kombinationen im Förderprogramm für solarthermische Anlagen in Österreich – Statuserhebung und Erfahrungsbericht	ca. 500
		Aggregierte Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms „Solare Großanlagen“ in Österreich	
Konferenz	International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 29. Oktober bis 2. November 2017, Abu Dhabi	Combined solar thermal and heat pump systems within the funding program of large-scale solar thermal systems in Austria – Status investigation and progress report	?
Workshop	Expertenforum Energiespeicher Beton, 8. November 2017, Wien	Monitoringergebnisse zu Projekten aus Wohnbau und Gewerbe mit hohen solaren Deckungsgraden und Bauteilaktivierung	ca. 160
Workshop	Science Brunch Solarthermie + thermische Speicher 27. November 2017, Wien	Begleitforschung Solarthermie – Solare Großanlagen	ca. 100
Konferenz	48th International Congress and Exhibition on Heating, Refrigeration and Air-Conditioning 6. bis 8. Dezember 2017, Belgrad	Scenarios for the integrated and cost- effective refurbishment of a social owned housing complex	?
Coaching webinar	SDHp2m- coaching webinar 13. Dezember 17	SDHp2m - Coaching webinar on solar/biomass	?

Des Weiteren wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, 11 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016).

Tabelle 3: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Projektzeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Artikel	BWK Das Energie-Fachmagazin Bd.69, 2017	Monitoring-Programm für große solarthermische Anlagen in Österreich Ergebnisse stimmen zuversichtlich
Artikel	tab Das Fachmedium der TGA-Branche Ausgabe 7-8/2017	Erfahrungen mit Solarthermieanlagen Ergebnisse aus einem Monitoring- Programm in Österreich
Artikel	a3 Building Technologies / Solutions Ausgabe 5-2017	Große Solar-Anlagen Gemanagt & gemessen
Artikel	EuroHeat&Power 46. Jg. 2017, Heft 9	Große Solar-Anlagen in Österreich Solare Wärmenetze unter Beobachtung
Artikel	HLK Heizung Lüftung Klimatechnik Ausgabe 5-2017	Thermische Energietechnologien/Trends und Förderungen Große Solarthermie-Anlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Der österreichische Installateur Ausgabe 5/2017	Schwerpunkt auf solaren Großanlagen
Artikel	TGA Technische Gebäudeausrüstung 5/2017	Monitoring-Programm Solarthermie Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Umweltschutz der Wirtschaft Ausgabe 2/2017	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig Förderung verlängert
Artikel	nachhaltige technologien, Erneuerbare Energien und Ressourceneffizienz Ausgabe 2017-3	Große Solaranlagen arbeiten zuverlässig
Artikel	Erneuerbare Energien, Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie Ausgabe 06/2017	Gekoppelte Thermie Solarwärme ist heute wieder gefragt - und lässt sich kombinieren
Online-Artikel	Erneuerbare Energien – Das Magazin für Wind-, Solar- und Bioenergie, SunMedia Verlags GmbH, 16. August 2017	Solarwärme Förderquoten von bis zu 45 Prozent

In unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2016 wurde, wie in Tabelle 4 angeführt, innerhalb des Berichtszeitraums eine akademische Arbeit verfasst.

Tabelle 4: Übersicht zu durchgeführten Master- und Diplomarbeiten im Projektzeitraum

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name DiplomandIn	Universität / Fachhochschule
Betriebsanalyse und Bewertung von Solarthermie- Wärmepumpen-Anlagen in Kombination mit innovativen Speicherlösungen	Andreas Maiold, 2017	FH Technikum Wien

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Von den 13 messtechnisch zu begleitenden Projekten aus dem Großanlagenprogramm 2015 stehen 5 Projekte kurz vor dem Beginn der einjährigen Monitoringsphase, für 1 Projekt hat die Monitoringphase bereits abgeschlossen und 2 Anlagen befinden sich noch in der Detailplanungsphase. Zur Darstellung der prognostizierten Ergebnisse zum Zeitpunkt der Einreichung werden in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen dieser 8 solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 2 zeigt dazu die aus der Einreichphase prognostizierten jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m^2 Aperturfläche und Jahr), Abbildung 3 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 ist. Vielmehr müssen die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Temperaturniveau der Anwendung, Kollektortype, etc.) genauso berücksichtigt werden wie die tatsächlichen Verhältnisse.

Die Monitoringperiode der Anlage „LME GmbH“ wurde mit Ende November abgeschlossen. Der solare Ertrag liegt rund 20 % unter dem prognostizierten Wert.

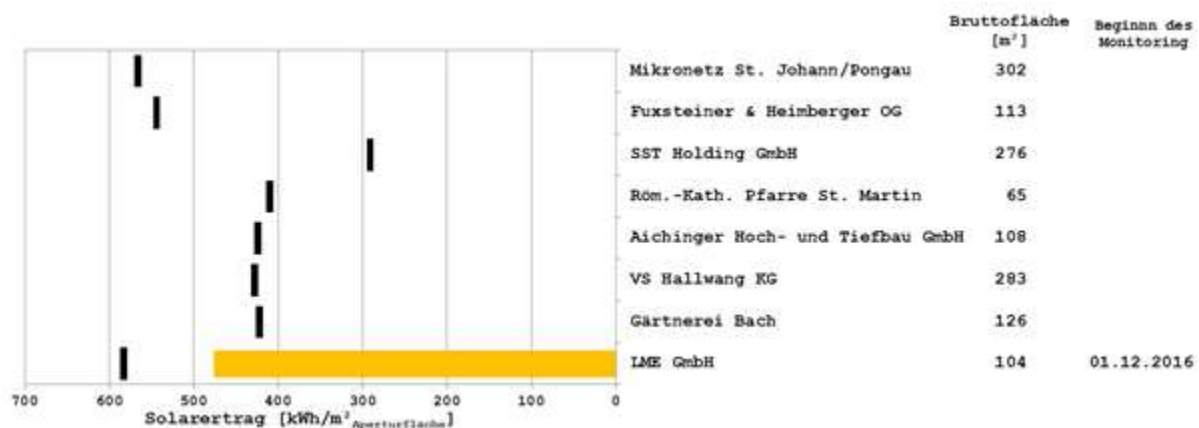


Abbildung 2: Darstellung der prognostizierten spezifischen Solarerträge (schwarze Striche) von 8 Projekten, die sich kurz vor Beginn des einjährigen Betrachtungszeitraums befinden bzw. bei der Anlage LME GmbH, deren Monitoringperiode bereits abgeschlossen ist

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

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

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

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

Entsprechend obiger Definition erreichte die Anlage „LME GmbH“ einen solaren Deckungsgrad von 46 % (dunkelroter Balken), wenn der Erdspeicher mit bilanziert wird. Wird ausschließlich über den Pufferspeicher bilanziert – also nur jene Solarenergie

berücksichtigt, welche direkt dem System genutzt werden kann – ergibt sich ein solarer Deckungsgrad (direkt) von 20 %.

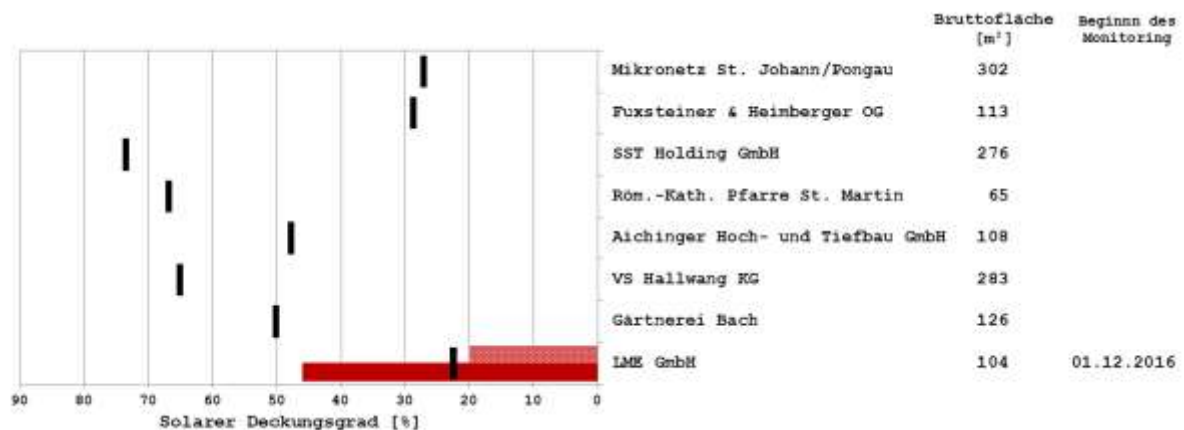


Abbildung 3: Darstellung der prognostizierten solaren Deckungsgrade (schwarze Striche) von 8 Projekten, die sich kurz vor Beginn des einjährigen Betrachtungszeitraums befinden bzw. bei der Anlage LME GmbH, deren Monitoringperiode bereits abgeschlossen ist

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

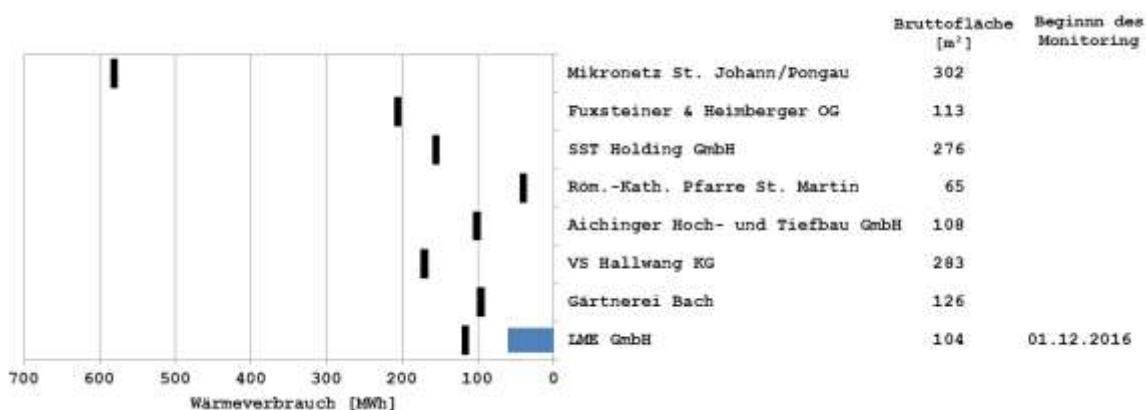


Abbildung 4: Darstellung der prognostizierten Wärmeverbräuche (schwarze Striche) von 8 Projekten, die sich kurz vor Beginn des einjährigen Betrachtungszeitraums befinden bzw. bei der Anlage LME GmbH, deren Monitoringperiode bereits abgeschlossen ist

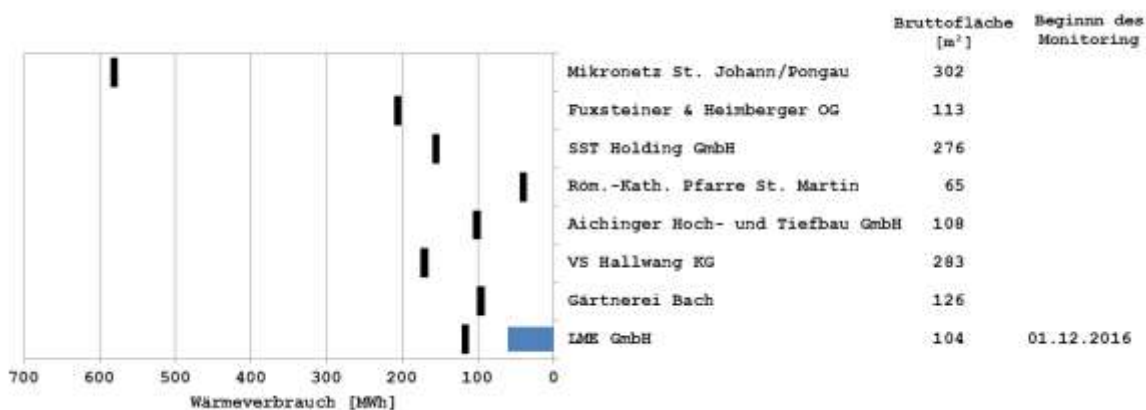


Abbildung 4: Darstellung der prognostizierten Wärmeverbräuche (schwarze Striche) von 8 Projekten, die sich kurz vor Beginn des einjährigen Betrachtungszeitraums befinden bzw. bei der Anlage LME GmbH, deren Monitoringperiode bereits abgeschlossen ist

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 LME Produktionshalle, OÖ

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	LME Produktionshalle
<u>Adresse:</u>	4111 Walding
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung mit Zirkulationsleitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	103 m ² (37 Stk.) CPC-Flachkollektor (Solarfocus)
<u>Ausrichtung:</u>	135° (Südosten)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	15 m ³ Pufferspeicher, 1.200 m ² Rohrmatten (Harfen) als Erdspeicher unter dem Gebäude einlagig verlegt, 2 m ³ Kältespeicher
<u>Nachheizung</u>	Sole/Wasser-Wärmepumpe mit aktivem Kühlmodus (Heizleistung 114 kW bei B0/W35, 106 kW bei B0/W55; Kühlleistung 138 kW bei B30/W7, 186 kW bei B30/W15), Stückholzkessel (75 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	46 % (Messwert)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	476 kWh/(m ² *a) (Messwert bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „LME Produktionshalle“ handelt es sich um die Einspeisung einer 103 m² großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Produktionsbetriebes im Bundesland Oberösterreich, siehe Abbildung 5. LME stellt Komponenten für Heizsysteme her, wie beispielsweise Frischwassermodule, Zirkulationsmodule, Fußboden- und Radiatorenverteilstationen, aber auch Solarschichtlademodule und Mischergruppen.

Die Produktions- und Lagerhalle des Neubaus hat eine Grundfläche von rund 1400 m². Das anschließende Bürogebäude hat eine Nutzfläche von rund 470 m², verteilt auf zwei Etagen. Raumheizung und -kühlung erfolgen über die Fußböden. Im Bürogebäude kann zusätzlich auch über eine zentrale Lüftungsanlage sowie dezentrale Umluftkühler gekühlt werden. Die Warmwasserversorgung erfolgt über ein Frischwassermodule. Eine Zirkulationsleitung wird von einem zweiten Frischwassermodule kleinerer Leistung versorgt.

Das 103 m² große Kollektorfeld ist auf dem Dach der Produktionshalle montiert und nach Südosten orientiert. Die Neigung der Kollektoren beträgt 45°. Neben einer Einspeisung in den Pufferspeicher (15 m³ als Raumheizungspuffer und zur Versorgung für die Frischwassermodule) findet eine Übertragung solarer Wärme in das Erdreich unter dem Gebäude mit dem Ziel der saisonalen Energiespeicherung statt. Dieser Erdspeicher besteht aus 1.200 m² Registermatten, die in eine Sandschicht eingebettet sind. Darüber befindet sich eine 12 cm starke Wärmedämmschicht aus XPS-Hartschaum. Der Erdspeicher dient im Heizfall der umkehrbaren Sole/Wasser-Wärmepumpe als Wärmequelle. Neben der Solarenergie wird auch die Abwärme aus der Raumkühlung in den Erdspeicher eingespeist. Mit diesem Energiesystem soll die Wärmeversorgung zu

rund 26 % über Solarwärme erfolgen (Jahreswert aus der Simulationsberechnung). Die Nachheizung erfolgt über einen Stückholzkessel.



Abbildung 5: LME Produktionshalle mit Solarthermie-Kollektoren (im Bild links) und Photovoltaikmodulen (im Bild rechts). Quelle: LME

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikkonzept soll sowohl den Heiz- als auch den Kühlbedarf des Gebäudes decken. Um Energie saisonal speichern zu können, wurden unter der Bodenplatte des Gebäudes flächendeckend 1.200 m² Rohrmatten (Harfen) einlagig verlegt. Dieser Erdspeicher ist nur zur Bodenplatte hin wärmegeklämt, in die anderen Richtungen (seitlich und nach unten) ist keine Dämmung vorhanden.

Die Solaranlage kann je nach Temperaturniveau in drei unterschiedliche Bereiche des Pufferspeichers (15 m³) sowie in den Erdspeicherkreislauf einspeisen. Das oberste Viertel des Pufferspeichers wird neben der Solaranlage auch von der Sole/Wasser-Wärmepumpe (Heizleistung 114 kW bei B0/W35, 106 kW bei B0/W55) geladen, die als Wärmequelle den Erdspeicherkreislauf nutzt. Der Erdspeicherkreislauf kann von der Solaranlage und der Wärmepumpe zeitgleich genutzt werden (sowohl im Heiz- als auch im Kühlbetrieb). Ein Stückholzkessel (75 kW) dient als Backup, mit dem im Bedarfsfall überdies eine höhere Puffertemperatur als mit der Wärmepumpe, deren maximale Austrittstemperatur auf 55 °C begrenzt ist, erreicht werden kann.

Der Pufferspeicher wird von der Raumheizung und der Warmwasserbereitung samt Zirkulationsleitung entladen. Die Raumheizungskreise (104 kW; Fußböden und Heizregister in der zentralen Lüftungsanlage) nutzen das obere Drittel des Pufferspeichers. Das Frischwassermodule, das den Warmwasserverbrauch deckt (60 kW), nutzt das gesamte Puffervolumen. Das zweite Frischwassermodule, das die Zirkulationsleitung bedient (5 kW), nutzt nur das obere Drittel des Pufferspeichers.

Aus den Auslegungstemperaturen ergibt sich ein Verbesserungsvorschlag zum Hydraulikschema. Die Vorlauftemperatur aus dem Pufferspeicher zum Heizungsverteiler wird von der Wärmepumpe auf etwa 50 °C gehalten (abhängig von der Außentemperatur). Auf diese Vorlauftemperatur ist nur das Heizregister der Lüftung ausgelegt. Die Auslegungstemperatur der beiden Fußbodenheizungskreise ist geringer und die Temperatur wird entsprechend heruntergemischt (Büro: 40 °C, Halle: 35 °C).

Alle vier Raumheizungs-/kühlungskreise sind jedoch an einen Verteiler angeschlossen. Da sich die geplanten Vorlauftemperaturen im Heizbetrieb um bis zu 14 K unterscheiden, sollte die Pufferentnahme aus verschiedenen Ebenen erfolgen. Die beiden Fußbodenheiz-/kühlkreisläufe und der Kühlkreislauf „Umluftkühler und Kühlregister Lüftung“ werden auf dem Heizungsverteiler belassen, der allerdings aus einer kühleren Schicht des Pufferspeichers versorgt wird. Das Heizregister der Lüftung wird vom Verteiler abgeschlossen und separat weiterhin aus dem obersten Bereich des Puffers versorgt. Dieser Eingriff in die Verrohrung würde die Einspeisung von Solarenergie begünstigen und die nötige Nachheizung reduzieren. Diesbezüglich wurde der Betreiber vom Team der Begleitforschung informiert, eine Änderung der hydraulischen Anschlüsse ist bislang ausgeblieben.

Im Kühlfall wird die Wärmepumpe umgekehrt betrieben (Kühlleistung 138 kW bei B30/W7, 186 kW bei B30/W15), sodass der Erdspeicher als Wärmesenke für die Kühllast dient. Die Raumwärme wird dabei über die Fußböden (42,5 kW), ein Kühlregister in der zentralen Lüftungsanlage sowie dezentrale Umluftkühler (12,5 kW) abgeführt. Die geplante Vorlauftemperatur im Kühlbetrieb beträgt 16 °C für die Fußböden und 10 °C für Lüftungsanlage und Umluftkühler. Ein Kältespeicher (2 m³) reduziert die Taktzyklen der Wärmepumpen.

Die Speicherung von Solarenergie und von Abwärme aus der Raumkühlung soll das Temperaturniveau im Erdspeicher längerfristig heben, um die Effizienz der Wärmepumpe im Heizfall zu erhöhen und so den Bedarf an elektrischer Energie zu minimieren.

Abbildung 6 zeigt das Monitoringkonzept dieser Anlage. Acht Wärmemengenzähler, zwei Stromzähler, 25 Temperatursensoren, ein Globalstrahlungssensor, ein Drucksensor im Solarprimärkreis sowie zwei Ventilstellungen bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

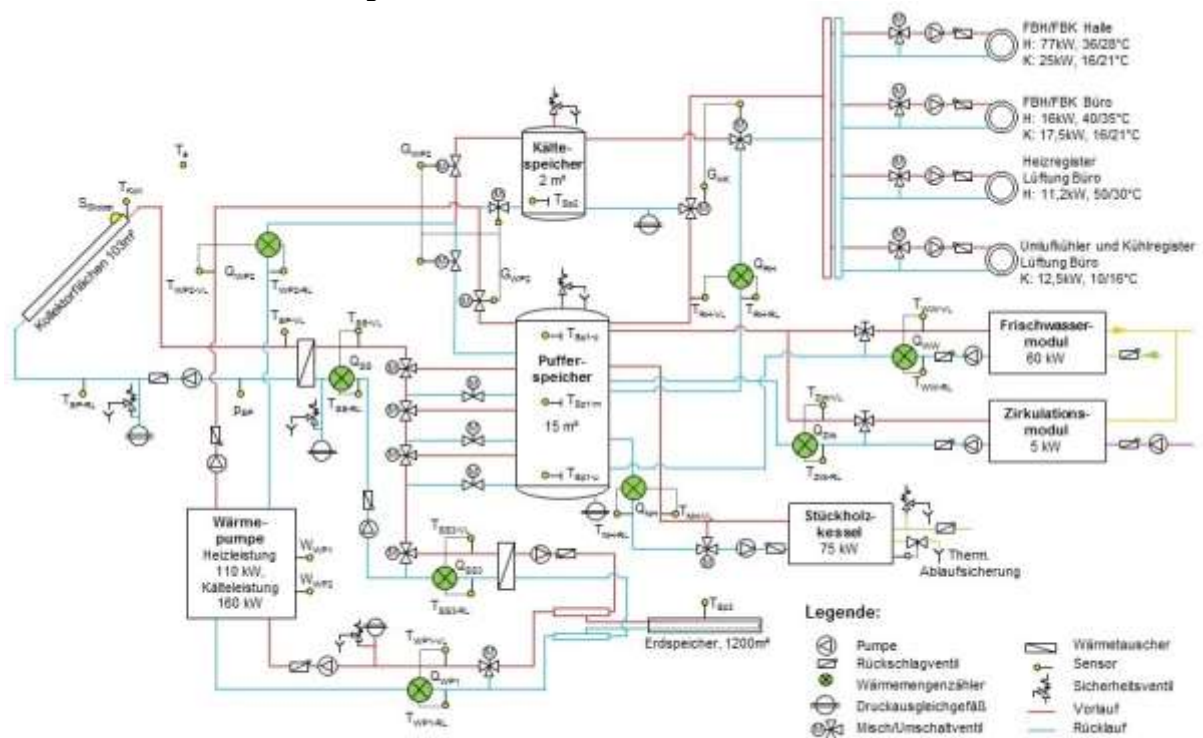


Abbildung 6: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „LME Produktionshalle“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_a	Temperatur der Außenluft
T_{Koll}	Kollektortemperatur
p_{SP}	Drucksensor im Solar-Primärkreis
$T_{\text{SP-VL}}$	Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis
$T_{\text{SP-RL}}$	Rücklauftemperatur im Solarprimärkreis
Q_{SS}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
$T_{\text{SS-VL}}$	Vorlauftemperatur im Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
$T_{\text{SS-RL}}$	Rücklauftemperatur im Solarsekundärkreis am Solarwärmetauscher
Q_{SS3}	Wärmemengenzähler Solarenergie an den Erdspeicherwärmetauscher
$T_{\text{SS3-VL}}$	Solarvorlauftemperatur zum Erdspeicherwärmetauscher
$T_{\text{SS3-RL}}$	Solarrücklauftemperatur vom Erdspeicherwärmetauscher

Speicher

$T_{\text{Sp1-o}}$	Temperatur im Pufferspeicher oben
$T_{\text{Sp1-m}}$	Temperatur in Pufferspeicher Mitte
$T_{\text{Sp1-u}}$	Temperatur im Pufferspeicher unten
T_{Sp2}	Temperatur im Kältespeicher
T_{Sp3}	Temperatur im Erdspeicher

Nachheizung bzw. Kühlung

Q_{WP2}	Wärmemengenzähler auf der Nutzerseite der Wärmepumpe
$T_{\text{WP2-VL}}$	Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe
$T_{\text{WP2-RL}}$	Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe
Q_{WP1}	Wärmemengenzähler zwischen Wärmepumpe und dem Erdspeicher
$T_{\text{WP1-VL}}$	Vorlauftemperatur (gemischt) vom Erdspeicher zur Wärmepumpe
$T_{\text{WP1-RL}}$	Rücklauftemperatur der Wärmepumpe zum Erdspeicher
W_{WP1}	Stromzähler des Verdichters 1 der Wärmepumpe
W_{WP2}	Stromzähler des Verdichters 2 der Wärmepumpe
G_{WP2}	Heiz- bzw. Kühlbetrieb der Wärmepumpe
Q_{NH}	Wärmemengenzähler Stückholzkessel
$T_{\text{NH-VL}}$	Vorlauftemperatur des Stückholzkessels
$T_{\text{NH-RL}}$	Rücklauftemperatur des Stückholzkessels

Raumheizung

Q_{RH}	Wärmemengenzähler Raumheizung
$T_{\text{RH-VL}}$	Vorlauftemperatur zum Raumheizungsverteiler
$T_{\text{RH-RL}}$	Rücklauftemperatur des Raumheizungsverteilers
G_{HK}	Heiz- bzw. Kühlbetrieb des Gebäudes

Warmwasserbereitung und Zirkulation

Q_{WW}	Wärmemengenzähler Frischwassermodul
$T_{\text{WW-VL}}$	Vorlauftemperatur (gemischt) zum Frischwassermodul
$T_{\text{WW-RL}}$	Rücklauftemperatur des Frischwassermoduls
Q_{Zirk}	Wärmemengenzähler Zirkulationsmodul
$T_{\text{Zirk-VL}}$	Vorlauftemperatur zum Vormischer des Zirkulationsmoduls
$T_{\text{Zirk-RL}}$	Rücklauftemperatur des Zirkulationsmoduls

7.1.3 Energiebilanzen

Die in Abbildung 7 dargestellte Energiebilanz des Projekts „LME Produktionshalle“ zeigt einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme in den

Pufferspeicher; dunkelrot: Nachheizung durch die Wärmepumpe; hellrot: Nachheizung durch den Stückholzkessel) und andererseits die den Verbrauchern zur Verfügung gestellte Wärmemenge (gelb: Frischwassermodul; violett: Zirkulationsmodul; grün: Raumheizung). Der Erdspeicher wird in dieser Darstellung nicht mitbilanziert. Frischwasser- und Zirkulationsmodul wurden im Monitoringzeitraum kaum genutzt, daher ist ihr Energiebedarf im Diagramm nicht bis kaum erkennbar. Lediglich in den Sommermonaten ist ein Wärmeverbrauch für die Warmwasserzirkulation im Diagramm erkennbar. Der Stückholzkessel war nur in den Monaten März, April, Oktober sowie November in Betrieb und diente als Backup für die Wärmepumpe. Aufgrund von Speicher- und Leitungsverlusten müsste der Wärmeoutput immer größer als der Wärmeinput in den Pufferspeicher sein, was in den ersten drei Monaten des Monitoringzeitraums nicht der Fall war. Die Abweichung in diesen Monaten liegt im Bereich der Messunsicherheit der Wärmezähler, die bei Zählern der Klasse 2 zumindest 3 % beträgt (abhängig von den tatsächlichen Messwerten von Durchfluss und Temperaturdifferenz sind auch größere Unsicherheiten zulässig). Um mögliche Fehlerursachen sicher ausschließen zu können, wurde zusätzlich geprüft, ob die zulässigen Messbereiche von Durchfluss und Temperaturdifferenz eingehalten wurden. Die Durchflüsse jener Wärmezähler, die relevante Energiemengen gezählt haben, waren in den Monaten von Dezember 2016 bis Februar 2017 nur zu weniger als 1 % außerhalb ihres zulässigen Messbereichs. Allerdings waren die Temperaturdifferenzen der beiden Solarzähler (SS und SS3) sowie des Zählers auf der Nutzerseite der Wärmepumpe (WP2) in 6 bis 21 % der Betriebszeit unterhalb der mindestens geforderten Temperaturdifferenz. Dadurch erhöht sich die Messunsicherheit der Zähler (Klasse 2 wird vom Hersteller nicht mehr garantiert) und es kommt eher zu scheinbar physikalisch unmöglichen Energiebilanzen.

Ein Grund für die zu geringen Temperaturdifferenzen sind die sehr dynamisch geregelten Pumpendrehzahlen, die im Kapitel „Detailbetrachtung“ exemplarisch dargestellt sind.

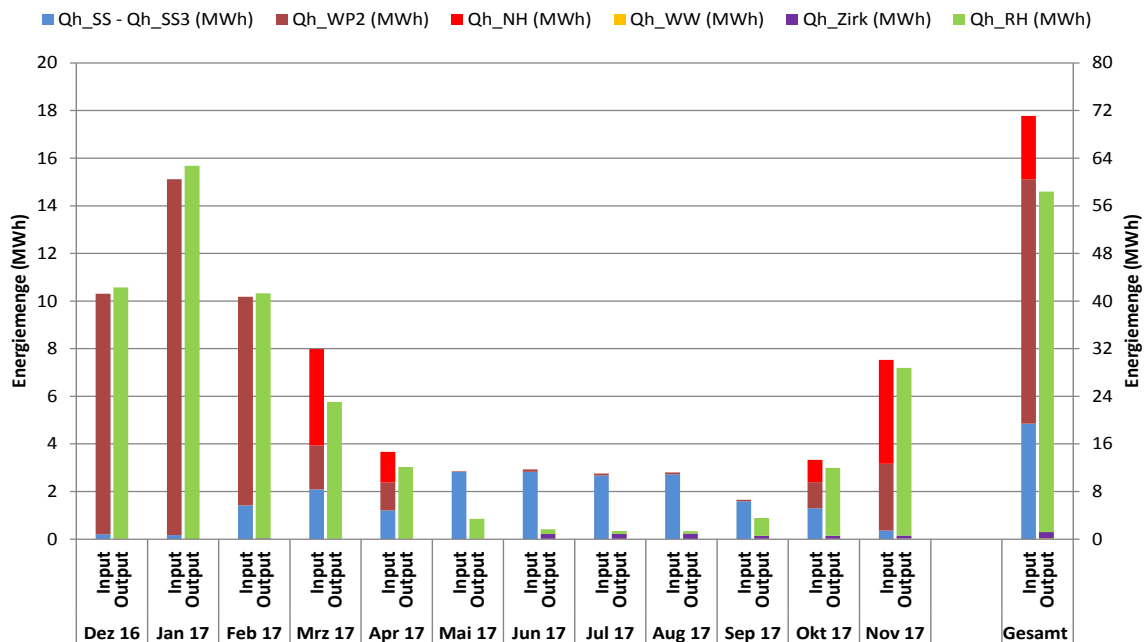


Abbildung 7: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

In Abbildung 8 sind die Inputs und Outputs aus Abbildung 3 zusammengefasst und gemeinsam mit der mittleren Pufferspeichertemperatur und den maximalen sowie minimalen im Pufferspeicher gemessenen Temperaturen dargestellt. Im Winter liegt die mittlere Pufferspeichertemperatur bei nur ca. 30 °C, im Sommer kommt es zu einer

signifikanten Temperaturanhebung auf 67 °C (Juli 2017). Die während des Sommers mit der Solaranlage in den Pufferspeicher eingespeiste Wärme wird bereits während der Monate September und Oktober vollständig entnommen. Die Temperaturspitzen im März und November werden durch die Verwendung des Stückholzkessels (siehe Abbildung 7) hervorgerufen (Überschuss an eingespeister Wärme ggü. entnommener Wärme).

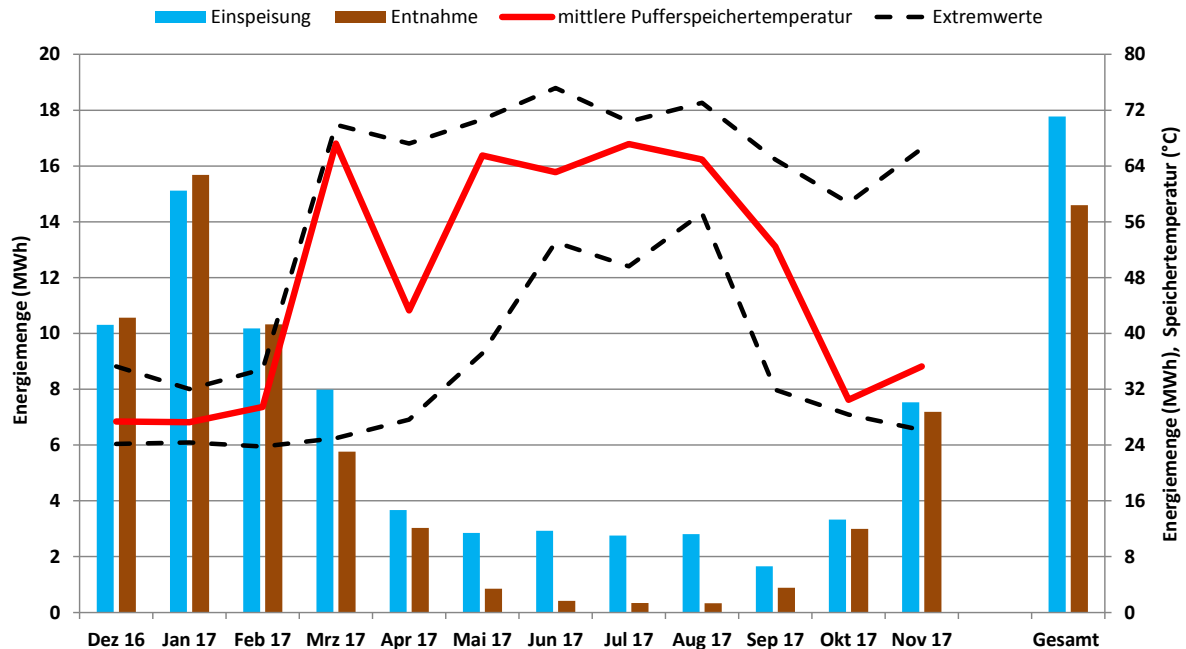


Abbildung 8: Energiebilanz Gesamtsystem für den Heizfall der Anlage „LME Produktionshalle“ vereinfacht und Pufferspeichertemperatur im Monitoringzeitraum

Die in Abbildung 9 dargestellten Energieströme an der Sole/Wasser-Wärmepumpe umfassen einerseits die den beiden Verdichtern zugeführte elektrische Energie (gelb: Stromzähler 1; grün: Stromzähler 2) und andererseits den messbaren Nutzen (rot: in den Pufferspeicher während des Heizbetriebs eingespeiste Wärme; lila: im Kühlbetrieb vom Kältespeicher abgeführte Wärme). Wie im Diagramm gut ersichtlich ist, gibt es keine Überschneidungen beim Heiz- und Kühlbetrieb der Wärmepumpe. So wird in den Monaten Dezember bis April und Oktober bis November ausschließlich geheizt und in den Monaten Mai bis August ausschließlich gekühlt. Der im September gemessene Heiz- und Kühlbedarf ist vernachlässigbar klein, weswegen keine Zuordnung der Betriebsweise und Berechnung von Arbeitszahlen erfolgt ist. Aus dem Verhältnis von Nutzen (Heizung und Kühlung) zu elektrischem Aufwand ergibt sich die Arbeitszahl (schwarzes Kreuz für Heizperiode, oranger Punkt für Kühlperiode). Die meisten monatlichen Arbeitszahlen liegen zwischen drei und vier, lediglich im Mai und Oktober liegt sie zwischen vier und fünf. Im Mai liegt die hohe Arbeitszahl (Kühlperiode) an der noch niedrigen Temperatur im Erdspeicher von ca. 18 °C (siehe Abbildung 11). Im Oktober wirkt sich die hohe Erdreichtemperatur von ca. 22 °C ebenfalls positiv auf die Arbeitszahl (Heizperiode) aus. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe für die Heizperiode beträgt 3,36. Für die Kühlperiode beträgt sie 3,87.

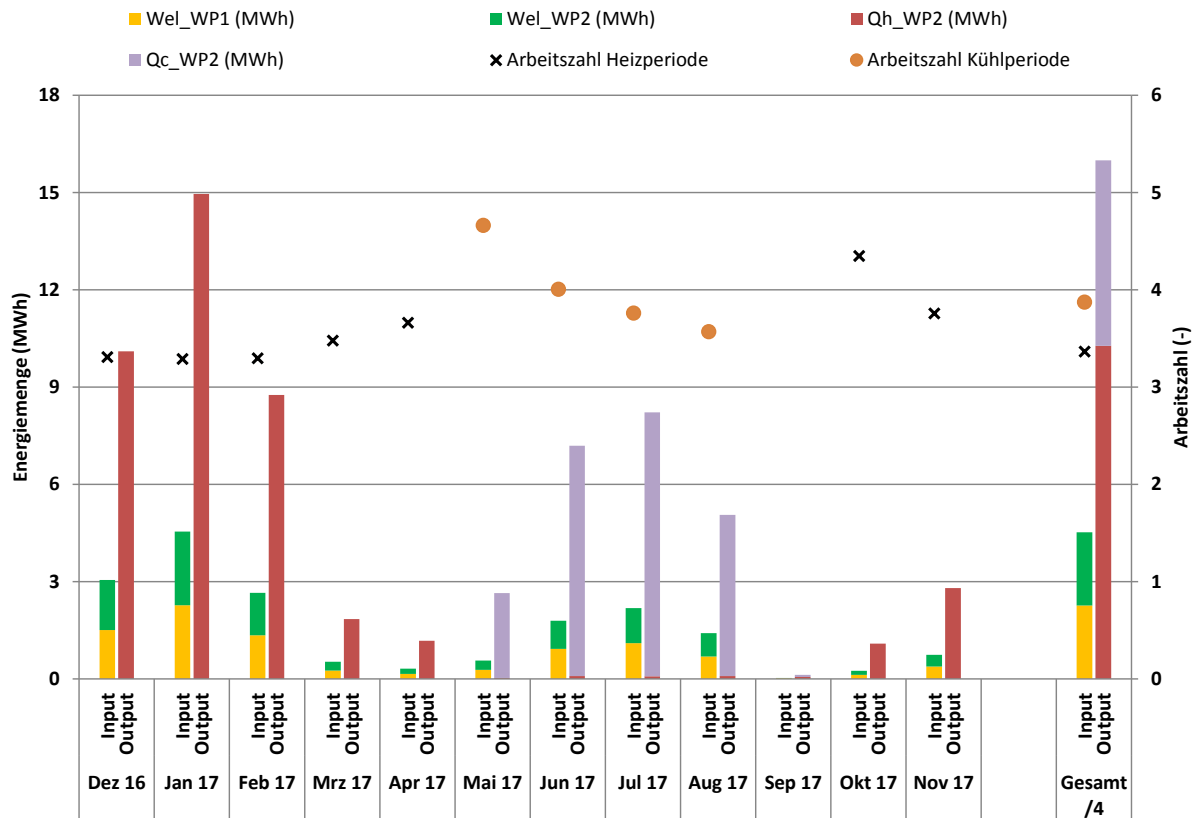


Abbildung 9: Elektrischer Aufwand und Nutzenergie an sowie Arbeitszahl der Wärmepumpe der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

Abbildung 10 stellt die Energiebilanz des Erdspeichers dar. Die Inputs (gelb: Solaranlage; blau: bei der Kältebereitstellung durch die Wärmepumpe an den Erdspeicher abgeführte Abwärme) sind dem Output (rot: beim Heizen durch die Wärmepumpe dem Erdspeicher entnommene Erdwärme) gegenübergestellt. Es ist erkennbar, dass im Laufe eines Jahres mehr als doppelt so viel Wärme in den Erdspeicher eingespeist wird, als entnommen wird. Dies ist zum einen auf Wärmeflüsse zum umgebenden Erdreich zurückzuführen und zum anderen darauf, dass der Speicherladezustand am Ende des Monitoringzeitraumes höher war, als zu Beginn des Monitoringzeitraumes (siehe auch Abbildung 11).

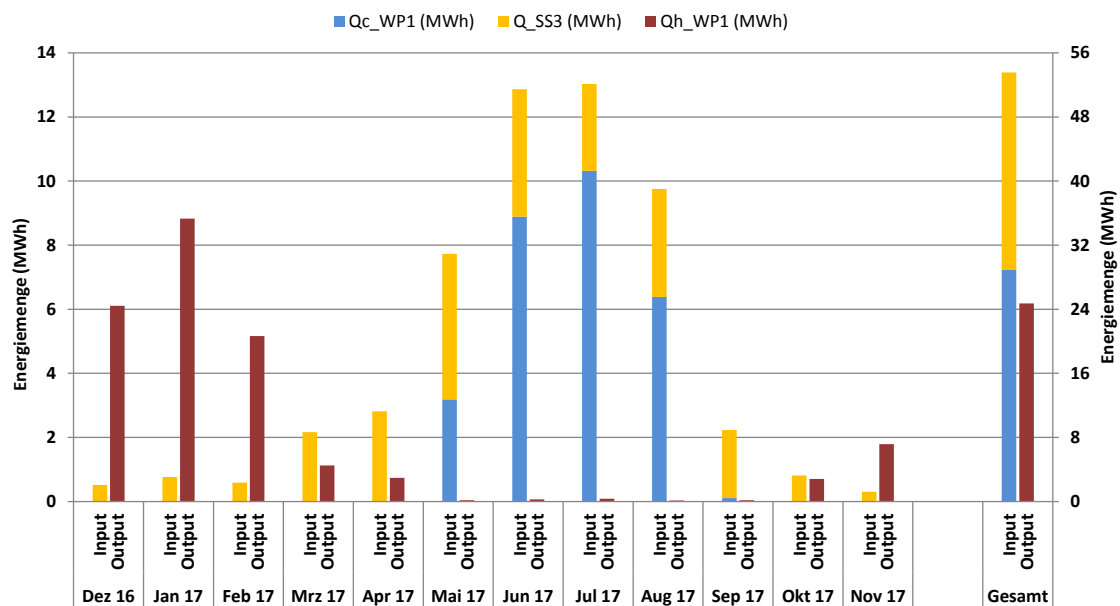


Abbildung 10: Energiebilanz des Erdspeichers der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

In Abbildung 11 ist die Energiebilanz des Erdspeichers erneut, jedoch vereinfacht, dargestellt, da die Inputs zusammengefasst wurden. Des Weiteren sind die Speichertemperatur (letzter Zeitschritt des jeweiligen Monats) und die maximalen bzw. minimalen gemessenen Temperaturwerte des jeweiligen Monats aufgetragen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Erdspeichertemperatur durch die Wärmeentnahme der Wärmepumpe im Jänner auf ein Jahres-Minimum von ca. 7,5 °C fällt. Durch die sinkende Wärmebereitstellung der Wärmepumpe und den gleichzeitig vermehrten solaren Eintrag steigt die Erdspeichertemperatur ab Februar wieder. Der signifikante Temperaturanstieg im Sommer ist einerseits auf den eingespeisten Solarertrag, andererseits auf die eingespeiste Abwärme der Kältebereitstellung durch die Wärmepumpe zurückzuführen. Die Erdspeichertemperatur beträgt am 30.11.2016 15,9 °C (im Diagramm nicht dargestellt) und am 30.11.2017 19,4 °C. Daraus ergibt sich am 30.11.2017 ein um 3,5 K höherer Speicherladezustand. Wie bereits oben ausgeführt, ist diese Einspeicherung die Ursache für die dargestellte Differenz zwischen Input und Output.

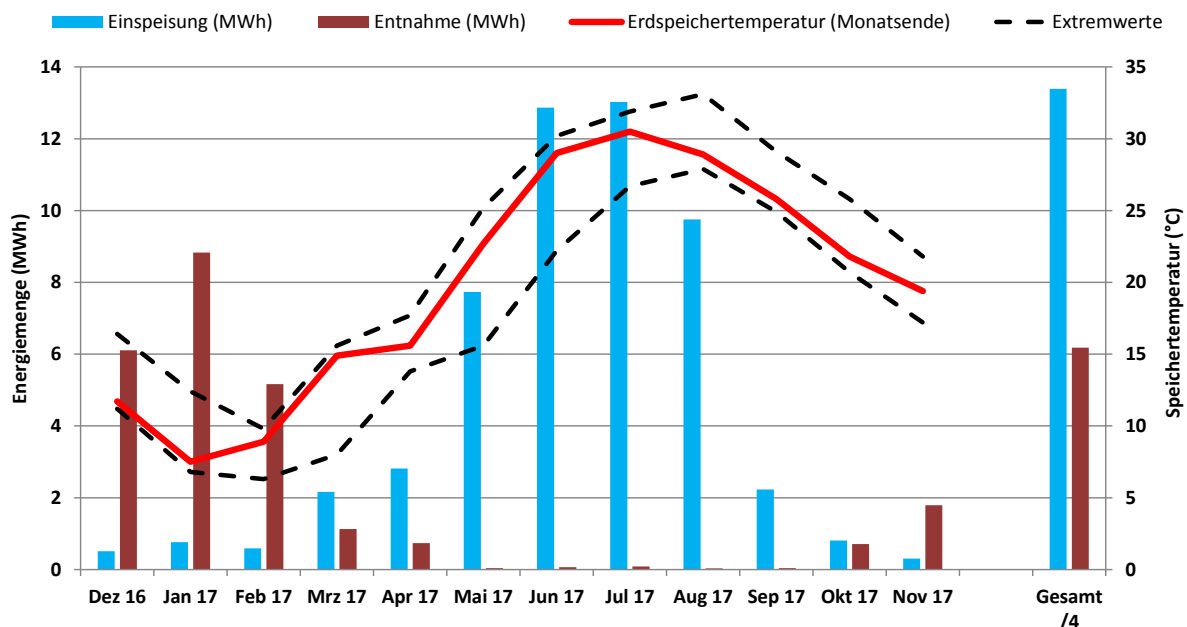


Abbildung 11: Energiebilanz des Erdspeichers der Anlage „LME Produktionshalle“ vereinfacht und Pufferspeichertemperatur im Monitoringzeitraum

7.1.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag im Monitoringzeitraum einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die mit dem Programm T*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Im Gegensatz zur tatsächlichen Ausführung (südöstliche Ausrichtung) wurde in der Simulationsrechnung eine südwestliche Ausrichtung der Solarkollektoren angenommen. Abbildung 12 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde mit 579 kWh/(m²*a) angegeben. Die im Monitoring gemessene Einstrahlung (gelb gestrichelt) ist mit der Prognose (gelb durchgezogen) beinahe ident, der gemessene Solarertrag (rot) ist rund 20 % geringer als simuliert und ergibt sich zu 476 kWh/(m²*a). Der Grund für den geringeren Ertrag ist im niedrigeren

Verbrauch im Vergleich zur Prognose zu suchen. Der gemessene Solarertrag in den Erdspeicher (rot strichliert) wurde mit etwa 210 kWh/(m²*a) gemessen.

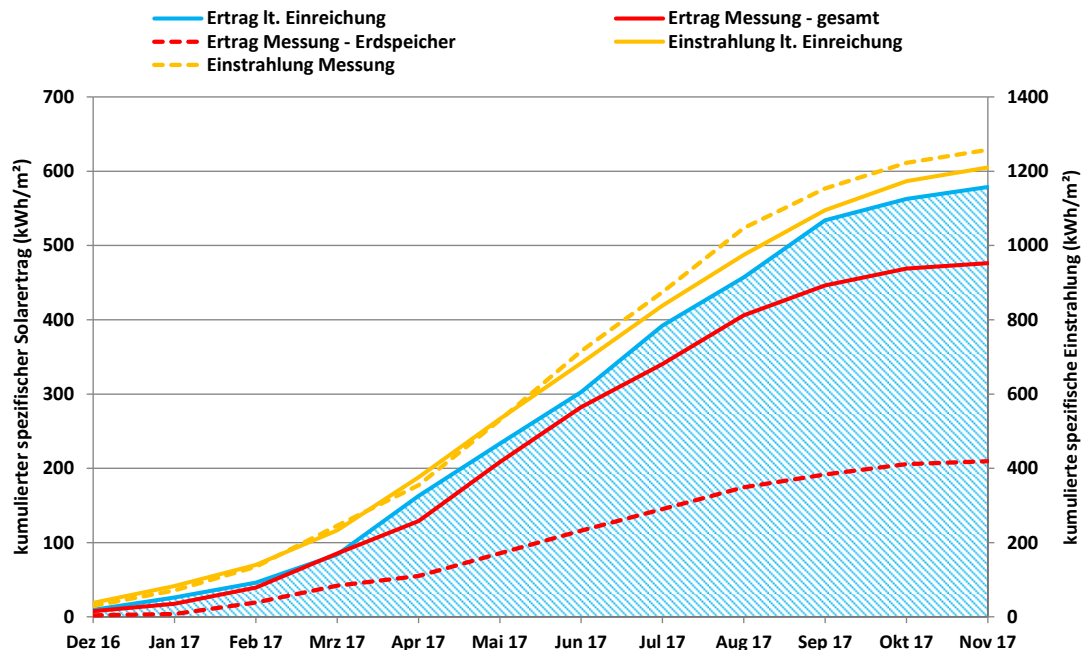


Abbildung 12: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

Der Verbrauch laut Einreichung ist in Abbildung 13 kumuliert dargestellt. Der Jahresverbrauch kommt in den Einreichunterlagen auf 112 MWh. Der gemessene Verbrauch (rot) beträgt mit rund 60 MWh ca. 55 % des prognostizierten Werts (blau). Die Differenz ist voraussichtlich auf Abweichungen der für die Einreichung getroffenen Annahmen zur Berechnung des Heizwärmebedarfs von der tatsächlichen Situation zurückzuführen.

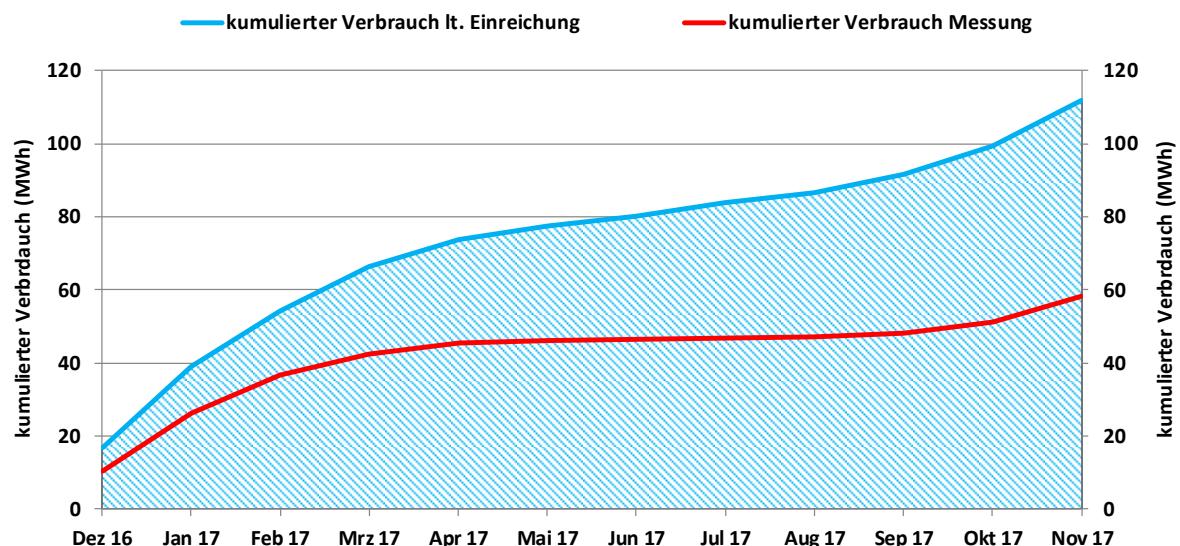


Abbildung 13: Verbrauch gemessen und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung der Anlage „LME Produktionshalle“ im Monitoringzeitraum

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert ist in Abbildung 14 dargestellt. Für den gemessenen solaren Deckungsgrad (kurz SD) wurde in der Abbildung einerseits der „SD Messung – gesamt“ (Definition: Wärmeinput

der Solaranlage dividiert durch die Summe der Wärmeinputs der Solaranlage, der Wärmepumpe und des Stückholzkessels) sowie der „SD Messung – direkt“ (Definition: Wärmeinput der Solaranlage in den Pufferspeicher dividiert durch die Summe der Wärmeinputs der Solaranlage, der Wärmepumpe und des Stückholzkessels) angeführt. Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition Prognose: Prognostizierter Wärmeinput der Solaranlage dividiert durch die Summe der Wärmeinputs aller in der Simulation enthaltener Wärmeerzeuger) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 22 % angegeben. Der gemessene „SD Messung – gesamt“ ist im Monitoringzeitraum mit 46 % deutlich höher als der Simulationswert.

Die Unterschiede zwischen den Einreichungsunterlagen und der Messung sind vor allem darauf zurückzuführen, dass der Erdspeicher in der Simulationsumgebung nicht wirklichkeitsgetreu abgebildet werden konnte. Der höhere gemessene solare Deckungsgrad und der geringere spezifische Solarertrag sind die Folgen von den Unterschieden zwischen der Anlagenkonfiguration in den Einreichunterlagen und der vermessenen Konfiguration.

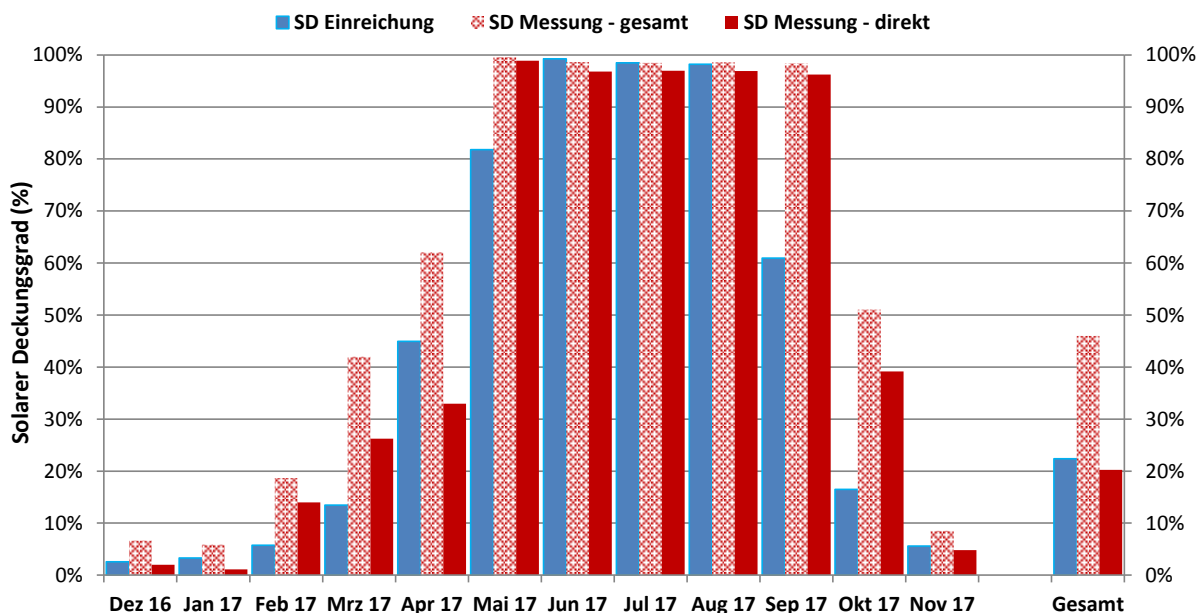


Abbildung 14: Solarer Deckungsgrad gemäß der eingereichten Simulationsrechnung sowie gemessen (gesamt und direkt) der Anlage „LME Produktionshalle“

7.1.5 Detailbetrachtung

Das Betriebsverhalten der Solaranlage wurde anhand den Abbildung 15 bis Abbildung 21 an je einem Tag im Winter, Frühling und Sommer untersucht. In Abbildung 15 sind die Temperaturen des Solarsystems und die Globalstrahlung für den 24.04.2017 dargestellt. Ergänzend zur Abbildung 15 zeigt Abbildung 16 die Leistungen im Solarsekundärkreislauf und die eingestrahelte Leistung auf die Solarkollektoren. Dabei ist erkennbar, dass die Solaranlage zwischen etwa 8:30 Uhr und 16:30 Uhr Wärme in den Pufferspeicher speist und ab etwa 16:30 Uhr bis etwa 19:00 Uhr Wärme in den Erdspeicher übertragen wird. Einstrahlung und Rücklauftemperatur des Solarsystems sind quasistationär, der Durchfluss im Solarsekundärkreis weist vor allem bei der Pufferbeladung ein übliches Regelverhalten auf, das nicht mit nennenswerten Nachteilen verbunden ist. Am dargestellten Tag ist die Auswirkung eine häufige Temperaturänderung der Kollektoren (10 K, etwa 10 Mal pro Stunde).

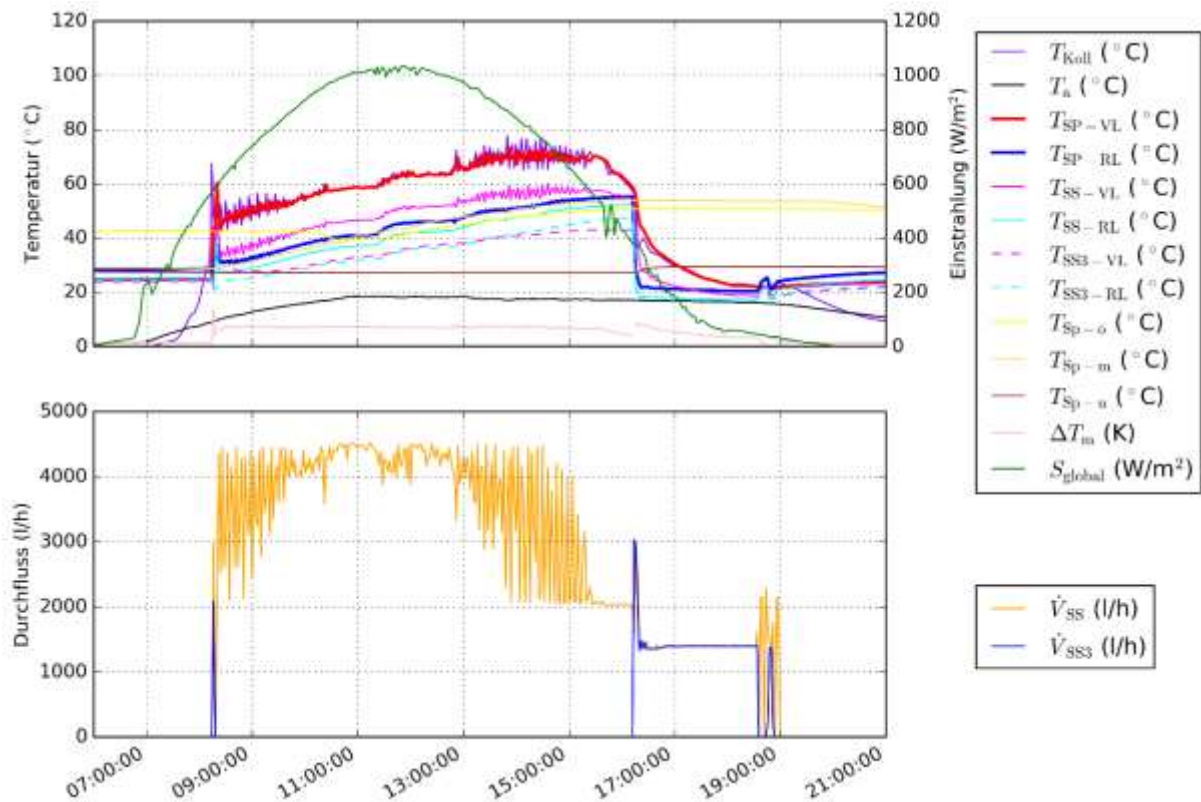


Abbildung 15: Temperatur eines Kollektors, der Außenluft, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems und im Pufferspeicher, sowie Globalstrahlung und Durchfluss im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher. (24.04.2017)

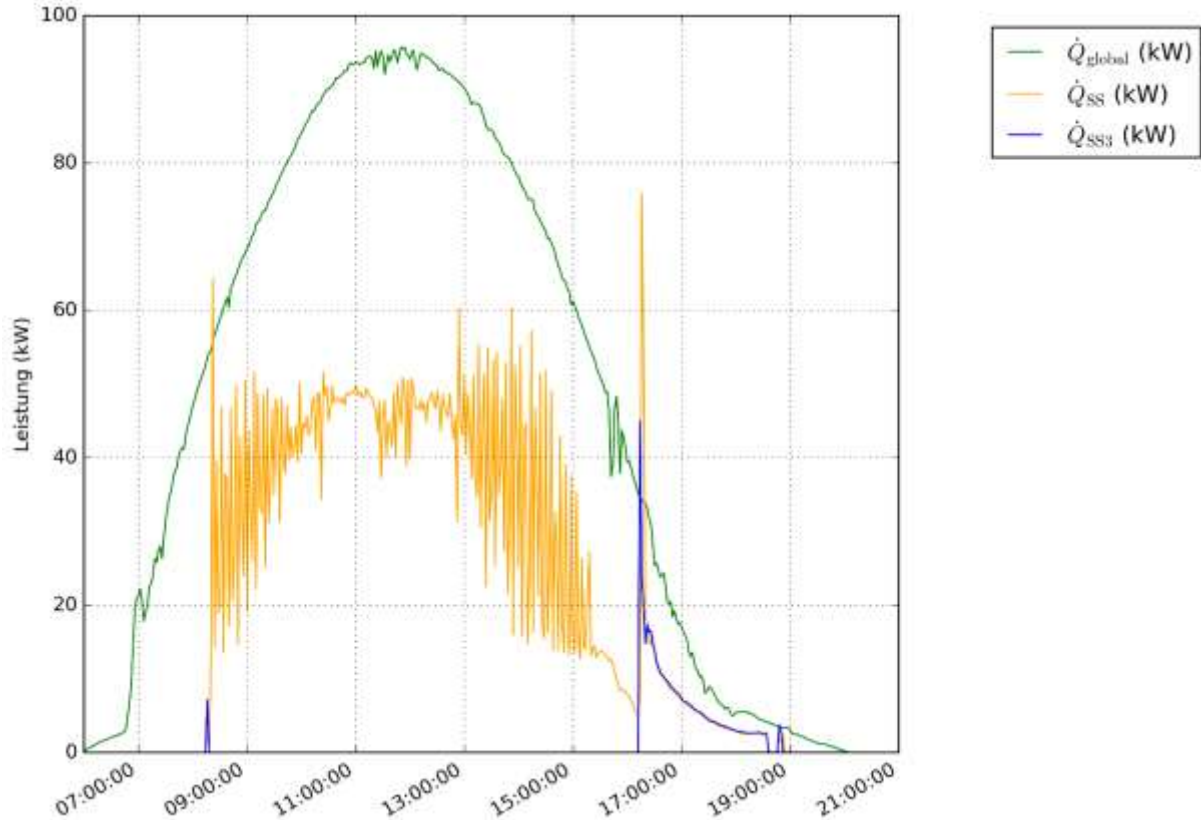


Abbildung 16: Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren und Leistungen im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher (24.04.2017)

In Abbildung 17 und Abbildung 18 ist das Betriebsverhalten für den 26.01.2017 dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass an diesem sonnigen Wintertag die Solaranlage fast ausschließlich Wärme in den Erdspeicher einspeist. Lediglich um die Mittagszeit wird gegen 12:30 für ca. 10 Minuten auf Pufferbeladung umgeschaltet. Dabei weist die Kollektortemperatur einen Sprung von ca. 35 °C auf ca. 55 °C auf. Nach der Umschaltung auf Erdspeichereinspeisung entspricht das Betriebsverhalten wieder dem Zustand vor der Pufferbeladung. Auch an diesem Tag ist das oben beschriebene dynamische Regelverhalten erkennbar. Des Weiteren sind um ca. 9:30 und ca. 16:30 Entladungen des Pufferspeichers anhand des Absinkens der oberen Pufferspeichertemperatur um ca. 5 K erkennbar. Die Entladung ist in beiden Fällen auf den Betrieb der Raumheizung zurückzuführen. Durch den Betrieb der Wärmepumpe erreicht die obere Speichertemperatur bereits nach ca. zwei Stunden wieder ihren Ausgangswert von ca. 45 °C.

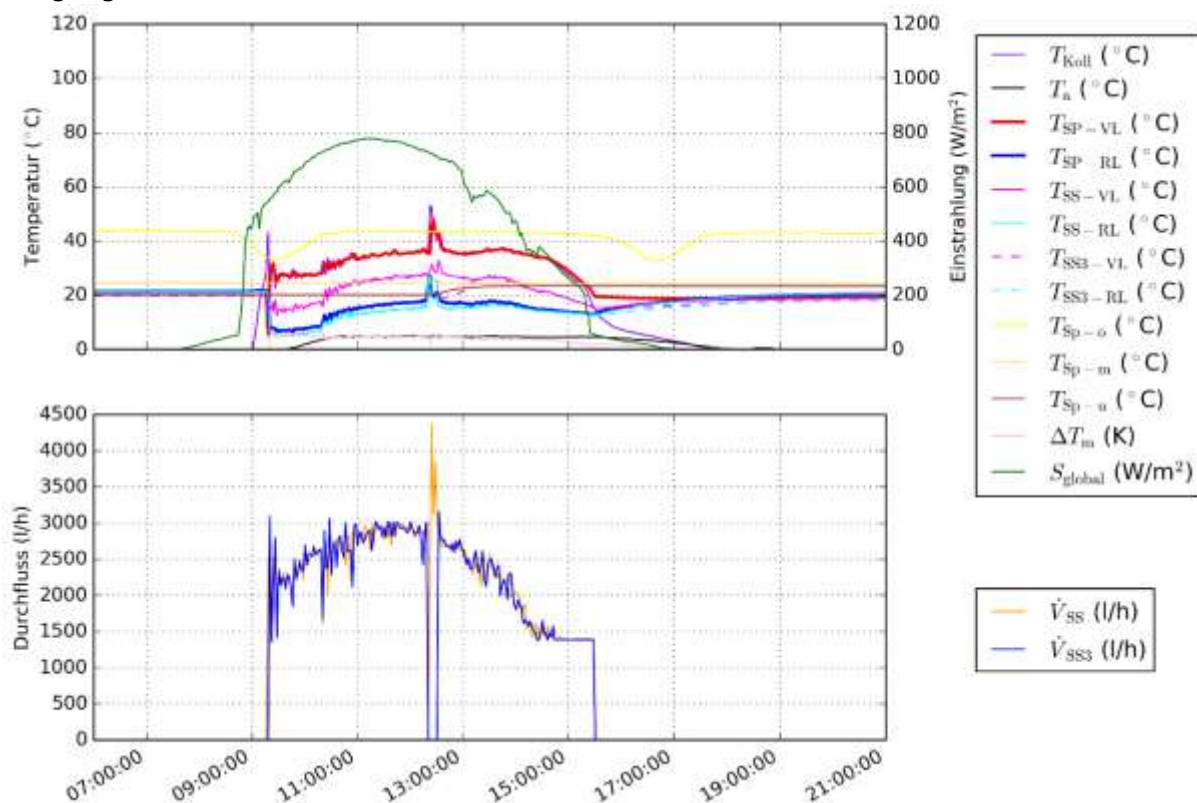


Abbildung 17: Temperatur eines Kollektors, der Außenluft, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems und im Pufferspeicher, sowie Globalstrahlung und Durchfluss im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher. 26.01.2017)

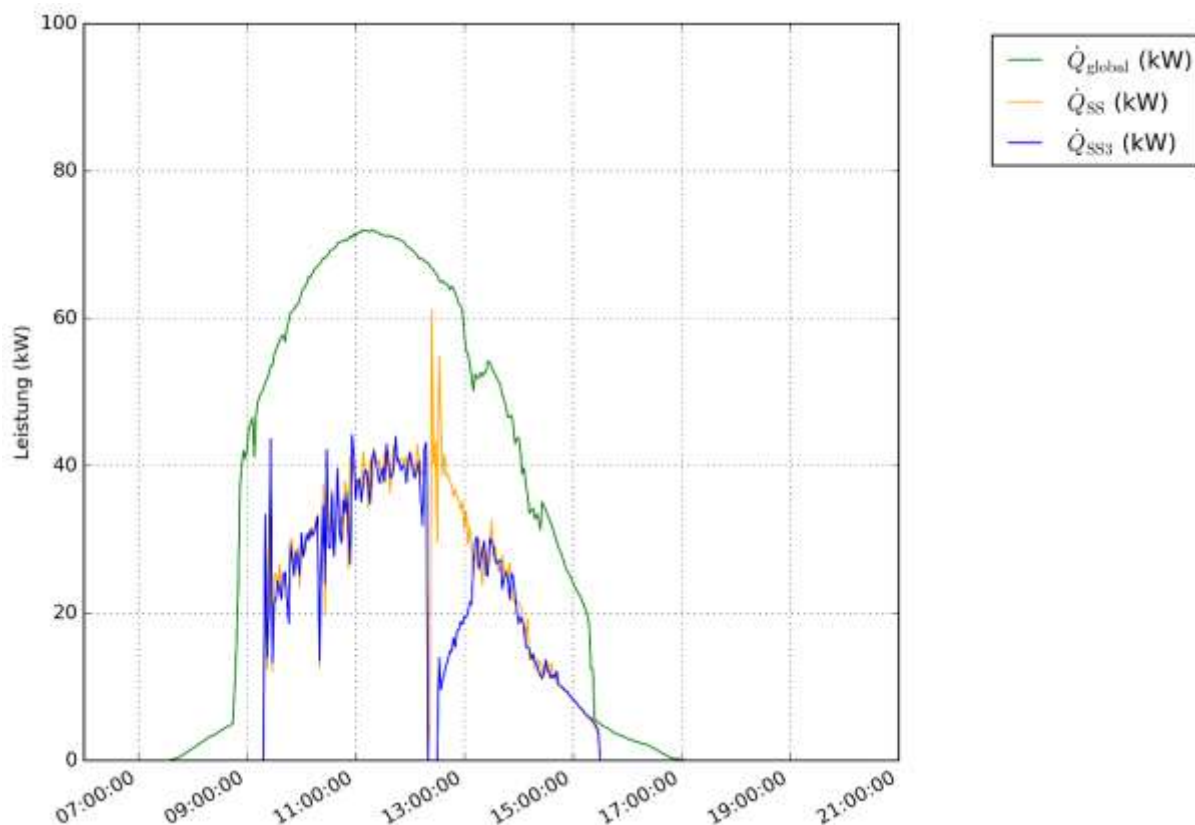


Abbildung 18: Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren und Leistungen im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher (26.01.2017)

In Abbildung 19 und Abbildung 20 ist das Betriebsverhalten für den 06.07.2017 dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass an diesem sonnigen Sommertag die Solaranlage um ca. 7:15 in Betrieb geht und bis 8:45 Wärme in den Erdspeicher einspeist. Ab diesem Zeitpunkt erfolgt bis ca. 16:15 die Pufferbeladung, die am Vormittag jedoch zwei Mal für ca. 20 Minuten durch Erdspeichereinspeisungen unterbrochen wird.

Zu Beginn der Pufferbeladung (etwa 8:45 Uhr) steigt die untere Pufferspeichertemperatur von 50 °C auf 60 °C kontinuierlich an und bleibt ab 10:30 konstant. Ab diesem Zeitpunkt steigen die mittlere und obere Speichertemperatur von ca. 65 °C auf ca. 70 °C bzw. ca. 75 °C an. Die Pufferbeladung erfolgt bei Kollektortemperaturen zwischen ca. 55 °C und knapp unter 100 °C, die Einspeisung in den Erdspeicher erfolgt bei Kollektortemperaturen zwischen ca. 35 °C und ca. 55 °C.

Zwischen 16:15 und 19:30 erfolgt fünf Mal für jeweils ca. 20 Minuten eine Einspeisung in den Erdspeicher. Die Solaranlage wird in dieser Zeit durch eine Kombination aus Schaltuhr- und Temperaturregelung betrieben. Die wiederkehrenden Durchflüsse im Solarsystem (oranger Durchfluss im unteren Teil der Abbildung 19) ergeben sich aus der Schaltuhrregelung, diese ist nach dem Kalendermonat konfiguriert. Die Beladung des Erdspeichers (blauer Durchfluss im unteren Teil der Abbildung 19) ergibt sich aus der Temperaturregelung.

Wie an den beiden anderen exemplarisch untersuchten Tagen ist auch an diesem Tag ein dynamisches Regelverhalten erkennbar.

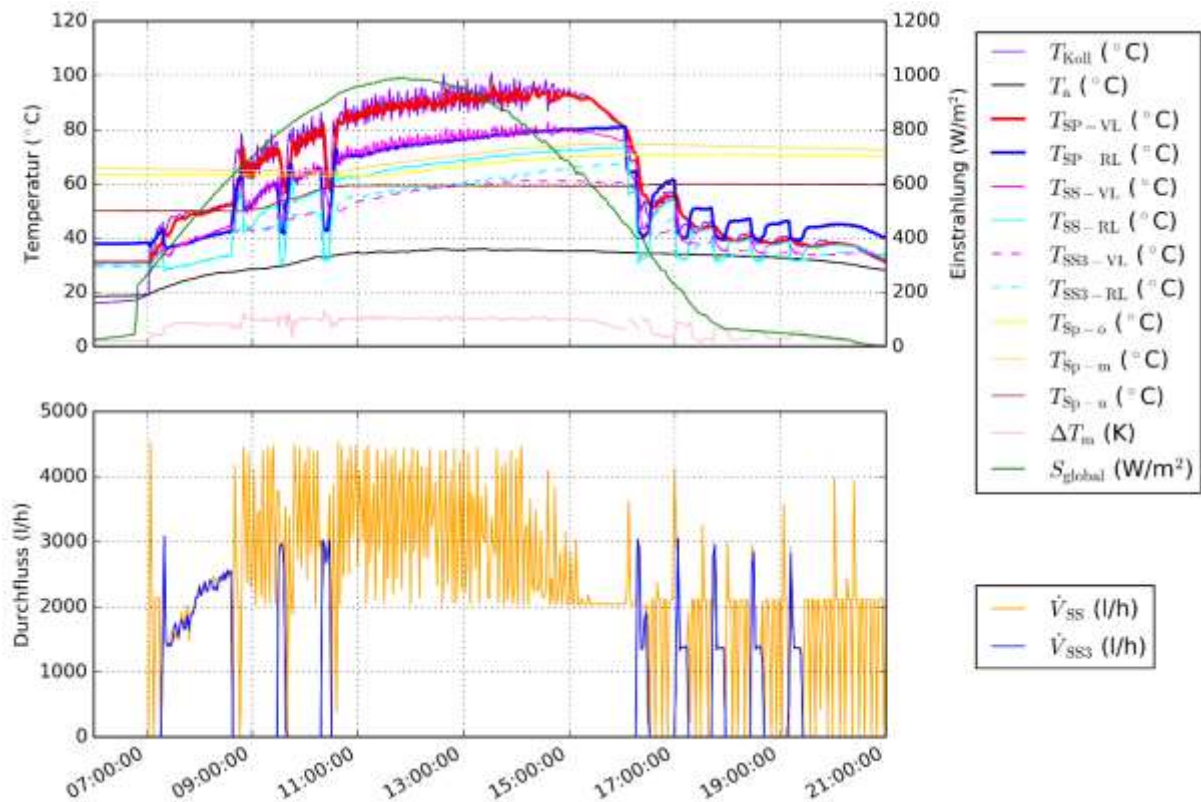


Abbildung 19: Temperatur eines Kollektors, der Außenluft, im Primär- und Sekundärkreis des Solarsystems und im Pufferspeicher, sowie Globalstrahlung und Durchfluss im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher. 06.07.2017)

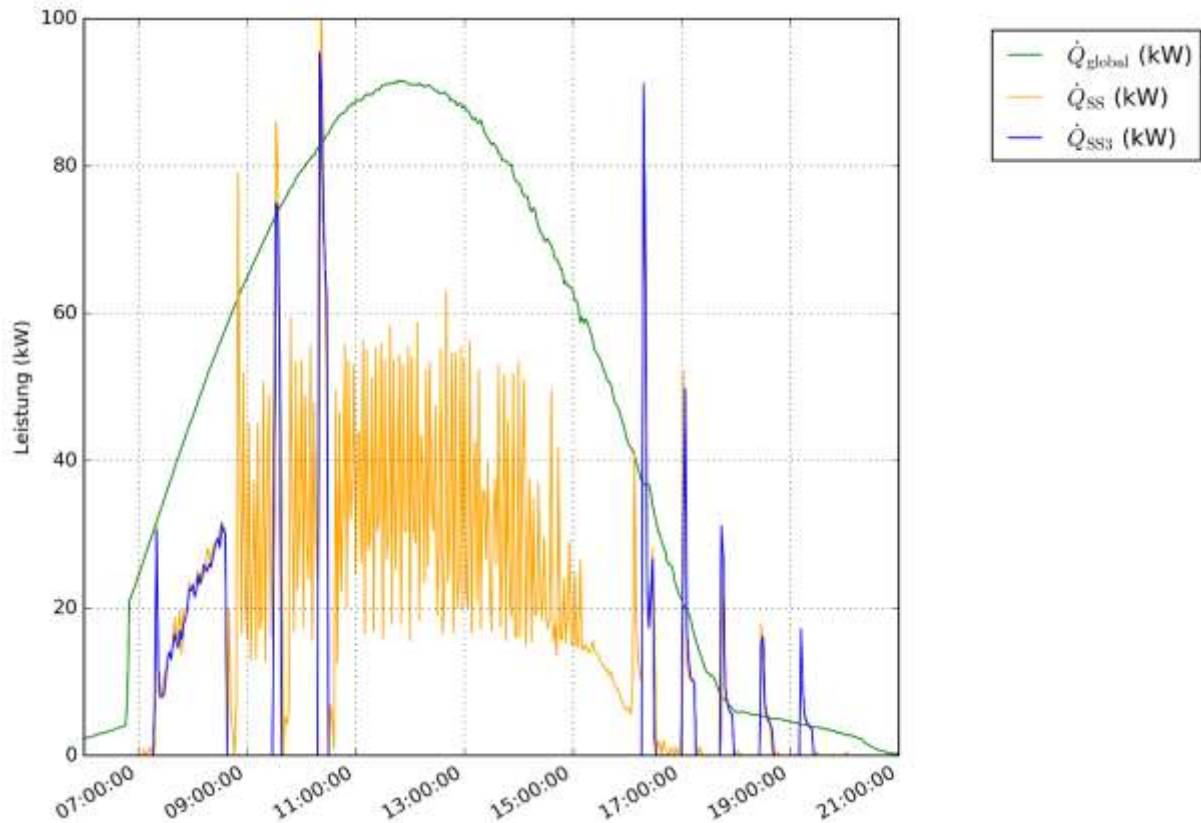


Abbildung 20: Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren und Leistungen im Solarsekundärkreis am Solar- und am Erdspeicherwärmetauscher (06.07.2017)

Den Betrieb der Wärmepumpe im Heizbetrieb zeigt Abbildung 21 exemplarisch für den 24.1.2017. Am Verlauf der Leistung ist die Umschaltung zwischen den beiden Stufen (Voll- und Teillast) der Wärmepumpe erkennbar. Je Betriebsphase der Wärmepumpe ist zu erkennen, dass die obere Speichertemperatur mit der Vor- und Rücklaufumtemperatur der Wärmepumpe ansteigt.

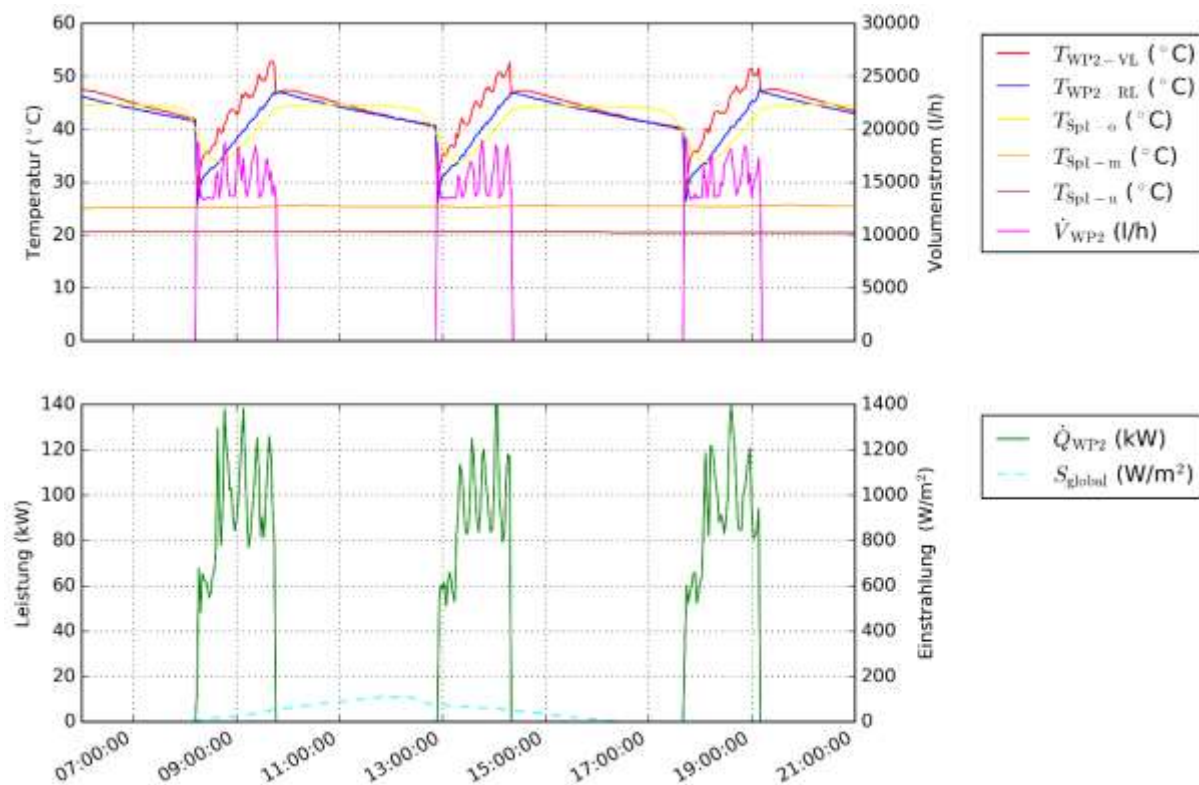


Abbildung 21: Vor- und Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpe, Durchfluss und Leistung auf der Nutzerseite der Wärmepumpe und Globalstrahlung (24.1.2017)

Abbildung 22 zeigt die Aufteilung der Energiebereitstellung durch die einzelnen Erzeuger (SS abzüglich SS3, WP, NH) sowie den gesamten Energieverbrauch als Tagesmittelwerte, einerseits im Zeitverlauf (oben) und andererseits als Dauerlinie nach dem Energieverbrauch absteigend sortiert (unten). Des Weiteren ist die Einschalthäufigkeit $n_{WP,Heizbetrieb}$ der Wärmepumpe im Heizbetrieb dargestellt. Eine detaillierte Betrachtung der Einschalthäufigkeit und der Laufzeiten je Schaltzyklus findet sich ab Abbildung 23. Anhand der Dauerlinie in Abbildung 22 zeigt sich, dass die Einschalthäufigkeit mit der durchschnittlichen Last der Verbraucher und damit mit den Energielieferungen der Wärmepumpe korreliert. Im oberen Diagramm sind die im März und April vom Stückholzkessel hervorgerufenen engen Leistungsspitzen und der im August aufgetretene Datenverlust (Lücke ohne Solarerträge) deutlich zu erkennen.

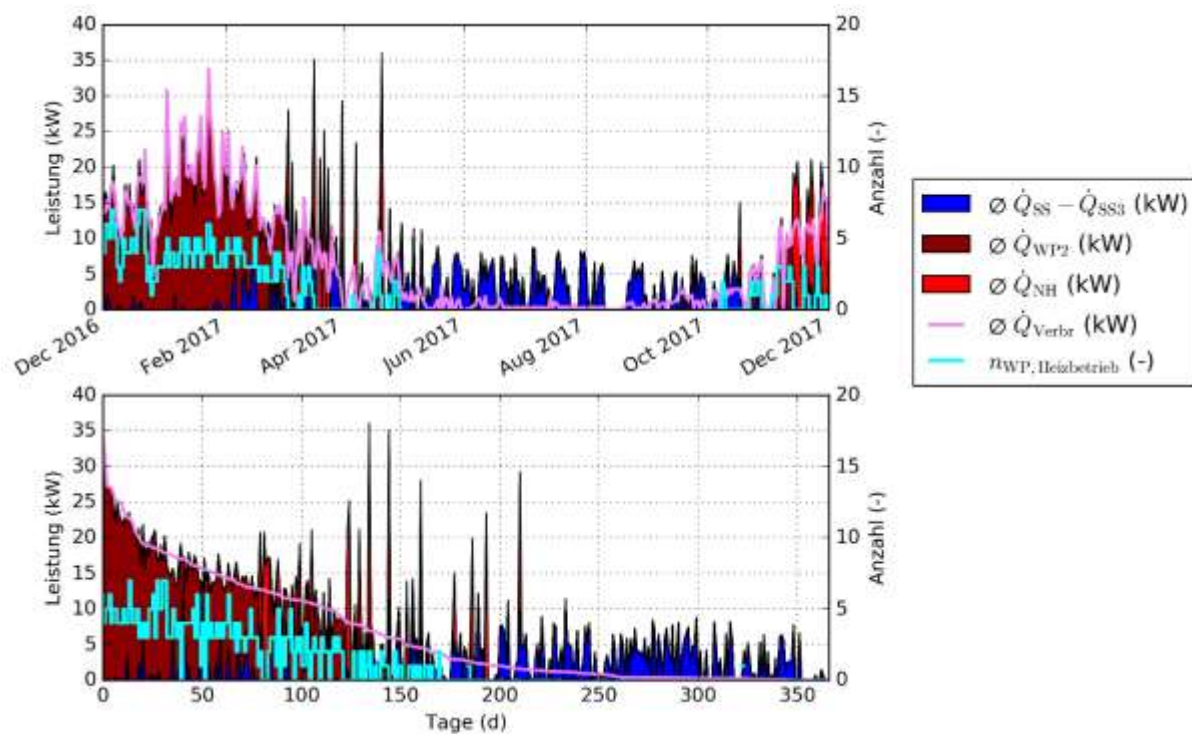


Abbildung 22: Mittlere Bereitstellung der Wärmeerzeuger und mittlere Last der Verbraucher, sowie Anzahl der Einschaltvorgänge der Wärmepumpe und nach der Last absteigend sortierte Dauerlinie im Monitoringzeitraum

Abbildung 23 zeigt die Anzahl der Starts der Wärmepumpe pro Tag und die durchschnittliche Laufzeit je Start. Die roten Punkte beziehen sich auf den Heizbetrieb, die blauen Punkte auf den Kühlbetrieb. Im Heizbetrieb liegt die Anzahl der Starts je Tag zwischen eins und sieben und die durchschnittliche Laufzeit meist zwischen ca. 25 und 90 Minuten. Über die gesamte Heizperiode beträgt die durchschnittliche Laufzeit je Einschaltzyklus ca. 60 Minuten. Im Kühlbetrieb ist die Anzahl der Starts je Tag viel breiter gestreut, als jene in der Heizperiode, an heißen Sommertagen kommt es etwa zu 15 Starts pro Tag. Die durchschnittliche Laufzeit liegt zwischen ca. 20 und 60 Minuten. Über die gesamte Kühlperiode beträgt die durchschnittliche Laufzeit je Einschaltzyklus ca. 30 Minuten. Die Laufzeiten sind im Kühlbetrieb kürzer als im Heizbetrieb, da der Kältespeicher mit 2 m³ deutlich kleiner ist als der Pufferspeicher mit 15 m³.

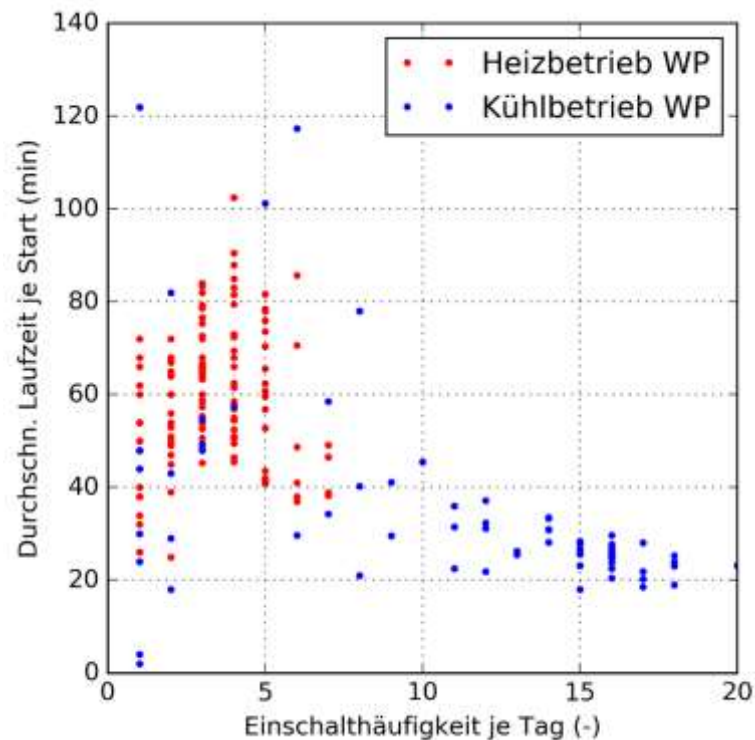


Abbildung 23: Einschalthäufigkeit je Tag und durchschnittliche Laufzeit je Start für den Heiz- und Kühlbetrieb der Wärmepumpe im Monitoringzeitraum

Für den Winterfall wurde der Monat Jänner anhand der Abbildung 24 genauer betrachtet. In dieser sogenannten „Heatmap“ sind die relative Laufzeit und die Schalthäufigkeit der Wärmepumpe für jeden Tag des Monats im 15-Minuten-Raster dargestellt. Da im Jänner zeitweise Auslegungsbedingungen herrschen, sollte die Wärmepumpe bei optimaler Auslegung in diesen Zeiten annähernd durchgehend laufen. Tatsächlich liegen drei bis fünf Einschaltzyklen vor. Die durchschnittliche Laufzeit je Einschaltzyklus beträgt im Jänner ca. 75 Minuten. Obwohl bei der Auslegung der Wärmepumpe grundsätzlich Optimierungspotenzial besteht, sind die Schalthäufigkeit und Laufzeiten als akzeptabel anzusehen. Erfahrungsgemäß hat das dargestellte Betriebsverhalten keinen nennenswerten negativen Einfluss auf die Effizienz oder Lebensdauer der Wärmepumpe.

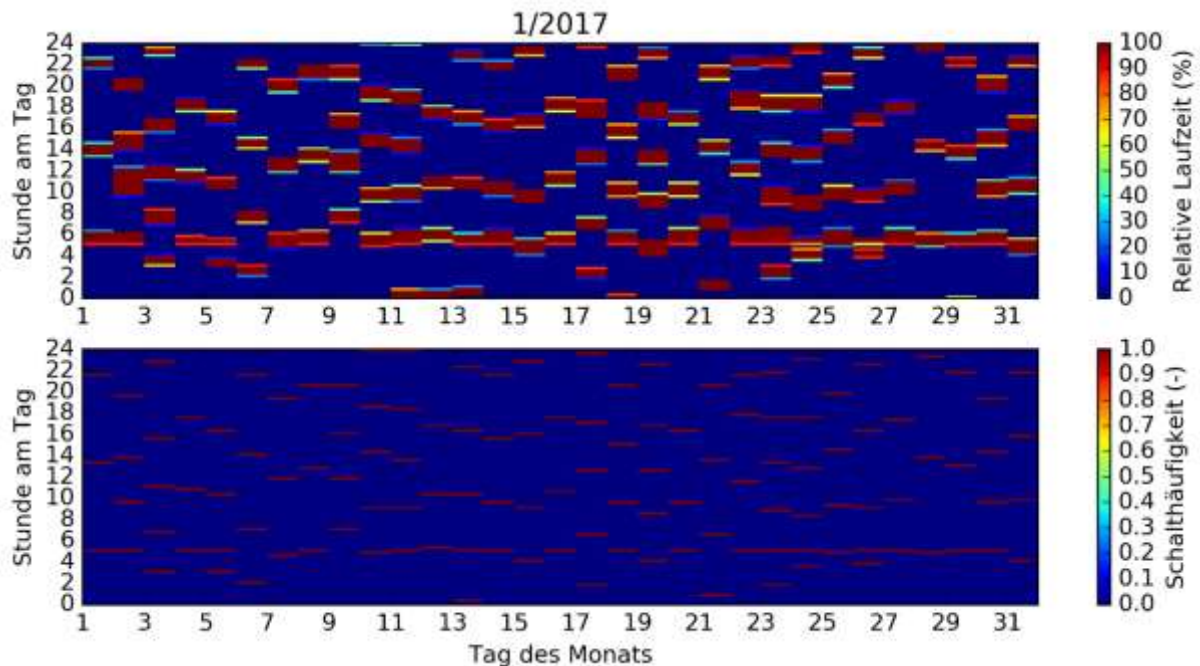


Abbildung 24: „Heatmap“ – Laufzeiten und Einschaltzyklen der Wärmepumpe (Jänner 2017)

Die Betrachtung der Abnehmer wurde anhand Abbildung 25 bis Abbildung 27 durchgeführt.

Abbildung 25 zeigt die Versorgung des Raumheizungsverteilers exemplarisch für den 2.2.2017. Die Rücklauftemperatur zum Pufferspeicher liegt zwischen 20 und 30 °C. Die Temperaturen im unteren und mittleren Pufferbereich liegen auf demselben Niveau. Auffällig ist die große Temperaturdifferenz zwischen dem Vorlauf und dem Rücklauf der Raumheizung. Die Vorlaufauftemperatur von bis zu 45 °C wird vor dem Eintritt in die Fußbodenheizungen in jedem Kreis durch Beimischung aus dem Rücklauf reduziert (vgl. Hydraulik in Abbildung 6).

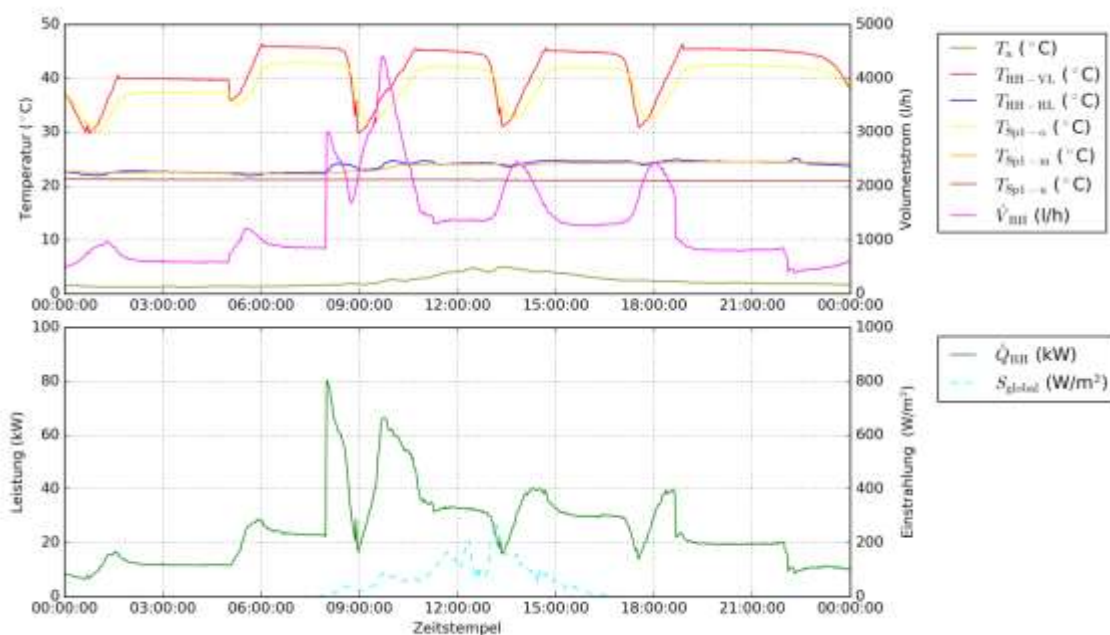


Abbildung 25: Vor- und Rücklauftemperaturen, Durchfluss und Leistung der Raumheizung, sowie Speichertemperaturen, Außentemperatur und Globalstrahlung (02.02.2017)

Abbildung 26 zeigt die Vor- und Rücklauftemperaturen und den Durchfluss der Warmwasserbereitung exemplarisch für den 02.02.2017. Die dargestellten Durchflussspitzen erreichen 1800 l/h. Die während kürzerer Warmwasserentnahmen auftretenden Durchflüsse wurden vom Wärmemengenzähler nicht erfasst.

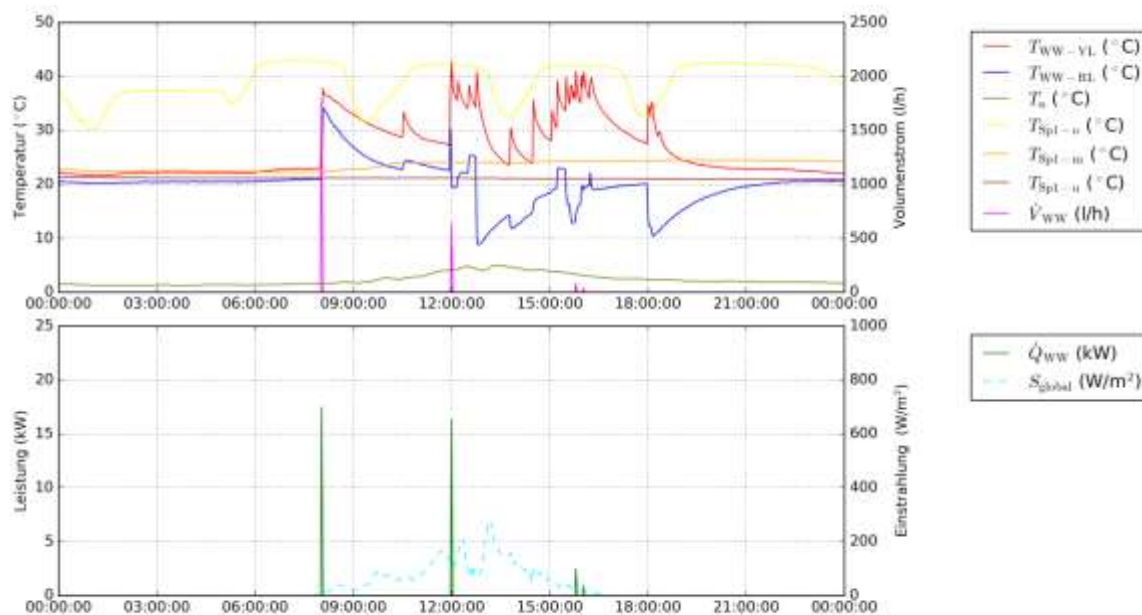


Abbildung 26: Vor- und Rücklauftemperaturen, Durchfluss und Leistung der Warmwasserbereitung, sowie Speichertemperaturen, Außentemperatur und Globalstrahlung (02.02.2017)

Abbildung 27 zeigt die Vor- und Rücklauftemperaturen und den Durchfluss der Warmwasserzirkulation exemplarisch für den 02.02.2017. Auch hier ist eine hohe Regeldynamik erkennbar. Bis auf den Zeitraum 01.02.2017 bis 05.02.2017 war im Winter die Warmwasserzirkulation durch den Anlagenbetreiber deaktiviert. Der Anlagenbetreiber begründet dies mit dem geringen Warmwasserbedarf und den kurzen Leitungswegen. Für den Sommer wurde die Warmwasserzirkulation vom Anlagenbetreiber aktiviert.

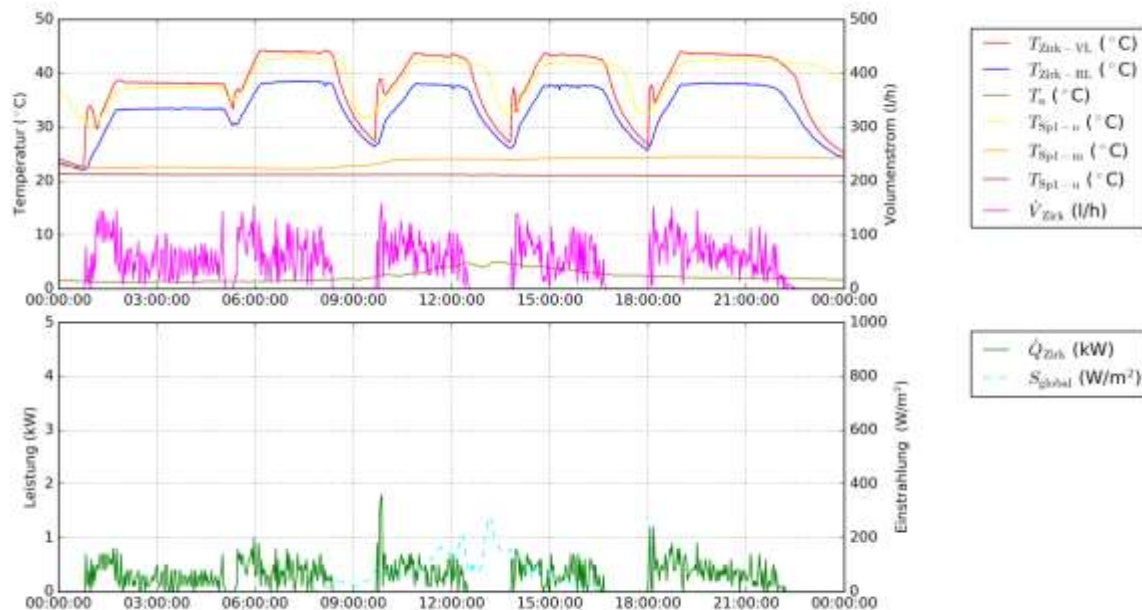


Abbildung 27: Vor- und Rücklauftemperaturen, Durchfluss und Leistung der Warmwasserzirkulation, sowie Speichertemperaturen, Außentemperatur und Globalstrahlung (02.02.2017)

7.1.6 Anlagen Status Quo

Das Monitoring der Anlage „LME Produktionshalle“ wurde im Zeitraum Dezember 2016 bis November 2017 durchgeführt. Die Anlage zeigt ein störungsfreies Betriebsverhalten, hinsichtlich Energieeffizienz und bestmöglicher Nutzung der Solarenergie gab es Optimierungspotential. Dies betrifft das Hydraulikschema, die Solarkreise, sowie das Speichermanagement und die Regelung. Die Optimierungsmöglichkeiten wurden dem Betreiber der Anlage kommuniziert und von diesem teilweise umgesetzt.

Optimierungspotential am Hydraulikschema betrifft die Pufferanschlüsse der Raumheizungs-/kühlungsverteiler und der Nachheizung. Derzeit sind alle vier Raumheizungs-/kühlungskreise an einen Verteiler angeschlossen. Da sich die geplanten Vorlauftemperaturen im Heizbetrieb um bis zu 14 K unterscheiden, sollte die Pufferentnahme aus verschiedenen Ebenen erfolgen. Die Temperaturen im unteren und mittleren Pufferbereich liegen im Winter meist auf demselben Niveau wie die Rücklauftemperatur des Raumheizungsverteilers. Daher sollte der Rücklauf der Raumheizung weiter unten an den Pufferspeicher angeschlossen werden. Die Anschlüsse der Nachheizung sind unterhalb der Pufferanschlüsse der Wärmepumpe, obwohl beim Stückholzkessel höhere Betriebstemperaturen vorherrschen, als bei der Wärmepumpe. Die Pufferanschlüsse der Wärmepumpe sollten unterhalb der Pufferanschlüsse der Nachheizung angeordnet sein. Diese Eingriffe in die Verrohrung würden die Einspeisung von Solarenergie und die Schichtung im Pufferspeicher begünstigen und die nötige Nachheizung reduzieren. Dieses Optimierungspotenzial wurde vom Anlagenbetreiber zur Kenntnis genommen, jedoch noch nicht umgesetzt.

7.2 Gärtnerei Bach, W

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Gärtnerei Bach
<u>Adresse:</u>	1220 Wien
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Versorgung eines neuen Gewächshauses mittels Bauteilaktivierung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	126,54 m ² Flachkollektor (Gasokol Gigasol OR)
<u>Neigung:</u>	90°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4x 5 m ³ Pufferspeicher, 134 m ³ Bauteilaktivierung (Beton) 65 m ³ Beton-Speicherwand
<u>Nachheizungssystem:</u>	2x 250 kW Gaskessel (Bestand)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	49,6 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	418 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die Gärtnerei Bach umfasst einen rund 55.000 m² großen Grund. Neben den Freiflächen werden auf rund 8.000 m² Gewächshäuser bewirtschaftet. Des Weiteren befindet sich eine rund 500 m² große Arbeitshalle und ein 3-Familienwohnhaus am Standort (Abbildung 30). In dem neu errichteten Gewächshaus werden Kräuter, Gemüsepflanzen und für den Genuss geeignete Blütenpflanzen vermehrt.

Das gegenständliche Projekt der Begleitforschung befasst sich mit der Wärmeversorgung des neu errichteten Gewächshauses, in welchem Kräuter, Gemüsepflanzen und für den Genuss geeignete Blütenpflanzen vermehrt werden. Daran angebaut wurden die oben genannte Arbeitshalle sowie Sanitäranlagen, Umkleiden und ein Büro mit insgesamt 2.200 m² Brutto-Grundfläche. Eine ca. 126 m² große, fassadenintegrierte Solaranlage deckt den Wärmebedarf des Gewächshauses zu rund 50% ab. Die Nachheizung erfolgt über zwei bestehende Gaskessel mit 250 kW.

Als Speicher stehen der solaren Wärme die bauteilaktivierte Bodenplatte und eine 50 cm dicke aktivierte Speicherwand zwischen Gewächshaus und Arbeitshalle zur Verfügung (November bis März). Der Überschuss wird in die insgesamt 20 m³ fassenden Pufferspeicher eingespeist, um Überhitzung des Gewächshauses zu vermeiden (April bis Oktober).

Neben dem restlichen Bestandssystem werden auch die Oberheizung und die Untertischheizung des Neubaus aus den Pufferspeichern bedient. Die Untertischheizung sorgt insbesondere in der kalten Jahreszeit für optimale Temperaturen für den Keim- und Anwurzelprozess neuer Pflanzen. Die Oberheizung unterstützt zusätzlich von oben und wird auch in den kühleren Bereichen der Gewächshäuser eingesetzt, wo für etwas ältere Pflanzen die Umgebungstemperatur nicht unter 12 °C abfallen sollte. Bei der Raumtemperatur des Gewächshauses handelt es sich um keine fixe Zielgröße, da im Pflanzenanbau die Umgebungstemperatur nicht unter 10 °C fallen und gleichzeitig nicht mehr als 30 K über der Außentemperatur liegen sollte. Daher wird auf ein ΔT von 20 – 30 K gegenüber der Außentemperatur hin geregelt.

In Abbildung 28 ist schematisch der Grundriss des Neubaus dargestellt. Die orange hinterlegten Flächen sind bauteilaktiviert und die ebenso aktivierte Speicherwand ist rot markiert. An den straffierten Flächen befinden sich Gewächstische.

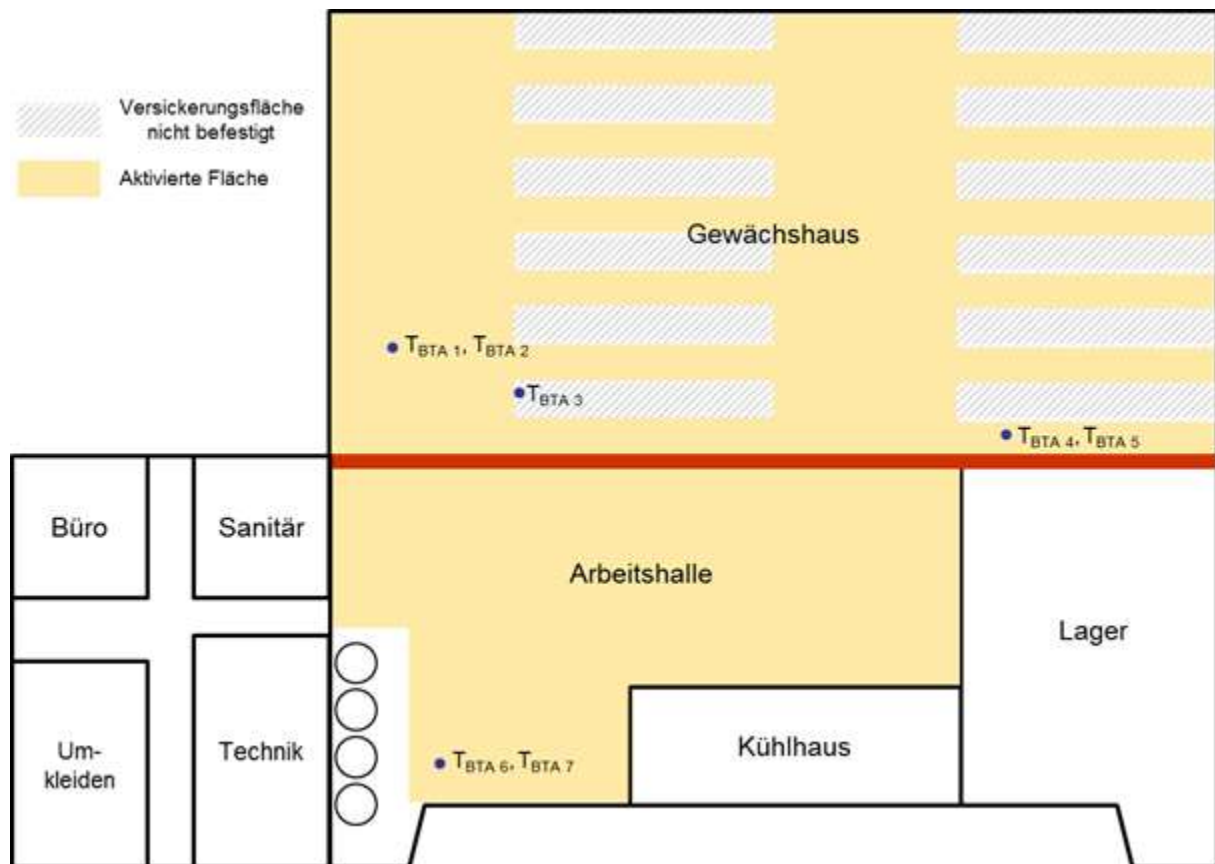


Abbildung 28: Schematische Darstellung des Gebäudegrundrisses. Bauteilaktivierte Flächen sind orange und die Speicherwand ist rot dargestellt, die Position der Bauteilfühler ist blau markiert (Quelle: Polierplan Fa. Schneider, eigene Darstellung)

Abbildung 29 zeigt schematisch den Aufbau der Bodenplatte. Die Rohrleitungen der Bauteilaktivierung sind auf der unteren Bewehrungsebene mit einem Abstand von rund 30 cm befestigt. Insgesamt hat die Bodenplatte im Mittel eine Mächtigkeit von 20 cm. Unterhalb der Bodenplatte wurden rund 35 cm Glasschaumschotter als Dämmung eingesetzt. Sowohl in der Arbeitshalle, als auch im Gewächshaus gibt es keinen weiteren Fußbodenaufbau.

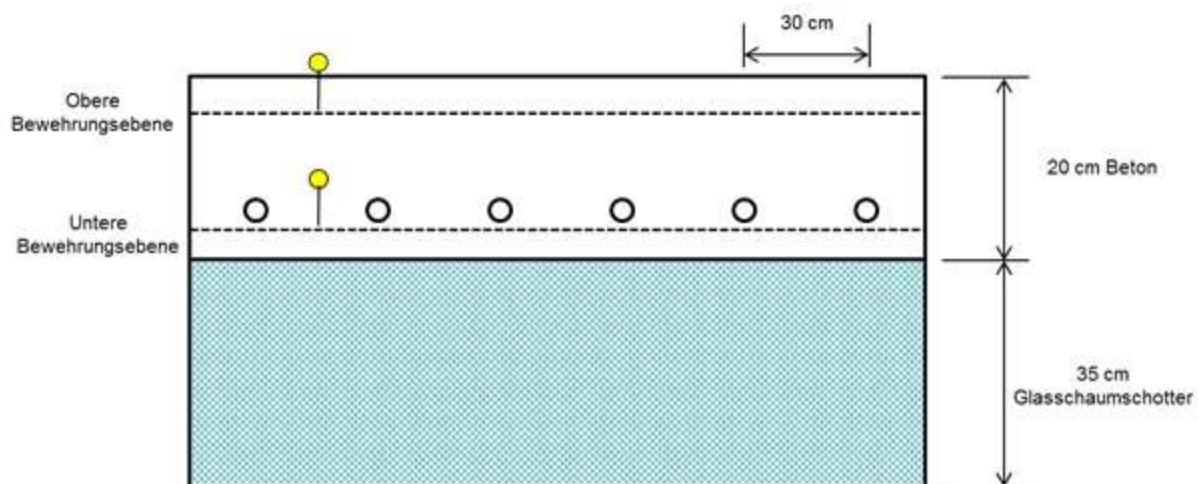


Abbildung 29: Schematische Darstellung des Fußbodenaufbaus inkl. Fühlerpositionen

Die Speicherwand ist 60 cm dick. Die Rohre der Bauteilaktivierung wurden ebenfalls in einem Abstand von rund 30 cm verlegt, befinden sich jedoch in der Mitte – also in rund 30 cm Tiefe – des Bauteils.



Abbildung 30: Südansicht der Gärtnererei Bach. Im Vordergrund die mit Bauteilaktivierung beheizten Glashäuser. Die Solaranlage ist in die Fassade integriert. Am Dach ist eine PV-Anlage installiert (Quelle: Bauherr)

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Gärtnererei Bach“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 31 dargestellt. Die Solaranlage liefert Wärme auf niedrigem Temperaturniveau direkt an die Bauteilaktivierung bzw. Beton-Speicherwand, welche ausschließlich von der Solaranlage bedient werden können. Der solare Überschuss wird in die Bestandspufferspeicher eingespeist, von wo aus die Oberheizung, die Untertischheizung des neuen Gewächshauses sowie die Bestandsgebäude versorgt werden.

Die Positionen der Temperaturfühler in der Bauteilaktivierung sind in Abbildung 28 blau markiert. Die paarweise eingezeichneten Temperaturfühler sind immer an gleicher Position und jeweils auf der untersten bzw. obersten Bewehrungsebene im Bauteil montiert (vgl. Abbildung 29). Der einzelne Temperaturfühler $T_{BTA\ 3}$ sitzt auf der unteren Bewehrungsebene und in einem nicht-bauteilaktivierten Bereich.

Das Monitoringkonzept umfasst 3 Wärmemengenzähler, 22 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, 4 Ventilstellungen sowie einen Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene.

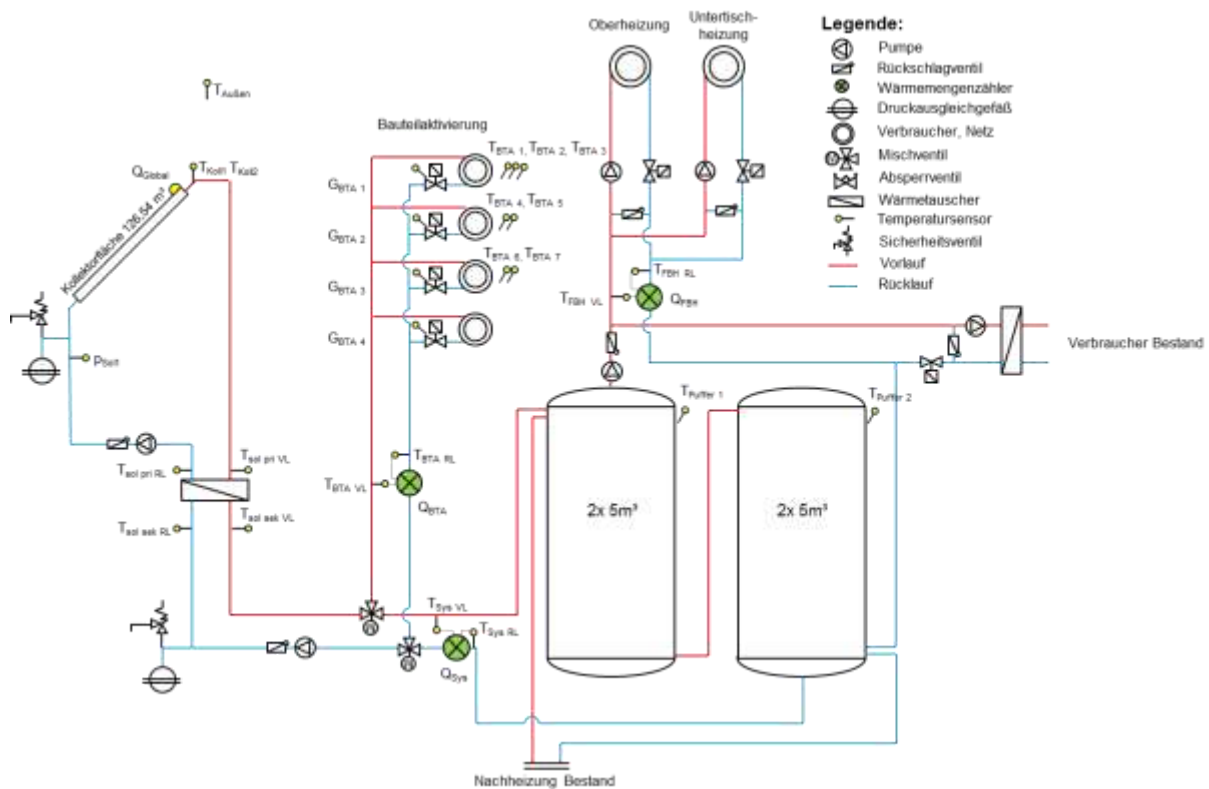


Abbildung 31: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Gärtnerei Bach (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solarkreis

T_{Koll1}	Kollektortemperatur
T_{Koll2}	Kollektortemperatur
Q_{Global}	Einstrahlung in Kollektorebene
p_{Sol1}	Anlagendruck im Solar-Primärkreislauf
$T_{Sol_pri_RL}$	Rücklauftemperatur im Solar-Primärkreislauf
$T_{Sol_pri_VL}$	Vorlauftemperatur im Solar-Primärkreislauf
$T_{Sol_sek_RL}$	Rücklauftemperatur im Solar-Sekundärkreislauf
$T_{Sol_sek_VL}$	Vorlauftemperatur im Solar-Sekundärkreislauf
Q_{BTA}	Wärmemengenzähler Solar in Bauteilaktivierung
T_{BTA_VL}	Vorlauftemperatur Solar in Bauteilaktivierung
T_{BTA_RL}	Rücklauftemperatur Solar in Bauteilaktivierung
Q_{Sys}	Wärmemengenzähler Solar in Puffer
T_{Sys_VL}	Vorlauftemperatur Solar in Puffer
T_{Sys_RL}	Rücklauftemperatur Solar in Puffer

Bauteilaktivierung

G_{BTA_1}	Absperrventil Bauteilaktivierung Warmhaus
T_{BTA_1}	Bauteiltemperatur 1 Warmhaus
T_{BTA_2}	Bauteiltemperatur 2 Warmhaus
T_{BTA_3}	Bauteiltemperatur 3 Warmhaus
G_{BTA_2}	Absperrventil Bauteilaktivierung Kalthaus
T_{BTA_4}	Bauteiltemperatur 1 Kalthaus
T_{BTA_5}	Bauteiltemperatur 2 Kalthaus

G_{BTA_3}	Absperrventil Bauteilaktivierung Halle
T_{BTA_6}	Bauteiltemperatur 1 Halle
T_{BTA_7}	Bauteiltemperatur 2 Halle
G_{BTA_4}	Absperrventil Bauteilaktivierung Halle B

Gewächshaus Heizung

Q_{FBH}	Wärmemengenzähler Oberheizung/Untertischheizung
T_{FBH_VL}	Vorlauftemperatur Oberheizung/Untertischheizung
T_{FBH_RL}	Rücklauftemperatur Oberheizung/Untertischheizung

Sonstiges

$T_{Außen}$	Außentemperatur
$T_{Puffer1}$	Temperatur Puffer 1 (oben)
$T_{Puffer2}$	Temperatur Puffer 2 (oben)

7.2.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 32 bis Abbildung 34) 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 „Gärtnerei Bach“. Da die Simulation der Bauteil- und Erdreichaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 132 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 418 kWh/m²a und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von 933 kWh/m²a prognostiziert.



Abbildung 32: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „Gärtnerei Bach“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 49,6 % angegeben. In den Monaten April bis Oktober liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei 100% (siehe Abbildung 33).

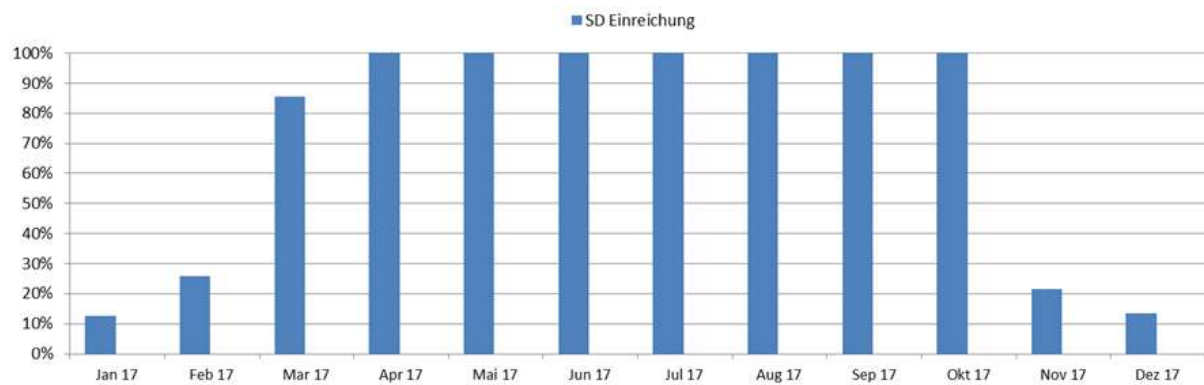


Abbildung 33: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „Gärtnerei Bach“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 91,8 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 34 zu entnehmen.

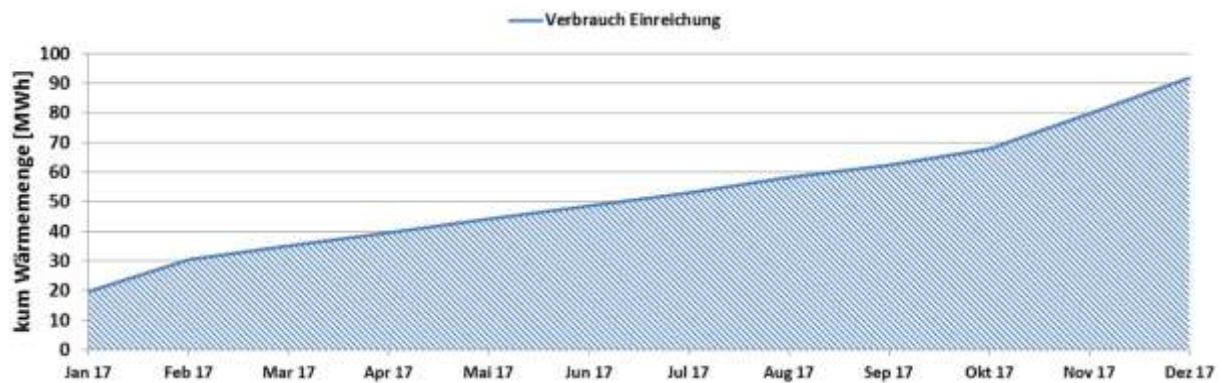


Abbildung 34: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „Gärtnerei Bach“

7.2.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist in Betrieb. Die Umsetzung des Monitoringsystems ist in Arbeit. Die Monitoringperiode beginnt mit Anfang 2018.

7.3 Neue Volksschule Hallwang, S

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Neue Volksschule Hallwang
<u>Adresse:</u>	5300 Hallwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasserbereitung für die neue Volksschule Hallwang
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	283,52 m ² gesamt 177,20 m ² am Dach 106,32 m ² in der Fassade Flachkollektor (Gasolkol Gigasol OR)
<u>Neigung:</u>	70° (Dach) 90° (Fassade)
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	180° (Süd)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4x 5 m ³ Pufferspeicher, 1.000 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	30 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	65 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	424 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau der Volksschule Hallwang. Im April 2016 wurde der gesamte Schulbetrieb in temporäre Containergebäude verlegt, das alte Schulgebäude samt Turnhalle und ehemaligem Schulleiterwohnhaus abgerissen und in Folge mit dem Neubau begonnen. Der Schulneubau hat eine Brutto-Grundfläche von 2860 m², davon entfallen 1450 m² auf den Turnsaal. Eine insgesamt 280 m² große Solaranlage und eine 30 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe mit vier je 125 m tiefen Erdsonden als Quelle stellen die Wärmeversorgung des Gebäudes sicher. Etwa 180 m² der Solaranlage werden am Dach aufgeständert und weitere rund 100 m² werden in die Südfassade integriert. Alle Wärmeerzeuger beliefern insgesamt vier Pufferspeicher à 5.000 Liter. Als weiterer Speicher stehen rund 1.000 m³ Bauteilaktivierung zur Verfügung, die im Winter als Wärme- und im Sommer als Kältespeicher genutzt werden kann. Der Wärmebedarf für Warmwasser (Ganzjahresbetrieb), Lüftung (Winterbetrieb) und Bauteilaktivierung von Schulgebäude und Turnhalles des Gebäudes soll zu 65% von der Solaranlage abgedeckt werden.

Vor Abriss des alten Schulgebäudes wurde die vorhandene 18 kWp PV-Anlage abmontiert. Diese wird gemeinsam mit einer neuen 20 kWp PV-Anlage wieder am Flachdach montiert.

Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen Renderings bzw. den Baufortschritt des Projektes mit Stand Dezember 2016.



Abbildung 35: Modell (links) und Innenraum-Rendering (rechts) des Neubaus VS Hallwang (Quelle: LP architektur ZT GmbH)



Abbildung 36: Baufortschritt des Neubaus Volksschule Hallwang im Dezember 2016 (links), Verlegung der Bauteilaktivierung (rechts) (Quelle: vollSOLAR)

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „VS Hallwang“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 37 dargestellt. Die Solaranlage beliefert die drei Hochtemperaturspeicher (HT) für Warmwasser, Adsorptionskältemaschine und Lüftung sowie den Niedertemperaturspeicher (NT) für Bauteilaktivierung (BTA) und Kühlung. Solare Überschüsse werden an den benachbarten Kindergarten geliefert, um dort den fossilen Energieträger Gas zu substituieren. Die Wärmepumpe dient als Nachheizung aller Pufferspeicher in einstrahlungsarmen Zeiten. Mit Hilfe von Absperrventilen bei Wärmepumpe und Solaranlage können die einzelnen Puffer gezielt beladen werden.

Die Bodenplatte des Turnsaals sowie die Zwischendecke von Erdgeschoss und Obergeschoss im Schulgebäude sind thermisch aktiviert.

Die Gebäudekühlung im Sommer kann einerseits mittels passiver Kühlung über die Tiefensonden oder mit Hilfe der solar betriebenen Adsorptionskältemaschine gefahren werden.

Das Monitoringkonzept umfasst 16 Wärmemengenzähler, 63 Temperatursensoren und zwei Drucksensoren im Solarprimärkreislauf, 4 Ventilstellungen, 3 Stromzähler sowie zwei Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene.

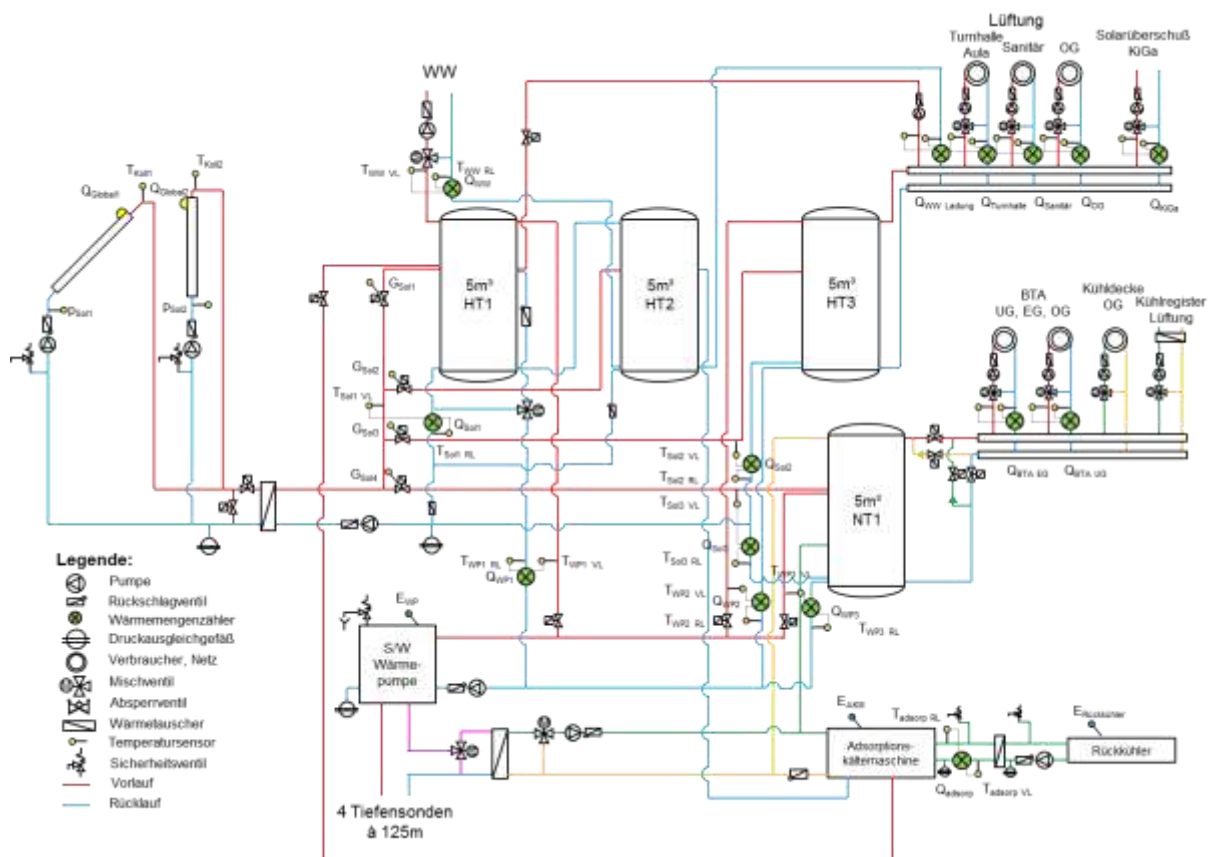


Abbildung 37: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Volksschule Hallwang (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

7.3.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 38 bis Abbildung 40) 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 „Neue Volksschule Hallwang“. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 490 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 424 kWh/m²a und eine Globalstrahlung von 1.052 kWh/m²a prognostiziert.



Abbildung 38: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Projekt neue Volksschule Hallwang

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 64,6% angegeben. In den Monaten April bis Oktober liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei über 70% (siehe Abbildung 39).

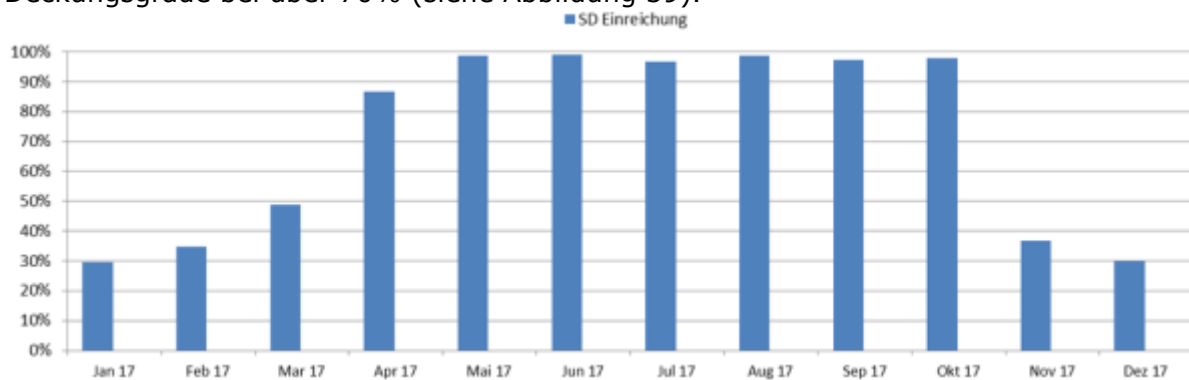


Abbildung 39: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt neue Volksschule Hallwang

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 166 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 40 zu entnehmen.

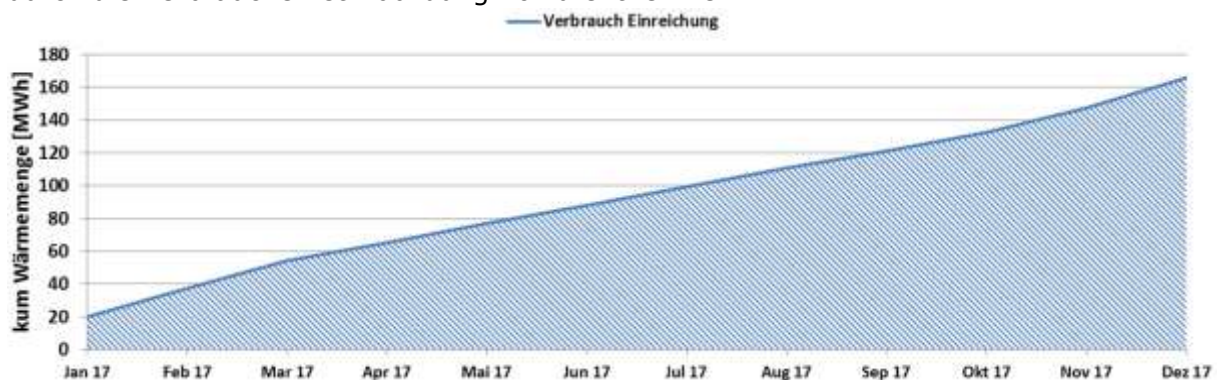


Abbildung 40: Prognostizierter kumulierter Verbrauch des Projekt neue Volksschule Hallwang

7.3.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist in Betrieb und an der Übertragung der Messdaten wird gearbeitet. Der Beginn der Monitoringperiode ist für Anfang 2018 geplant.

7.4 Bauhof Aichinger, NÖ

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Bauhof Aichinger
<u>Adresse:</u>	2013 Göllersdorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und -kühlung, Warmwasserbereitung mit Zirkulationsleitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	126 m ² Flachkollektoren (Gasokol Gigasol OR)
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süden)
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2.000 l Pufferspeicher Warmwasser, 5.000 l Pufferspeicher Heizung, 2.000 l Warmwasser 2 (Bestand), 2.000 l Pufferspeicher Kälte, 64 m ³ Bauteilaktivierung
<u>Nachheizung</u>	Elektroheizstab (bzw. Wärmepumpe in Bestand)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	47,3 % lt. Simulation (100 % lt. Planer mit angepasstem Verbrauch)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	405 kWh/(m ² *a) (Einreichung, bezogen auf Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	In Umsetzung
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Bauvorhaben handelt es sich um den Neubau eines Baumarktes (Verkaufsraum für Baubedarf) in Mitten von Göllersdorf. Der Neubau besteht aus einem Geschoss mit einer verbauten Fläche ca. 415 m² (Nutzfläche ca. 386 m²). Es handelt sich um einen Massivbau mit 64 m³ Bauteilaktivierung (BTA) des Bodens und der Decke. Zusätzlich werden drei Schichtspeicher mit einem Gesamtvolumen von 9.000 l als Pufferspeicher eingesetzt und ein weiterer mit 2.000 l als Kältepufferspeicher.

Die Wärmeversorgung erfolgt zum Teil (47,3 % laut Simulation) durch am Dach aufgeständerte solarthermische Flachkollektoren (siehe Abbildung 41 und Abbildung 42) mit einer Bruttokollektorfläche von 126 m². Die Azimut-Ausrichtung der Kollektoren ist nach Süden, die Neigung beträgt 70°. Als Nachheizsystem ist eine Option Elektroheizstäbe in den Pufferspeichern zu integrieren bzw. ist in Klärung wie eine Wärmepumpe im Bestand verwendet werden kann.

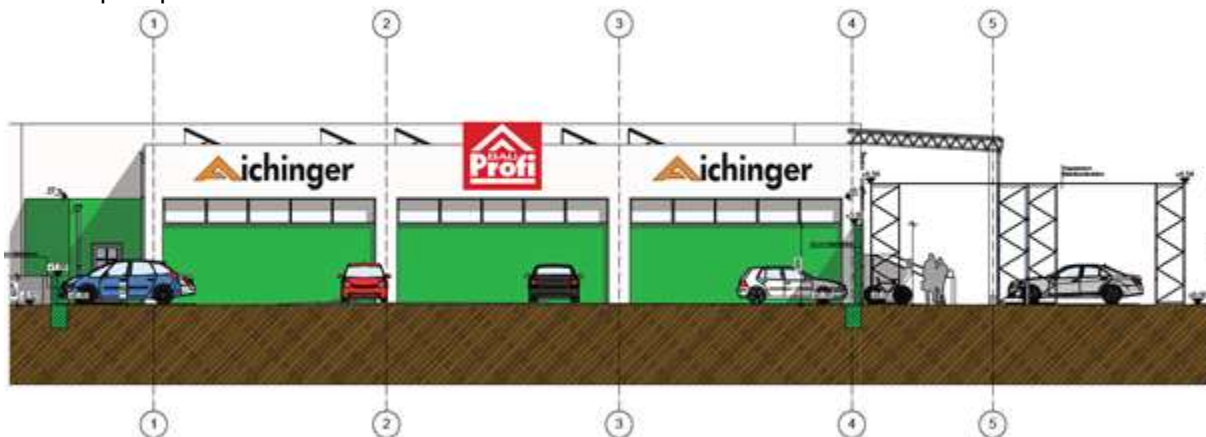


Abbildung 41: Ansicht des Bauhofs Südwest (Quelle: Einreichunterlagen Firma Aichinger)

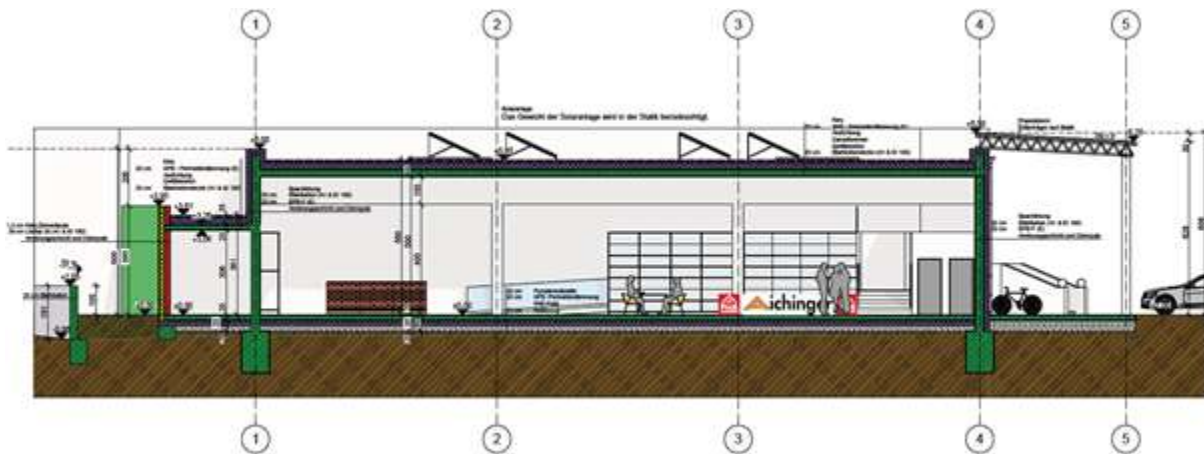


Abbildung 42: Ansicht des Bauhofs Nordost (Quelle: Einreichunterlagen Firma Aichinger)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Schema des Wärmeversorgungssystems für den Baumarkt Aichinger ist in Abbildung 49 dargestellt.

Die Solaranlage (126 m² Bruttokollektorfläche) belädt über einen externen Wärmeübertrager je nach Ladezustand den Pufferspeicher Heizung (5.000 l, kurz RH-Pufferspeicher) oder den Warmwasser Pufferspeicher (2.000 l, kurz WW-Pufferspeicher). Sollten diese Pufferspeicher komplett geladen sein wird die verbleibende Energie in den Pufferspeicher Warmwasser 2 (2.000 l) im Bestand geladen. Diese Energie wird dann über ein Frischwassermodule unter anderem für Mitarbeiterduschen verwendet.

Aus dem obersten Bereich des WW-Pufferspeichers wird ein Frischwassermodule versorgt, dessen Rücklauf in den untersten Bereich des RH-Pufferspeichers eingeleitet wird. Zur Vermeidung von Zirkulationsströmungen sind die Rohrleitungen des Frischwassermoduls beim Pufferspeicher siphoniert ausgeführt. Die Raumtemperierung (Wärme/Kälte) wird über Bauteilaktivierung der Decken und Fußböden bewerkstelligt, wobei der Vorlauf über ein 3-Wege-Umschaltventil aus dem RH-Pufferspeicher oder Kältespeicher gewählt werden kann. Der Rücklauf der Raumtemperierung wird entsprechend über ein weiteres 3-Wege-Umschaltventil in den untersten Bereich des RH-Pufferspeichers oder Kältespeichers eingeleitet. Der Kältespeicher wird von einer Absorptionskältemaschine (AKM) gespeist. Diese wiederum bezieht ihre Prozesswärme aus dem obersten Bereich des RH-Pufferspeichers.

Das Messkonzept umfasst fünf Wärmemengenzähler, vier Stromzähler, 23 Temperatursensoren, fünf Ventilstellungen, einen Druckfühler und einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene.

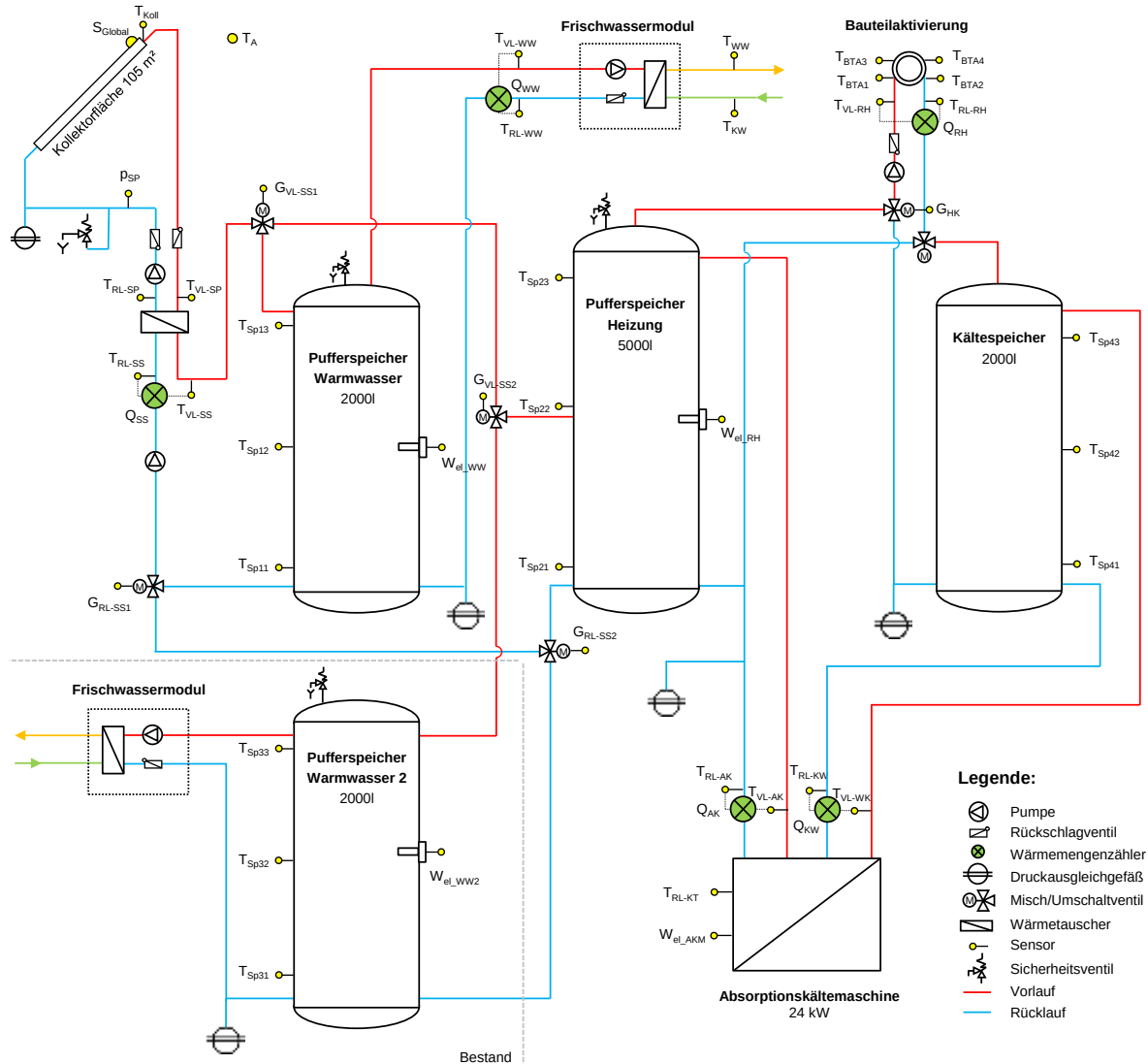


Abbildung 43: Schema Wärmeversorgungssystem für den Baumarkt Aichinger

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
T_A	Außenlufttemperatur
p_{SP}	Druck im Solarprimärkreis
$T_{\text{VL-SP}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{RL-SP}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{VL-SS}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{RL-SS}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
Q_{SS}	Wärmezähler Solarsekundärkreis
$G_{\text{VL-SS1}}$	VL Stellung des Umschaltventils zum Pufferspeicher Warmwasser
$G_{\text{RL-SS1}}$	RL Stellung des Umschaltventils von Pufferspeicher Warmwasser
$G_{\text{VL-SS2}}$	VL Stellung des Umschaltventils zum Pufferspeicher Heizung / Warmwasser 2
$G_{\text{RL-SS2}}$	RL Stellung des Umschaltventils von Pufferspeicher Heizung / Warmwasser 2

Schichtspeicher (Vier Stück)

T_{Sp11}	Temperatur Pufferspeicher Warmwasser unten
-------------------	--

T _{Sp12}	Temperatur Pufferspeicher Warmwasser Mitte
T _{Sp13}	Temperatur Pufferspeicher Warmwasser oben
T _{Sp21}	Temperatur Pufferspeicher Heizung unten
T _{Sp22}	Temperatur Pufferspeicher Heizung Mitte
T _{Sp23}	Temperatur Pufferspeicher Heizung oben
T _{Sp31}	Temperatur Pufferspeicher Warmwasser 2 unten
T _{Sp32}	Temperatur Pufferspeicher Warmwasser 2 Mitte
T _{Sp33}	Temperatur Pufferspeicher Warmwasser 2 oben
T _{Sp41}	Temperatur Kältespeicher unten
T _{Sp42}	Temperatur Kältespeicher Mitte
T _{Sp43}	Temperatur Kältespeicher oben
W _{el-WW}	Stromzähler Warmwasserpuffer
W _{el-WW2}	Stromzähler Warmwasserpuffer 2
W _{el-RH}	Stromzähler Raumheizung

Warmwasserbereitung (Frischwassermödul)

T _{WW}	Warmwassertemperatur
T _{KW}	Kaltwassertemperatur
T _{VL-WW}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T _{RL-WW}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q _{WW}	Wärmezähler Warmwasserbereitung

Raumheizung

T _{VL-RH}	Vorlauftemperatur Raumheizung
T _{RL-RH}	Rücklauftemperatur Raumheizung
Q _{RH}	Wärmezähler Raumheizung
G _{HK}	VL Stellung des Umschaltventils zur Heizung oder Kühlung BTA

Kühlung

T _{VL-KW}	Vorlauftemperatur Kaltwasserkreis
T _{RL-KW}	Rücklauftemperatur Kaltwasserkreis
Q _{KW}	Wärmezähler Kaltwasserkreis

Bauteilaktivierung

T _{BTA1}	Bauteiltemperatur im Betonkern
T _{BTA2}	Bauteiltemperatur im Betonkern
T _{BTA3}	Bauteiltemperatur an der Oberfläche
T _{BTA4}	Bauteiltemperatur an der Oberfläche

Absorptionskältemaschine

T _{RL-KT}	Rücklauftemperatur Kühlturm
T _{VL-WW}	Vorlauftemperatur Absorptionskältemaschine
T _{RL-WW}	Rücklauftemperatur Absorptionskältemaschine
Q _{WW}	Wärmezähler Austreiberkreis
W _{el-WW}	Stromzähler Absorptionskältemaschine

7.4.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 50 bis Abbildung 52) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen

Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 66 m³ (Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut Simulation zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein spezifischer Jahressolarertrag von 405 kWh/(m²a) und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von 1200 kWh/m²a erwartet.

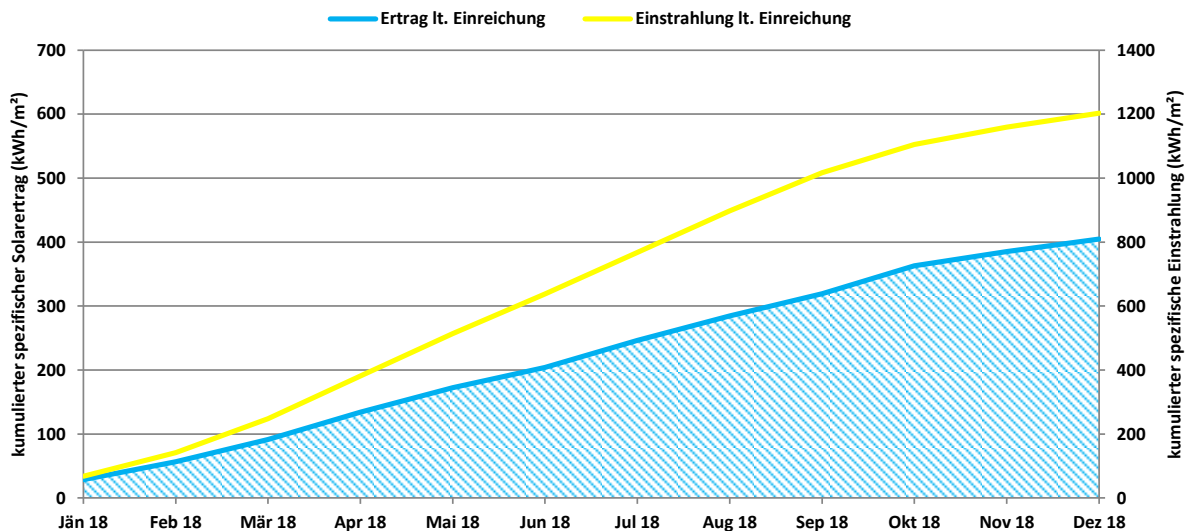


Abbildung 44: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für den Baumarkt Aichinger

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag bezogen auf den Gesamtwärmeinput) wird basierend auf der Simulationsrechnung des Betreibers mit 47,3 % prognostiziert. Eine von der Simulation abweichende Abschätzung des Planers der zukünftigen Verbräuche am Standort (Heizung, Warmwasser, Lieferung Bestand, AKM-Kühlbetrieb) auf Monatsebene prognostiziert eine daraus resultierende 100% solare Deckung. Dies ist durch die hohe Nutzung in den Sommermonaten (bedingt durch den AKM-Kühlbetrieb) und Überschusslieferung an den Bestand zu erklären. Die endgültige solare Deckung, da stark abhängig vom tatsächlichen Verbrauch (und Systemgrenzen), kann erst nach einem Jahr Betrieb ermittelt werden.

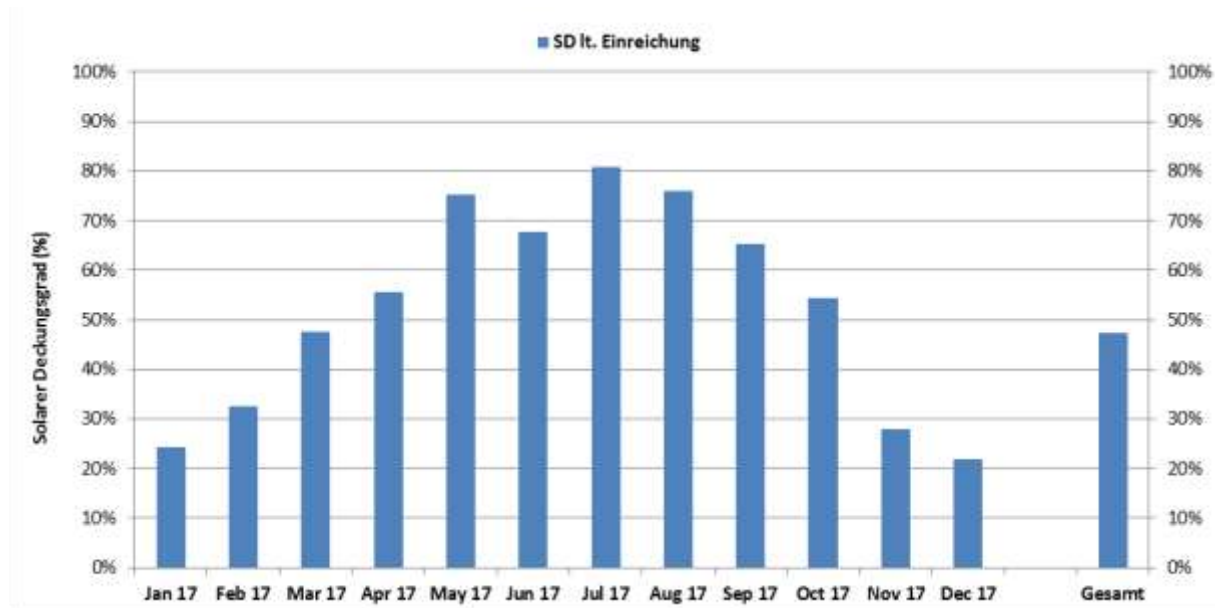


Abbildung 45: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad Baumarkt Aichinger

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 96,74 MWh lt. Simulation abgeschätzt, allerdings wurden laut Planer 46 MWh am Standort erhoben, was bei dem erwartenden Solarertrag eine 100% Deckung bedeuten würde. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 46 zu entnehmen. Gut ersichtlich ist der erwartete höhere kombinierte Verbrauch aus Warmwasser und Heizung in der Heizsaison (große Steigung) gegenüber dem reinen Warmwasserverbrauch im Sommer (geringe Steigung).

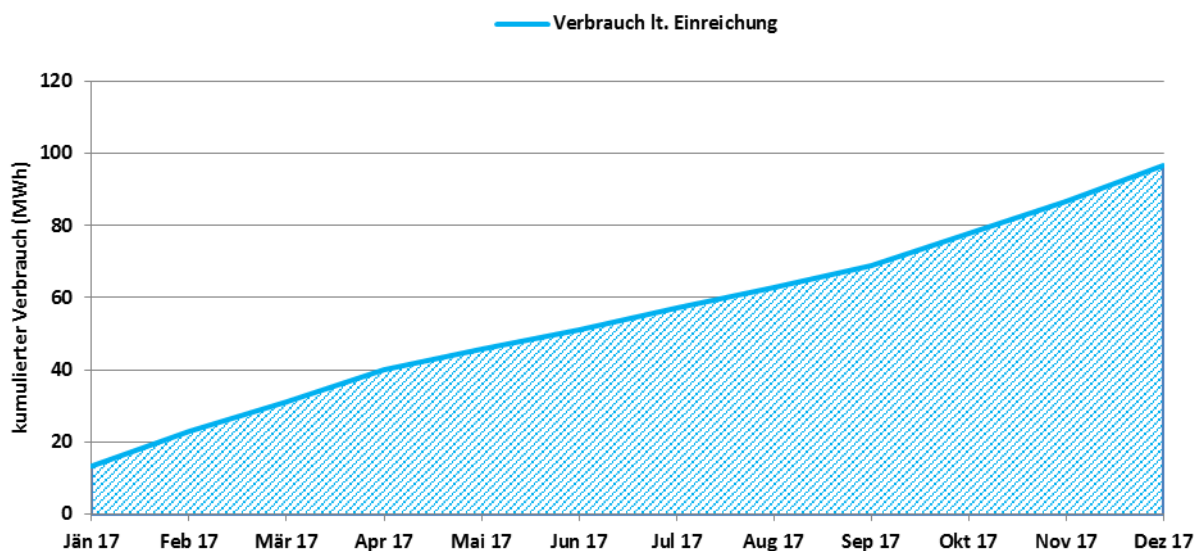


Abbildung 46: Prognostizierter kumulierter Verbrauch des Baumarkts Aichinger

7.4.4 Anlagen Status Quo

Der Baumarkt ist fertig gestellt und das Anlagenmonitoring befindet sich in Umsetzung. Der Start der einjährigen Monitoringperiode ist für das 1. Quartal 2018 geplant.

7.5 Röm.-Kath. Pfarre St. Martin, S

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Vollsolar versorgter Pfarrhof
<u>Adresse:</u>	5300 Hallwang
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Bauteilaktivierung für Raumheizung, Warmwasserbereitung, Warmwasserversorgung Nachbargebäude
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	65 m ² gesamt 48 m ² in der Fassade, 17 m ² auf dem Dach Flachkollektor (Gasokol gigaSol OR)
<u>Ausrichtung:</u>	180° (Süden)
<u>Neigung:</u>	90° Fassade, 70° auf dem Dach aufgeständert
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2.000 l Pufferspeicher Warmwasser, 1.000 l Pufferspeicher Heizung, 300 l Solarpufferspeicher (im Bestand), 40 m ³ Bauteilaktivierung
<u>Nachheizung</u>	7 kW Gastherme (Bestand)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	66,4 %
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	406 kWh/(m ² *a) (Simulationswert aus Einreichung)
<u>Projektstatus:</u>	In Umsetzung
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Zielsetzung ist ein energetisches Vorzeigeprojekt mit dem Bau der Erweiterung zum bestehenden Pfarrhof in der Gemeinde Hallwang im Nordwesten von Salzburg. Neben dem Pfarrhaus soll an der Längsseite zum Kinderspielplatz ein ebenerdiges Erweiterungsbauwerk in Vollholzbauweise und Niedrigstenergiestandard errichtet werden. Mit einer beheizten Bruttogeschossfläche (BGF) von 264 m² soll der Wärmebedarf für das bestehende Pfarrhaus und den Neubau so weit wie möglich solar gedeckt werden. Überschüsse aus der thermischen Solaranlage dienen zur Wärmeversorgung des bestehenden Pfarrhauses. Dadurch soll ein erheblicher Anteil des fossilen Energieträgers Gas im Bestandsgebäude substituiert werden.

Die Wärmeverteilung erfolgt über den Wärmespeicher Beton in der Bodenplatte sowie in der Decke. Zusätzlich werden zwei Schichtspeicher mit einem Gesamtvolumen von 3000 l als Pufferspeicher und ein 300 l Speicher für den Solarüberschuss im Bestand eingesetzt.

Die Wärmeversorgung erfolgt zum wesentlichen Teil (66,4 % laut Simulation) durch solarthermische Flachkollektoren, von denen 17 m² dem Dach und 48 m² in der Fassade integriert sind, mit einer gesamten Bruttokollektorfläche von 65 m². Die Azimut-Ausrichtung ist nach Süden mit einer Neigung von 70° für die am Dach aufgeständerten Kollektoren und 90° für die fassadenintegrierten Kollektoren (siehe Abbildung 48).

Als Nachheizsystem wird die im Bestandsgebäude installierte Gastherme mit 7 kW Leistung verwendet.



Abbildung 47: Ansicht des Erweiterungsbaus (Quelle: Planung Ludwig Kofler)



Abbildung 48: Ansicht von der Dorfstraße (Quelle: Planung Ludwig Kofler)

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Schema des Wärmeversorgungssystems für den Erweiterungsbau Pfarrhof St. Martin ist in Abbildung 49 dargestellt.

Die Solaranlage (65 m² Bruttokollektorfläche) belädt über einen externen Wärmeübertrager je nach Ladezustand den Heizungs-Pufferspeicher (1.000 l, kurz RH-Pufferspeicher) oder den Warmwasser-Pufferspeicher (2.000 l, kurz WW-Pufferspeicher). Zur Nachheizung erwärmt die Gastherme aus dem Bestand (7 kW) den WW- oder RH-Pufferspeicher. Aus dem obersten Bereich des WW-Pufferspeichers wird ein Frischwassermodule versorgt, dessen Rücklauf in den untersten Bereich des WW-Pufferspeichers zurückgeleitet wird. Die Raumwärme wird über Bauteilaktivierung der Fußböden oder Decken bereitgestellt, wobei der Vorlauf aus dem obersten Bereich des RH-Pufferspeichers entnommen wird. Der Rücklauf der Heizkreise wird in den untersten

Bereich des RH-Pufferspeichers eingeleitet. Weiters kann in den Sommermonaten über eine Erdleitung der 300 l Speicher im Bestandsgebäude mit dem Solarüberschuss aus dem WW- und RH-Pufferspeicher beladen werden.

Das Messkonzept umfasst vier Wärmemengenzähler, 20 Temperatursensoren, sechs Ventilstellungen, einen Druckfühler und einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene.

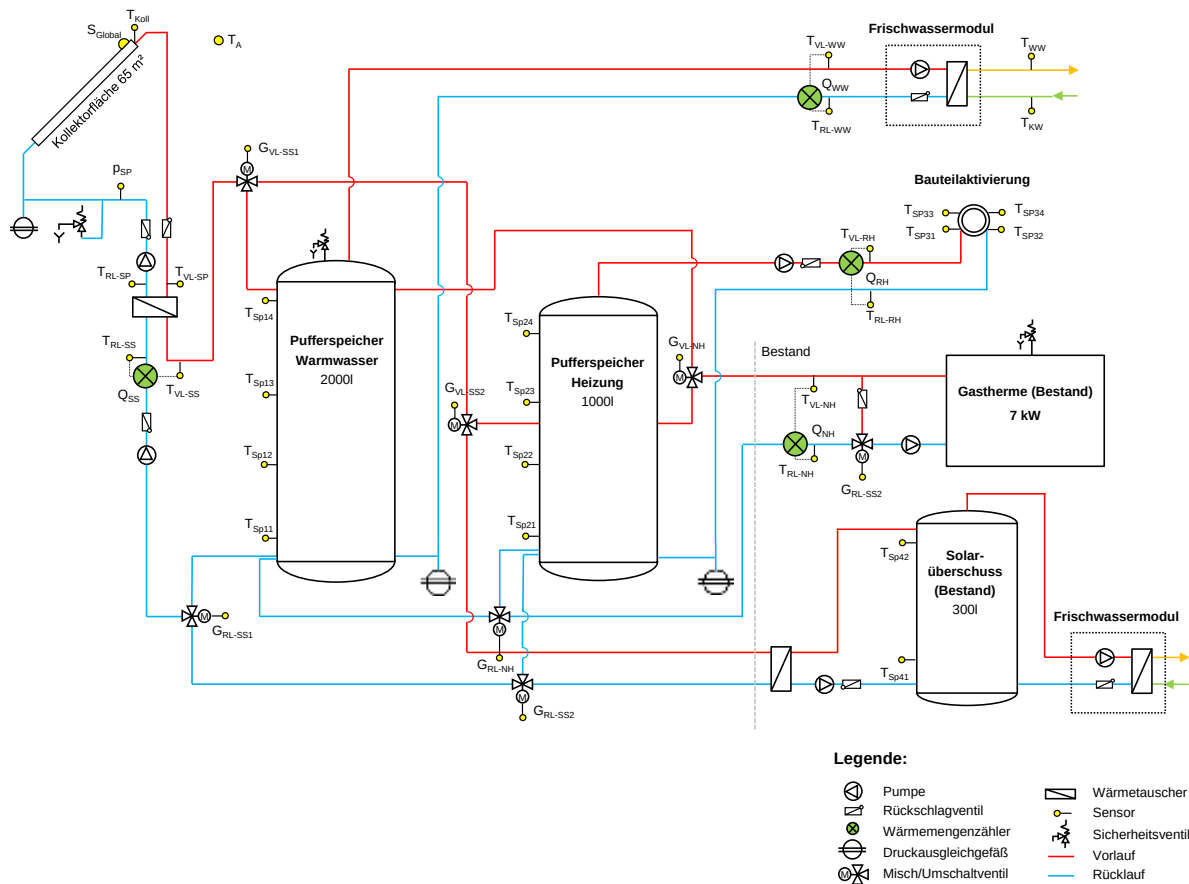


Abbildung 49: Schema Wärmeversorgungssystem für dem Erweiterungsbau Pfarrhof St. Martin

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
P_{SP}	Druckfühler im Solarprimärkreis
T_{VL-SP}	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
T_{RL-SP}	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
T_{VL-SS}	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
T_{RL-SS}	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
Q_{SS}	Wärmezähler Solarsekundärkreis
G_{VL-SS1}	VL Stellung des Umschaltventils zum Pufferspeicher Warmwasser
G_{VL-SS2}	VL Stellung des Umschaltventils zum Pufferspeicher Heizung / Solarüberschuss
G_{RL-SS2}	RL Stellung des Umschaltventils von Pufferspeicher Solarüberschuss
G_{RL-SS1}	RL Stellung des Umschaltventils von Pufferspeicher Warmwasser

Schichtspeicher (Zwei Stück)

T _{Sp11}	Temperatur unten im WW-Pufferspeicher
T _{Sp12}	Temperatur Mitte unten im WW-Pufferspeicher
T _{Sp13}	Temperatur Mitte oben im WW-Pufferspeicher
T _{Sp14}	Temperatur oben im WW-Pufferspeicher
T _{Sp21}	Temperatur unten im RH-Pufferspeicher
T _{Sp22}	Temperatur Mitte unten im RH-Pufferspeicher
T _{Sp23}	Temperatur Mitte oben im RH-Pufferspeicher
T _{Sp24}	Temperatur oben im RH-Pufferspeicher
T _{Sp41}	Temperatur unten im Pufferspeicher Solarüberschuss
T _{Sp42}	Temperatur oben im Pufferspeicher Solarüberschuss

Gastherme Bestand (Nachheizung)

T _{VL-NH}	Vorlauftemperatur Gastherme
T _{RL-NH}	Rücklauftemperatur Gastherme
Q _{NH}	Wärmezähler Gastherme
G _{VL-NH}	VL Stellung des Umschaltventils von Nachheizung
G _{RL-NH}	RL Stellung des Umschaltventils von Nachheizung

Warmwasserbereitung (Frischwassermodule)

T _{WW}	Warmwassertemperatur
T _{KW}	Kaltwassertemperatur
T _{VL-WW}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T _{RL-WW}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q _{WW}	Wärmezähler Warmwasserbereitung

Bauteilaktivierung

T _{Sp31}	Temperatur im Betonkern im Kern
T _{Sp32}	Temperatur im Betonkern im Kern
T _{Sp33}	Temperatur im Betonkern an der Oberfläche
T _{Sp34}	Temperatur im Betonkern an der Oberfläche
T _{VL-RH}	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
T _{RL-RH}	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung
Q _{RH}	Wärmezähler Bauteilaktivierung

Umgebung

T _A	Außenlufttemperatur
----------------	---------------------

7.5.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 50 bis Abbildung 52) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 50 m³ (Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut Simulation zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein spezifischer Jahressolarertrag von 406 kWh/(m²a) und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von

900 kWh/m²a erwartet. Der Ertrag ist im Jahresverlauf (siehe Abbildung 50) wenig ausgeprägt u.a. bedingt durch die relativ steile Neigung (70°) der Kollektoren.

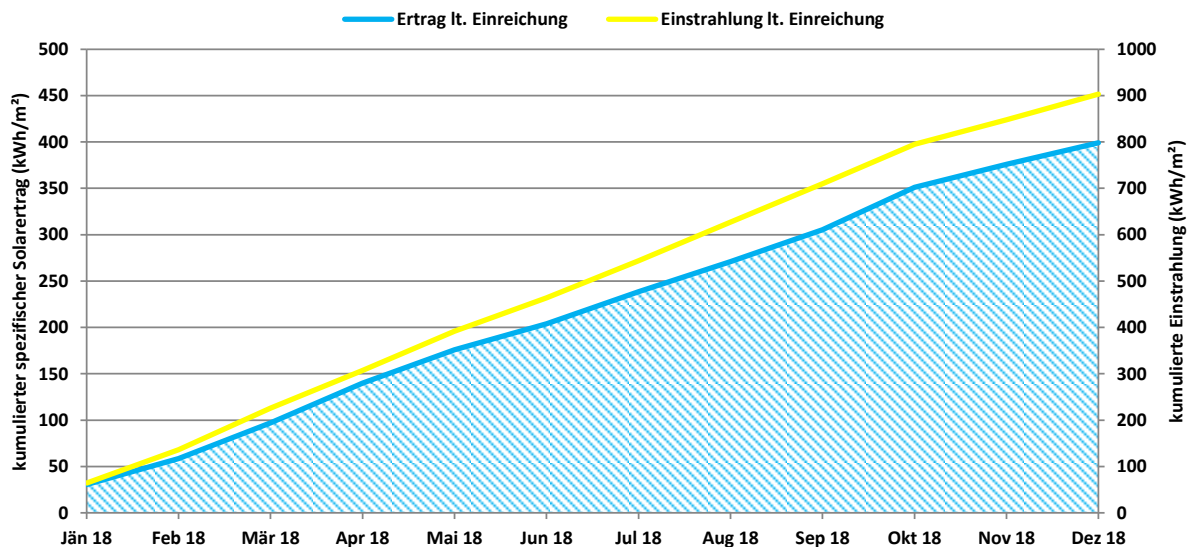


Abbildung 50: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für den Erweiterungsbau Pfarrhof St. Martin

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag bezogen auf den Gesamtwärmeinput) wird basierend auf der Simulationsrechnung des Betreibers mit 66,4 % prognostiziert. In den Monaten März bis Oktober wird eine annähernd vollständige solare Deckung erwartet (siehe Abbildung 51).

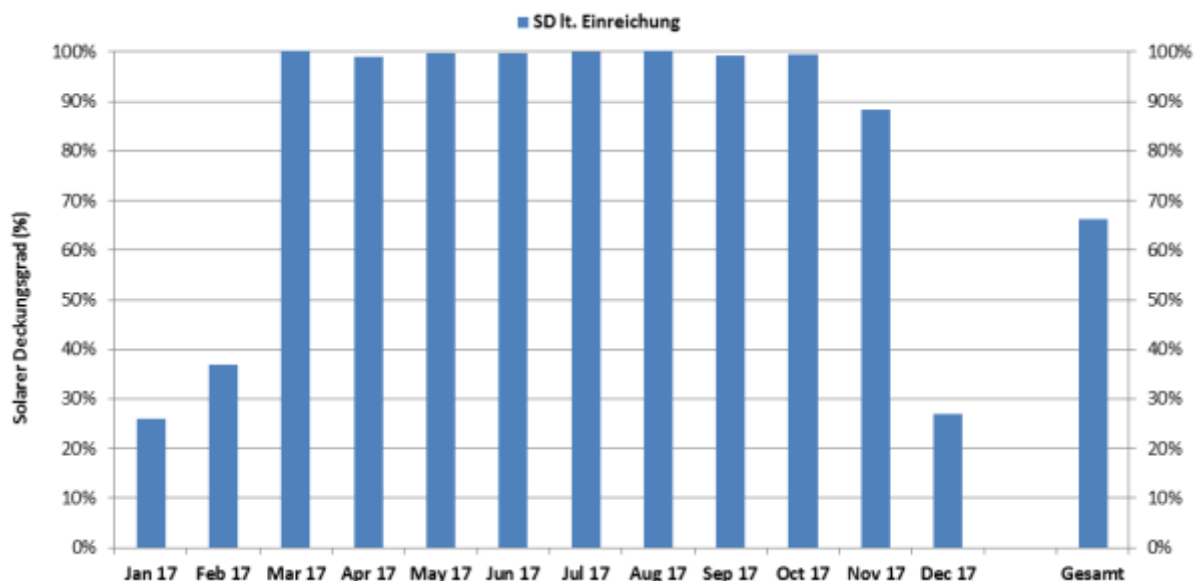


Abbildung 51: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad Erweiterungsbau Pfarrhof St. Martin

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 35,14 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 52 zu entnehmen. Dabei ist auch der Verbrauch des Bestandgebäudes Pfarrhaus enthalten, das in den Monaten April bis September den gesamten Solarüberschuss aufnehmen kann. Es ist ersichtlich, dass der Verbrauch bis auf die Monate Dezember und Januar nahezu kontinuierlich ansteigt.

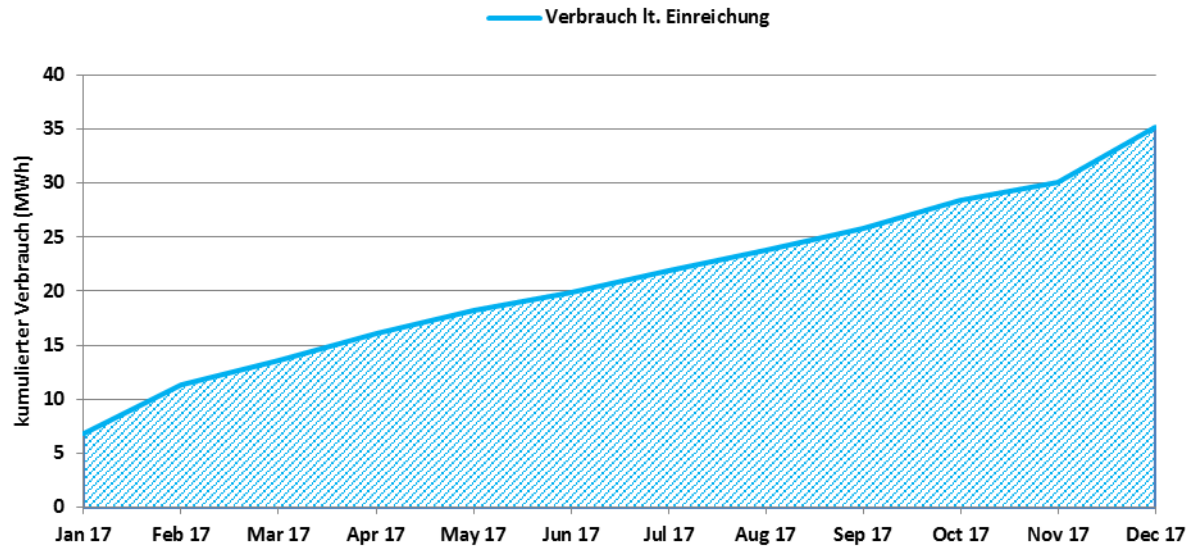


Abbildung 52: Prognostizierter kumulierter Verbrauch des Erweiterungsbaus Pfarrhof St. Martin

7.5.4 Anlagen Status Quo

Die Erweiterung zum Pfarrhof befindet sich im Bau mit einer geplanten Fertigstellung des Gesamtgebäudes samt Außenanlagen bis Anfang 2018. Der Beginn der einjährigen Monitoringperiode ist für das 1. Quartal 2018 geplant.

7.6 SST Holding GmbH, V

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	SST Holding GmbH
<u>Adresse:</u>	6820 Nenzing
<u>Art der Anwendung:</u>	Neue Technologien
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasserbereitung für eine Produktionsstätte inkl. Büroräumlichkeiten
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	276 m ² gesamt, 193 m ² in der SW- und 84 m ² in der SO-Fassade Flachkollektor (SST Eco)
<u>Neigung:</u>	90°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	216° SSW (36° aus Süden in Richtung Westen), 126° SO (36° aus Süden in Richtung Osten)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5 m ³ Pufferspeicher, 300 m ³ Bauteilaktivierung
<u>Nachheizungssystem:</u>	50 kW Holzvergaserkessel, 13 kW Pelletsraumofen
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	73% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	288 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bei dem gegenständlichen Projekt handelt es sich um Büroräumlichkeiten (rund 600 m²) mit angehängter Produktionshalle (rund 1.200 m²), in welcher solarthermische Kollektoren und Unterkonstruktionen für Flachdach-Photovoltaikanlagen produziert werden sollen. Das Objekt wurde 2016 von den beiden Unternehmen SST Solar GmbH und Aerocompact GmbH errichtet. Als primäre Wärmequelle dient eine in die Südwest- und Südost-Fassade integrierte Solaranlage. Ein Holzvergaserkessel und ein Pellets-Raumofen fungieren als Nachheizung in einstrahlungsarmen Zeiten. Alle Wärmeerzeuger beliefern den 5 m³ großen, zentralen Pufferspeicher, welcher seinerseits die Bauteilaktivierung, die Fußbodenheizung und die Warmwasserbereitung mit Wärme versorgt. Des Weiteren kann solare Wärme direkt – ohne Umweg über den Pufferspeicher – in die 300 m³ Bauteilaktivierung eingebracht werden. Die Beheizung der Produktions- und Lagerflächen geschieht über die Bodenplatte mittels Bauteilaktivierung. Die Büroflächen werden mittels Fußbodenheizung mit Wärme versorgt. In der Produktionshalle ist eine Zieltemperatur von 12°C und in den Büroräumlichkeiten ist eine Zieltemperatur von 20°C geplant.



Abbildung 53: Süd-West- (links) und Süd-Ostansicht (rechts) des Neubaus der SST Solar. Die Kollektormontageschienen (schwarze Streifen auf gelbem Grund) sind bereits an der Fassade angebracht (Bildquelle: SST Solar)

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „SST Holding GmbH“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 54 dargestellt. Solare Wärme aus den beiden Kollektorfeldern wird über einen gemeinsamen Sammler temperaturabhängig in unterschiedlichen Höhen in den Pufferspeicher eingelagert oder direkt in die Bauteilaktivierung geliefert. Holzvergaserkessel und Pellets-Raumofen speisen beide ausschließlich in den Pufferspeicher ein, wobei der unterste Pufferbereich immer der Solaranlage vorbehalten bleibt. Aus dem Pufferspeicher werden die Wärmeabnehmer Warmwasserbereitung, Fußbodenheizung und Bauteilaktivierung versorgt.

Das Monitoringkonzept umfasst sieben Wärmemengenzähler, 16 Temperatursensoren und 2 Drucksensoren im Solarprimärkreislauf sowie 2 Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene der beiden Kollektorfelder.

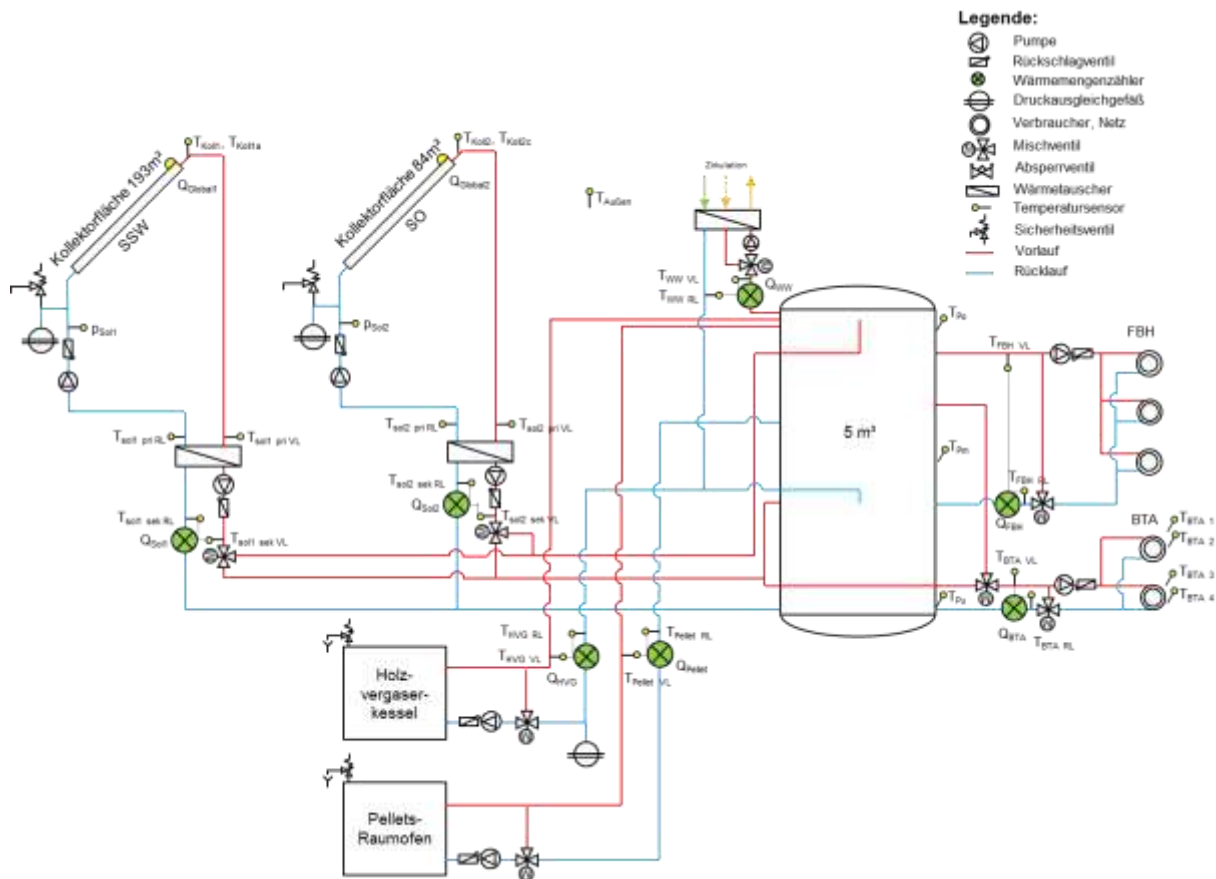


Abbildung 54: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „SST Holding GmbH“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solar Süd

T_{Koll1}	Temperaturfühler Kollektorfeld Süd 1
T_{Koll1a}	Temperaturfühler Kollektorfeld Süd 2
$Q_{Global1}$	Globalstrahlungssensor Süd
p_{Sol1}	Anlagendruck Solar Süd
$T_{Sol1\ pri\ RL}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Süd
$T_{Sol1\ pri\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Süd
Q_{Sol1}	Wärmezähler Solarkreis Süd
$T_{Sol1\ sek\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis Süd
$T_{Sol1_sek_RL}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis Süd

Solar Ost

T_{Koll2}	Temperaturfühler Kollektorfeld Ost 1
T_{Koll2c}	Temperaturfühler Kollektorfeld Ost 2
$Q_{Global2}$	Globalstrahlungssensor Ost
p_{Sol2}	Anlagendruck Solar Ost
$T_{Sol2\ pri\ RL}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis Ost
$T_{Sol2\ pri\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis Ost
Q_{Sol2}	Wärmezähler Solarkreis Ost
$T_{Sol2\ sek\ VL}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis Ost
$T_{Sol2_sek_RL}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis Ost

Nachheizung

Q_{HVG}	Wärmezähler Holzvergaser
$T_{\text{HVG VL}}$	Vorlauftemperatur Holzvergaser
$T_{\text{HVG RL}}$	Rücklauftemperatur Holzvergaser
Q_{Pellet}	Wärmezähler Pellets-Raumofen
$T_{\text{Pellet VL}}$	Vorlauftemperatur Pellets-Raumofen
$T_{\text{Pellet RL}}$	Rücklauftemperatur Pellets-Raumofen

Pufferspeicher

T_{Po}	Puffertemperatur oben
T_{Pm}	Puffertemperatur mitte
T_{Pu}	Puffertemperatur unten

Warmwasser

Q_{WW}	Wärmezähler WW
$T_{\text{WW VL}}$	Vorlauftemperatur WW
$T_{\text{WW RL}}$	Rücklauftemperatur WW

Raumheizung

Q_{FBH}	Wärmezähler Fußbodenheizung
$T_{\text{FBH VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung
$T_{\text{FBH RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung

Bauteilaktivierung

Q_{BTA}	Wärmezähler Bauteilaktivierung
$T_{\text{BTA VL}}$	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
$T_{\text{BTA RL}}$	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung
$T_{\text{BTA 1}}$	Bauteiltemperatur 1 - Oberfläche
$T_{\text{BTA 2}}$	Bauteiltemperatur 1 - Kern
$T_{\text{BTA 3}}$	Bauteiltemperatur 2 - Oberfläche
$T_{\text{BTA 4}}$	Bauteiltemperatur 2 - Kern

Sonstiges

$T_{\text{Außen}}$	Außentemperatur
--------------------	-----------------

7.6.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 55 bis Abbildung 57) 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 „SST Holding GmbH“. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers mit einem Volumen von 155 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 288 kWh/m²a und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von 1.166 kWh/m²a prognostiziert.

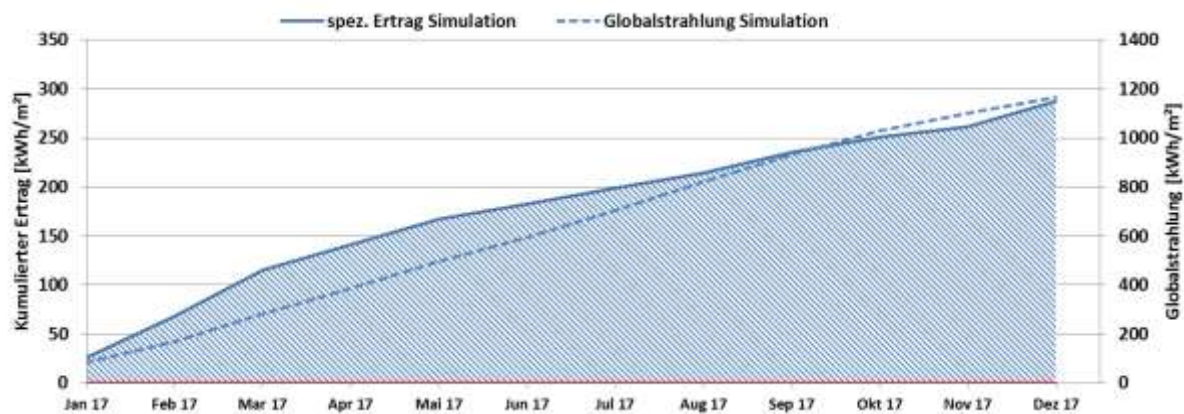


Abbildung 55: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für die Anlage „SST Holding GmbH“

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 73 % angegeben. In den Monaten März bis November liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei über 70% (siehe Abbildung 56).

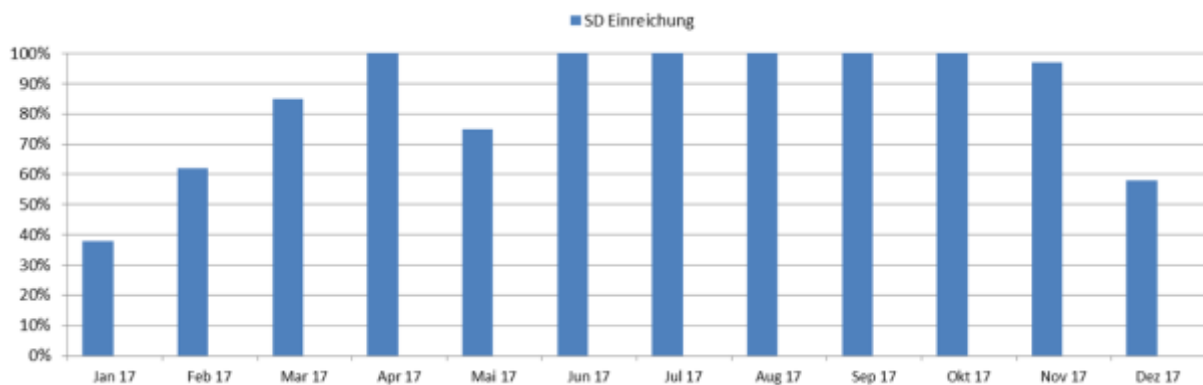


Abbildung 56: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für die Anlage „SST Holding GmbH“

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 151 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 57 zu entnehmen.

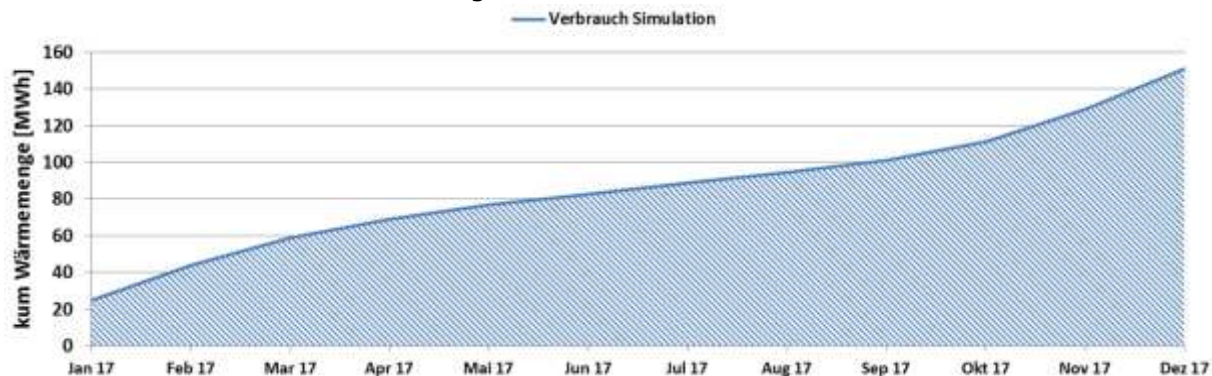


Abbildung 57: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für die Anlage „SST Holding GmbH“

7.6.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist Betrieb und an der Umsetzung des Monitoringsystems wird noch gearbeitet. Der Start der Monitoringperiode ist für Anfang 2018 geplant.

7.7 Fuxsteiner & Heimberger OG, NÖ

7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Fuxsteiner & Heimberger OG
<u>Adresse:</u>	3107 St. Pölten
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasserbereitung für 3 Wohngebäude mit insgesamt 37 Wohnungen
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	113 m ² Flachkollektor (BES IS-XL 2,7 S)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	158° (22° aus Süden in Richtung Osten)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4 m ³ Warmwasserspeicher (zentral) 2 m ³ Heizungsspeicher (zentral) 150 Liter Boiler je Wohnung 1.230 m ² Erdspeicher (einlagig verlegt)
<u>Nachheizungssystem:</u>	Sole/Wasser-Wärmepumpe IS-Prime 30 & 60 kW, 80 kW Gaskessel
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	28,3 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	540 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau von 3 Gebäudeteilen mit insgesamt 37 Wohnungen, die über ein Mikronetz versorgt werden. Eine 113 m² große Solaranlage, welche am Dach aufgeständert wird, deckt den Bedarf an Raumheizung und Warmwasser zu rund 30 % ab. Sommerliche Überschüsse werden in einen 1.230 m² großen Niedertemperatur-Erdreichspeicher eingebracht, welcher einer 30 kW und einer 60 kW Wärmepumpe als Quelle dient. Der Erdspeicher für die saisonale Speicherung wurde ca. 15 cm unterhalb der Bodenplatte verlegt. Laut Anlagenplaner sollte mittels der solaren Beladung des Erdreichs eine Temperatur im Erdspeicher von etwa 20 bis 25 °C erreicht werden können. In Kombination mit der Sole-Wasser-Wärmepumpe ermöglicht der Erdspeicher quellseitig eine höhere Vorlauftemperatur und somit eine Steigerung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe. Als Notheizung dient ein 80 kW Gaskessel. Alle Wärmeerzeuger beliefern einen zentralen Warmwasserpuffer (4.000 Liter) bzw. einen zentralen Heizungspuffer (2.000 Liter), von wo aus über das Mikronetz die Verbraucher (37 Wohnungen) versorgt werden. Jeder Verbraucher hat eine Fußbodenheizung und einen 120 Liter Warmwasserboiler. Die Warmwasserboiler werden zweimal täglich in den Zeitfenstern 03:00-05:00 bzw. 12:00-14:00 beladen. Außerhalb dieses Zeitfensters wird das Mikronetz ausschließlich auf dem niedrigen Temperaturniveau der Fußbodenheizung betrieben.



Abbildung 58: Süd- (links) und Ostansicht (rechts) des Bauvorhabens Fuxsteiner & Heimberger OG (Bildquelle: BES)

7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „Fuxsteiner & Heimberger OG“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 59 dargestellt. Die Solaranlage beliefert abhängig vom Temperaturniveau den Warmwasserspeicher, Heizungsspeicher oder den Solespeicher im Erdreich. Die Wärmepumpen, die den Solespeicher als Quelle nutzen, dienen der Nachheizung der beiden Pufferspeicher in einstrahlungsarmen Zeiten. Als Notheizung steht ein Gaskessel zur Verfügung. Aus den beiden Pufferspeichern wird das Mikronetz betrieben, welches Hochtemperaturwärme für Warmwasser und Niedertemperaturwärme für die Fußbodenheizung den 37 angeschlossenen Nutzern zur Verfügung stellt.

Das Monitoringkonzept umfasst 8 Wärmemengenzähler, 11 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf, 2 Stromzähler sowie einen Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene.

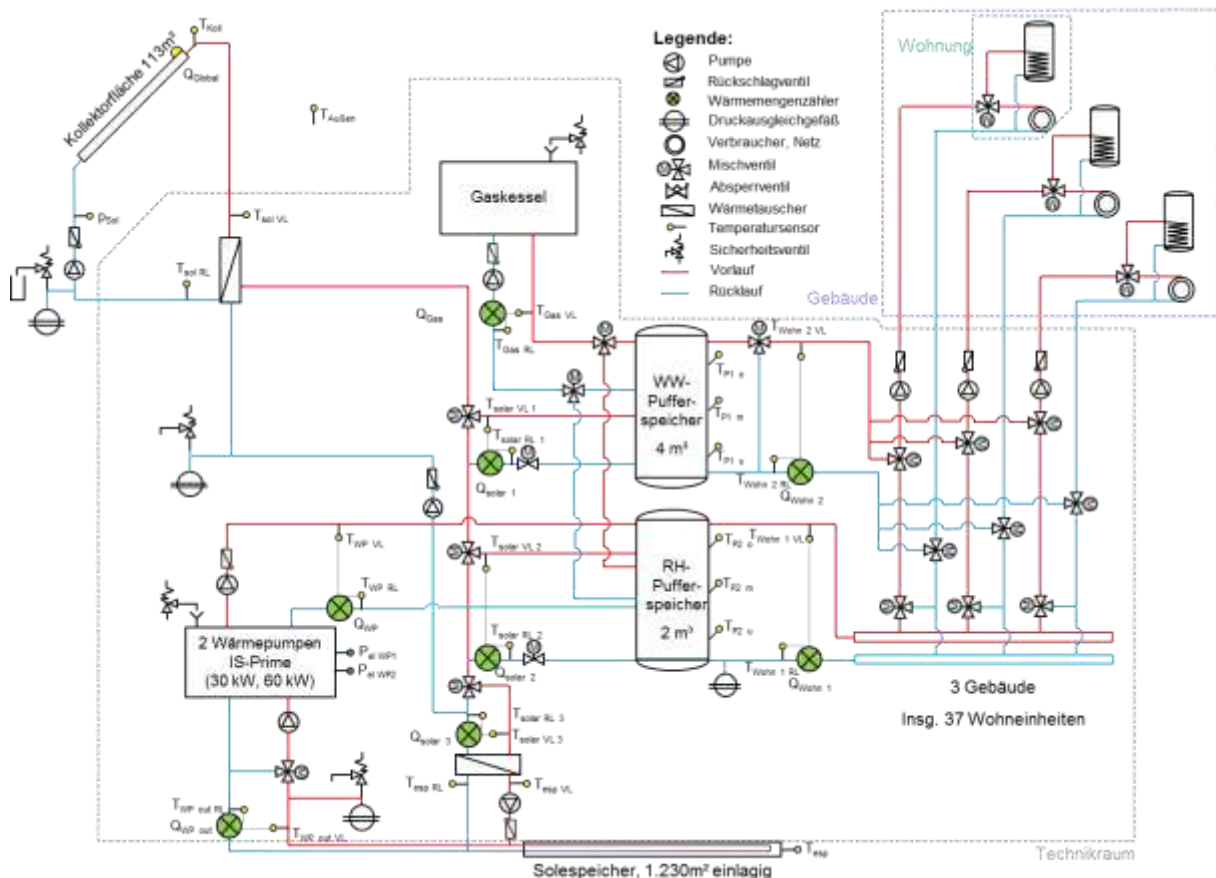


Abbildung 59: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Fuxsteiner & Heimberger OG (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren). Die Gebäudegrenzen sind strichliert dargestellt (Gebäude, Technikraum, Wohnungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solarkreis

Q_{Global}	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
p_{Sol}	Drucksensor Primärkreis
T_{Koll}	Kollektortemperatur
$T_{\text{Sol VL}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{Sol RL}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
$Q_{\text{Solar 1}}$	Wärmemengenzähler Solar in WW-Puffer
$T_{\text{Sol VL 1}}$	Vorlauftemperatur Solar in WW-Puffer
$T_{\text{Sol RL 1}}$	Rücklauftemperatur Solar in WW-Puffer
$Q_{\text{Solar 2}}$	Wärmemengenzähler Solar in RH-Puffer
$T_{\text{Sol VL 2}}$	Vorlauftemperatur Solar in RH-Puffer
$T_{\text{Sol RL 2}}$	Rücklauftemperatur Solar in RH-Puffer
$Q_{\text{Solar 3}}$	Wärmemengenzähler Solar in Sole-Speicher
$T_{\text{Sol VL 3}}$	Vorlauftemperatur Solar in Sole-Speicher
$T_{\text{Sol RL 3}}$	Rücklauftemperatur Solar in Sole-Speicher

Speicher 1

$T_{\text{P1-o}}$	Pufferspeichertemperatur 1 oben
$T_{\text{P1-m}}$	Pufferspeichertemperatur 1 mitte
$T_{\text{P1-u}}$	Pufferspeichertemperatur 1 unten

Speicher 2

T_{P2-o}	Pufferspeichertemperatur 2 oben
T_{P2-m}	Pufferspeichertemperatur 2 mitte
T_{P2-u}	Pufferspeichertemperatur 2 unten

Mikronetzanbindung

$Q_{Wohn\ 1}$	Wärmemengenzähler Mikronetz Raumheizung
$T_{Wohn\ VL\ 1}$	Vorlauftemperatur Mikronetz Raumheizung
$T_{Wohn\ RL\ 1}$	Rücklauftemperatur Mikronetz Raumheizung
$Q_{Wohn\ 2}$	Wärmemengenzähler Mikronetz Warmwasser
$T_{Wohn\ VL\ 2}$	Vorlauftemperatur Mikronetz Warmwasser
$T_{Wohn\ RL\ 2}$	Rücklauftemperatur Mikronetz Warmwasser

Gaskessel

Q_{Gas}	Wärmemengenzähler Gaskessel
$T_{Gas\ VL}$	Vorlauftemperatur Gaskessel
$T_{Gas\ RL}$	Rücklauftemperatur Gaskessel

Wärmepumpe

Q_{WP}	Wärmemengenzähler Wärmepumpe
$T_{WP\ VL}$	Vorlauftemperatur Wärmepumpe
$T_{WP\ RL}$	Rücklauftemperatur Wärmepumpe
$P_{el\ WP1}$	Stromaufnahme Verdichter 1
$P_{el\ WP2}$	Stromaufnahme Verdichter 2

Solespeicher

$Q_{WP\ out}$	Wärmemengenzähler Quelle Wärmepumpe
$T_{WP\ out\ VL}$	Vorlauftemperatur Quelle Wärmepumpe
$T_{WP\ out\ RL}$	Rücklauftemperatur Quelle Wärmepumpe
T_{esp}	Solespeicher Temperatur
$T_{esp\ VL}$	Solespeicher Vorlauftemperatur (solar seitig)
$T_{esp\ RL}$	Solespeicher Rücklauftemperatur (solar seitig)

Sonstiges

$T_{Außen}$	Außentemperatur
-------------	-----------------

7.7.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 60 bis Abbildung 62) 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 „Fuxsteiner und Heimberger OG“. Da eine Abbildung des Erdspeichers nicht mit einem herkömmlichen Simulationsprogramm möglich war, entschied sich der Betreiber diesen durch ein Hallenbad anzunähern.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 540 kWh/m²a und eine Globalstrahlung in der Kollektorebene von 1.315 kWh/m²a prognostiziert.



Abbildung 60: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Projekt Fuxsteiner & Heimberger OG

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 28 % angegeben. In den Monaten Mai bis August liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei über 70% (siehe Abbildung 61).

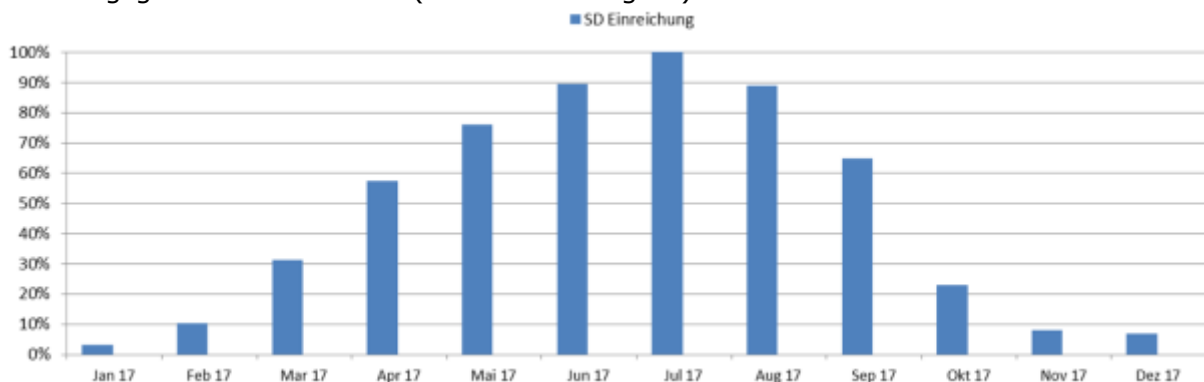


Abbildung 61: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt Fuxsteiner & Heimberger OG

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 201 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 62 zu entnehmen.

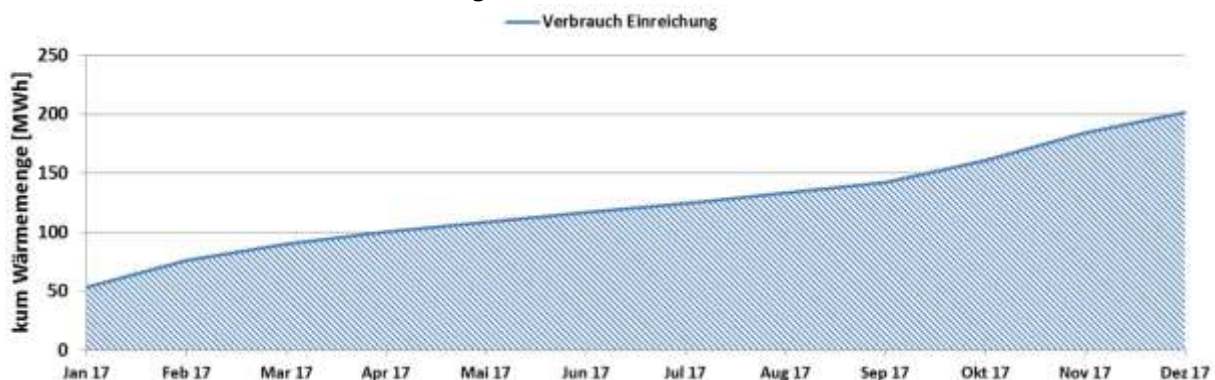


Abbildung 62: Prognostizierter kumulierter Verbrauch des Projekt Fuxsteiner & Heimberger OG

7.7.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist in Betrieb und die Umsetzung des Monitoringsystems ist in Arbeit. Der Start der Monitoringperiode ist für das 1. Quartal 2018 geplant.

7.8 Mikronetz St. Johann/Pongau, S

7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Mikronetz St. Johann/Pongau
<u>Adresse:</u>	5600 St. Johann/Pongau
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung und Warmwasserbereitung für 10 Wohnhäuser
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	301,8 m ² auf 4 Häuser verteilt: 100,6 m ² , 60,36 m ² , 2x 70,42 m ² Flachkollektor (Sonnenkraft GK10-HP)
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	198° (18° aus Süden in Richtung Westen)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	30 m ³ Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	2x 110 kW Pelletskessel
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	26,6 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	562 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim gegenständlichen Projekt handelt es sich um den Neubau von insgesamt 10 Gebäuden, welche von zwei verschiedenen Wohnbauträgern errichtet werden und über ein gemeinsames Mikronetz versorgt werden. Die insgesamt rund 300 m² große Solaranlage wird auf die Dächer von vier Gebäuden aufgeteilt und deckt rund 27 % des Wärmebedarfs von Warmwasser und Heizung. Als Nachheizung stehen zwei Pelletskessel à 100 kW zur Verfügung. Alle Wärmeerzeuger beliefern den zentralen 30 m³ Pufferspeicher, welcher sämtliche Verbraucher bedient. Alle Gebäude sind mit Fußbodenheizung ausgestattet. Die Warmwasserbereitung erfolgt über Wohnungsstationen im Durchlauf, wodurch die Vorlauftemperatur des Netzes ganzjährig auf rund 57°C gehalten werden muss. Insgesamt werden 76 Wohnungen über das Mikronetz versorgt. Abbildung 63 zeigt schematisch die neue Siedlung. Die Zuordnung der beiden Bauträger ist durch die blauen und roten Systemgrenzen dargestellt. Die Wärmeabnehmergruppen (vgl. Hydraulikschema in Abbildung 64) sind grün strichliert eingezeichnet. Die Technikzentrale (grüner Punkt) befindet sich in der Abnehmergruppe 2. Jeder Bauträger stellt zwei Dächer für die Solaranlage (gelb) zur Verfügung.

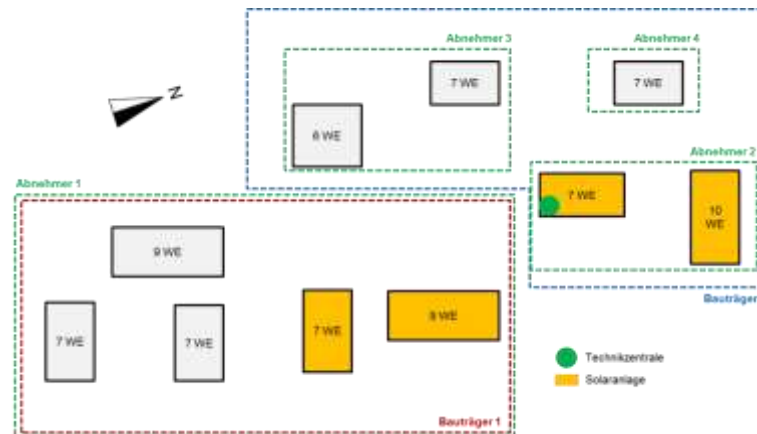


Abbildung 63: Prinzipdarstellung der neu errichteten Siedlung inklusive der Angabe der Wohneinheiten (WE) je Gebäude sowie Systemgrenzen der einzelnen Wärmenetzabnehmer und Bauträger (Quelle: Lageplan Ingenieurbüro HT Plan, eigene Darstellung)

7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Projekt „NW St. Johann/Pongau“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 64 dargestellt. Die Solaranlage beliefert über einen externen Wärmetauscher den zentralen Pufferspeicher. Die beiden Pelletskessel dienen der Nachheizung in einstrahlungsarmen Zeiten. Aus dem Pufferspeicher wird das Mikronetz betrieben, welches Wärme für Warmwasser und Fußbodenheizung den 76 angeschlossenen Wohneinheiten zur Verfügung stellt.

Das Monitoringkonzept umfasst 5 Wärmemengenzähler, 21 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensoren in Kollektorebene.

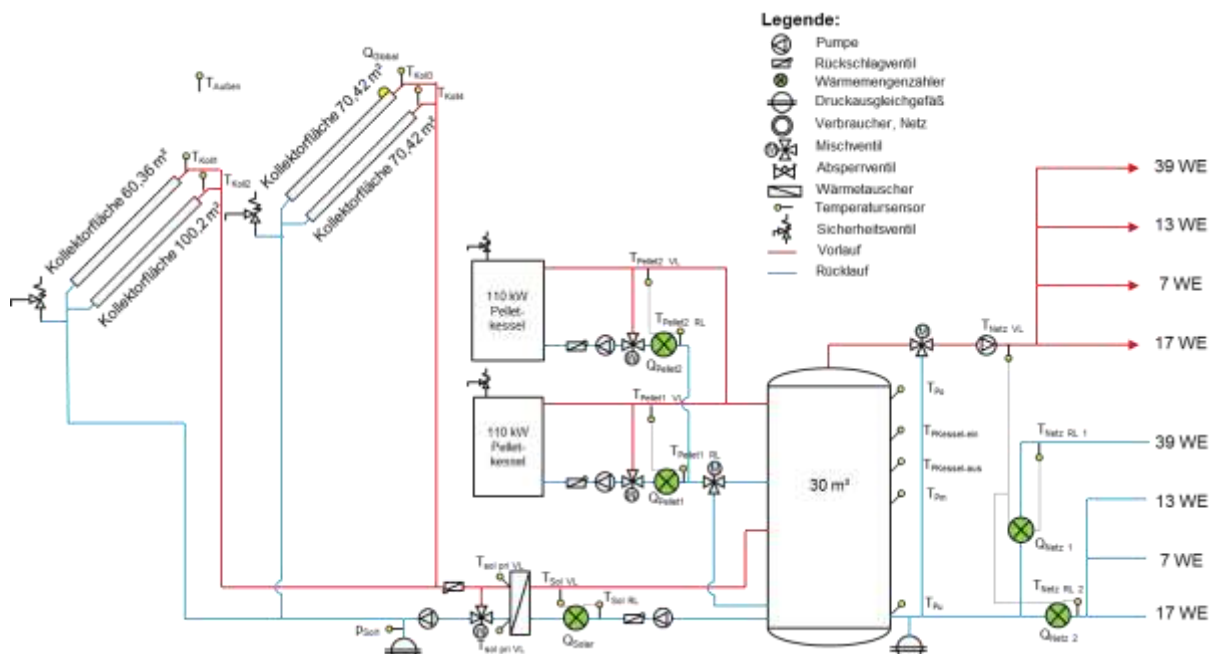


Abbildung 64: Hydraulik- und Messkonzept zum Bauvorhaben Nahwärme St. Johann/Pongau

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst.

Solarkreis

T-Koll1	Kollektortemperatur
T-Koll2	Kollektortemperatur
T-Koll3	Kollektortemperatur
T-Koll4	Kollektortemperatur

Q-Global	Einstrahlung in Kollektorebene
p-Solar	Anlagendruck
T-Solar_pri_RL	Rücklauftemperatur Solar Primärkreis
T-Solar_pri_VL	Vorlauftemperatur Solar Primärkreis
Q-Solar	Wärmemengenzähler Solar
T-Solar_VL	Vorlauftemperatur Solar Sekundärkreis
T-Solar_RL	Rücklauftemperatur Solar Sekundärkreis

Nachheizung

Q-Pellet1	Wärmemengenzähler Pellet1
T-Pellet1_VL	Vorlauftemperatur Pellet1
T-Pellet1_RL	Rücklauftemperatur Pellet1
Q-Pellet2	Wärmemengenzähler Pellet2
T-Pellet2_VL	Vorlauftemperatur Pellet2
T-Pellet2_RL	Rücklauftemperatur Pellet2

Puffer

T-Po	Puffertemperatur oben
T-Pkessel-ein	Puffertemperatur Regelungsfühler Kessel ein
T-Pkessel-aus	Puffertemperatur Regelungsfühler Kessel aus
T-Pm	Puffertemperatur mitte
T-Pu	Puffertemperatur unten

Verbraucher

Q-Netz1	Wärmemengenzähler Netz 1
T-Netz_VL	Vorlauftemperatur Netz
T-Netz1_RL	Rücklauftemperatur Netz 1
Q-Netz2	Wärmemengenzähler Netz 2
T-Netz2_RL	Rücklauftemperatur Netz 2

Sonstiges

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

7.8.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 65 bis Abbildung 67) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „NW St. Johann/Pongau“.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung werden ein Jahressolarertrag von 562 kWh/m²a und eine Globalstrahlung in Kollektorebene von 1.125 kWh/m²a prognostiziert.



Abbildung 65: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Projekt NW St. Johann/Pongau

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 27% angegeben. In den Monaten Mai bis September liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei über 50% (siehe Abbildung 66).

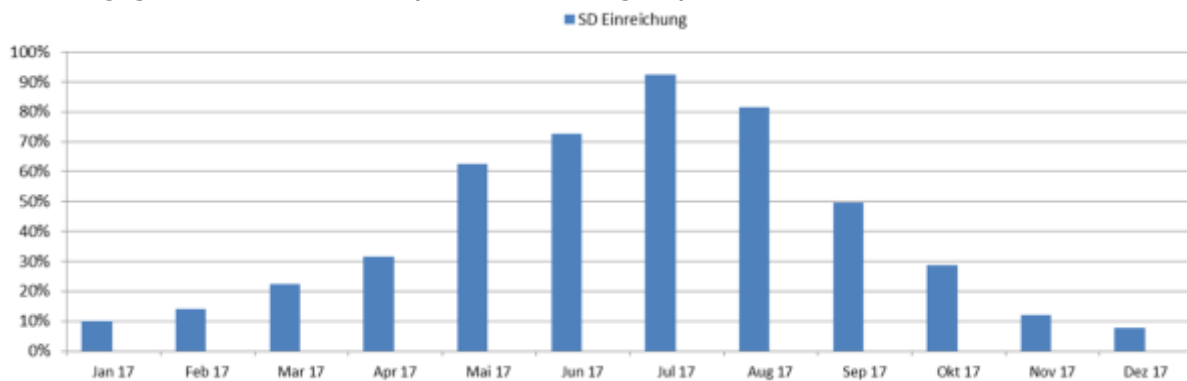


Abbildung 66: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für das Projekt NW St. Johann/Pongau

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 576 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 55 zu entnehmen.

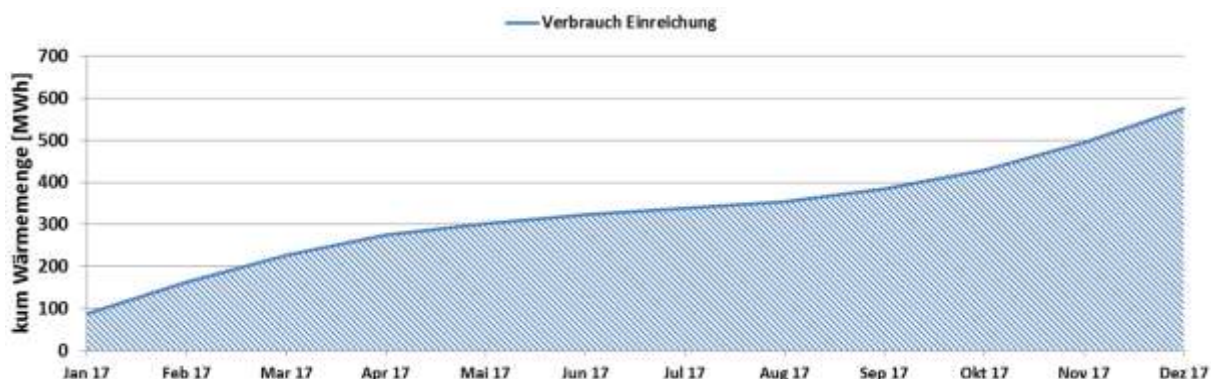


Abbildung 67: Prognostizierter kumulierter Verbrauch des Projekt NW St. Johann/Pongau

7.8.4 Anlagen Status Quo

Die Anlage ist in Betrieb und die Umsetzung des Monitoringsystems ist in Arbeit. Der Start der Monitoringperiode ist für das 1. Quartal 2018 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., 2016a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: Endbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015

Fink et al., ZB 2016b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2012“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., ZB 2016c:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2013“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Fink et al., ZB 2017a:

Christian Fink, Samuel Knabl, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2017

Fink et al., ZB 2017b:

Christian Fink, Samuel Knabl, Walter Becke, Bernd Windholz, Max Blöchle, Franz Helminger: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2017