

3. Zwischenbericht zum Projekt

WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITFORSCHUNG ZUM FÖRDERPROGRAMM „DEMOPROJEKTE SOLARHAUS 2014“

Autoren

Walter Becke, Projektleitung
Christian Fink
Veronika Hierzer
Waldemar Wagner

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Max Blöchle
Franz Helminger
Thomas Natiesta

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Gleisdorf, im Mai 2018

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien



Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Demoprojekte Solarhaus“.

Programmabwicklung:

Kommunkredit Public Consulting

Türkenstraße 9
1092 Wien



Auftragnehmer und Projektleitung:

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19
Tel.: +43-3112 5886 – 0
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



Forschungsgruppe ASiC

FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH

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



Inhalt

1	KURZFASSUNG	4
2	EINLEITUNG	6
3	ÜBERBLICK ÜBER DIE BEGLEITFORSCHUNGSPROJEKTE	8
4	BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN IM BERICHTSZEITRAUM.....	9
5	VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN	11
6	KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH	12
7	BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....	16
7.1	Solarhaus Burtscher, Vbg	16
7.2	Solarhaus Westreicher, T	29
7.3	Solarhaus Maier, OÖ.....	45
7.4	Solarhaus Wieder, OÖ	64
7.5	Solarhaus Zellhofer, OÖ	80
7.6	Solarhaus Schachinger, OÖ	96
7.7	Solarhaus Lindenberger, Ktn.	110
7.8	Solarhaus Scherling, Stmk	133
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	140

1 Kurzfassung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Seit dem Jahr 2010 unterstützt der Klima- und Energiefonds im Förderprogramm „Solarthermie – solare Großanlagen“ den Einsatz von Solarwärme in Produktionsbetrieben, Wärmenetzen und zur Beheizung oder Kühlung von Gewerbegebäuden, wodurch die Marktentwicklung in diesem Bereich deutlich vorangetrieben werden konnte. Doch auch im privaten Bereich gibt es ein nicht zu vernachlässigendes Potential für große Solarthermie Anlagen, da laut der EU-Gebäuderichtlinie ab dem Jahr 2020 nur mehr sogenannte „nearly zero energy buildings“ errichtet werden dürfen. Die Richtlinie schreibt vor, dass ein wesentlicher Teil der notwendigen Energie aus erneuerbaren Quellen am Standort stammen soll.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung im Arbeitsprogramm 2014 erstmals einen Förderschwerpunkt für private Ein- und Zweifamilienhäuser mit einem solaren Deckungsgrad von mindestens 70 %. Bisher wurden vier erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 70 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 (März 2017 bis Februar 2018) mit den 8 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen in intensivem Kontakt. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.B. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass von den 8 errichteten Solarhäusern, für 7 bereits die einjährige Monitoringphase abgeschlossen werden konnte. Bei einer Anlage war zum Zeitpunkt der Berichtslegung das Monitoringequipment zwar bereits installiert, jedoch wurde das Gebäude noch nicht bezogen.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit 8 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (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 8 Projekten
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)

- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse
- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 2 Vorträge bei einschlägigen Tagungen (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus“ der Förderjahre 2014, 2015, 2016 und 2017)
- 2 Vorträge bei Workshops der Sonnenhaus Initiative Österreich
- Ein eintägiges Modul im Lehrgang „Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement“ an der FH Wien (Modul „Gebäude mit hoher solarer Deckung“)

2 Einleitung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Seit dem Jahr 2010 unterstützt der Klima- und Energiefonds im Förderprogramm „Solarthermie – solare Großanlagen“ den Einsatz von Solarwärme in Produktionsbetrieben, Wärmenetzen und zur Beheizung oder Kühlung von Gewerbegebäuden, wodurch die Marktentwicklung in diesem Bereich deutliche vorangetrieben werden konnte. Doch auch im privaten Bereich gibt es ein nicht zu vernachlässigendes Potential für große Solarthermie Anlagen da laut der EU-Gebäuderichtlinie ab dem Jahr 2020 nur mehr sogenannte „nearly zero energy buildings“ errichtet werden dürfen. Die Richtlinie schreibt vor, dass ein wesentlicher Teil der notwendigen Energie aus erneuerbaren Quellen am Standort stammen soll.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung im Arbeitsprogramm 2014 erstmals einen Förderschwerpunkt für private Ein- und Zweifamilienhäuser mit einem solaren Deckungsgrad von mindestens 70%. Bisher wurden vier erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 70 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 (Mit-)Eigentümer, Bauberechtigte oder Mieter von Ein- und Zweifamilienhäusern im Neubau oder Bestand. Als Fördervoraussetzungen gelten folgende Bedingungen:

- Mindestens 70% solare Deckung des Wärmebedarfs für Warmwasser und Raumwärme
- Ein spezifischer Heizwärmebedarf nach PHPP¹ kleiner oder gleich $42 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBF}a}$
- Biomassekessel, -ofen oder Wärmepumpe als Nachheizsystem

Die Förderquote variiert je nach erreichtem spezifischem Heizwärmebedarf (HWB) von 40% der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten bei einem HWB von $42 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBF}a}$, 45% bei einem HWB von $30 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBF}a}$ und 50% bei einem HWB von $15 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBF}a}$. Als Referenzsystem wurde ein Ölkessel mit Investitionskosten von 5.340 Euro brutto herangezogen.

Alle Werte für den spezifischen Heizwärmebedarf werden bei PHPP auf die Energiebezugsfläche (EBF) bezogen. Diese entspricht im Prinzip der Wohn- bzw. Nutzfläche und orientiert sich für Wohngebäude an der deutschen Wohnflächenverordnung. Es gehen grundsätzlich nur Flächen innerhalb der thermischen Hülle ein und je nach Nutzung der Räume werden deren Flächen unterschiedlich gewichtet. Auf diese Weise wird der effiziente Umgang von hochwertigen Flächen in der thermischen Hülle begünstigt und unterschiedliche interne Wärmequellen berücksichtigt.

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.

¹ Passivhaus Projektierungs-Paket

Nachfolgend sind die wesentlichen Aktivitäten der Programmbegleitung zusammengefasst:

- Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellt sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.
- Gespräche mit der Programmleitung beim Klima- und Energiefonds – dadurch kann einerseits direkt Rückmeldung zum Status Quo der Technologie gegeben werden und andererseits können gewonnene Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden.
- Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an Industrieverbände (z.B. Austria Solar) bzw. den Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen.

Im gegenständlichen Zwischenbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2014 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an die Zwischenberichte der Projekte „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Demoprojekte Solarhaus“ für die Ausschreibungsjahre 2014, 2015 und 2016 (Becke et al., 2017a; Becke et al., 2017b; Becke et al., 2017c) erstellt.

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Während des Berichtszeitraums (März 2017 bis Februar 2018) wurde mit den 8 im Programm verbliebenen Förderwerbern Kontakt gehalten und der aktuelle Status der Bauvorhaben sowie eventuell vorhandene Planänderungen bezüglich Hydraulik oder technischer Details in regelmäßigen Abständen abgefragt. Abhängig vom Baufortschritt wurde in weiterführenden Gesprächen – meist mit den ausführenden Haustechnikern – das endgültige Monitoringkonzept erarbeitet. Des Weiteren wurden identifizierte Optimierungspotentiale an die Bauherren bzw. die zuständigen Installateure kommuniziert.

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung ist die Haustechnik bei allen 8 Anlagen in Betrieb. Für 7 Anlagen wurde die Monitoringperiode bereits abgeschlossen. Bei einer Anlage war zum Zeitpunkt der Berichtslegung das Monitoringequipment zwar bereits installiert, jedoch wurde das Gebäude noch nicht bezogen.

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

Tabelle 1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 8 Projekten im Förderprogramm 2014

BV	Speicher		BKF[1]	Projektstatus	Monitoringstart	Zuständigkeit Begleitforschung
	Beton	Wasser				
Burtscher	Nein	4,3 m³	36 m²	Monitoring abgeschlossen	01.10.2016	AEE INTEC
Westreicher	55 m³	1,0 m³	16 m²	Monitoring abgeschlossen	01.11.2016	AEE INTEC
Maier	60 m³	2x 4,5 m³	77 m²	Monitoring abgeschlossen	01.12.2016	AEE INTEC
Wieder	116 m³	30,8 m³	40 m²	Monitoring abgeschlossen	01.01.2017	AEE INTEC
Zellhofer	62 m³	1,2 m³	30 m²	Monitoring abgeschlossen	01.01.2017	AIT
Lindenberger	55 m³	12,0 m³	30 m²	Monitoring abgeschlossen	01.03.2017	AIT
Schachinger	93 m³	1,2 m³	42 m²	Monitoring abgeschlossen	01.03.2017	AEE INTEC
Scherling	58 m³	8,0 m³	60 m²	Anlage in Betrieb, Gebäude noch nicht bezogen		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 war für 7 Projekte die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen. Der Status der Anlagen aus dem Förderprogramm 2014 ist Abbildung 1 zu entnehmen. Bei AEE INTEC werden 5 Projekte begleitet, bei AIT sind es 3 Projekte.

AEE INTEC				
Projektname	Bestätigung 1.	Bestätigung 2.	Start	Ende
Burtscher			Okt. 16	Aug. 17
Maier			Dez. 16	Nov. 17
Westreicher			Nov. 16	Okt. 17
Wieder			Jan. 17	Dez. 17
Schachinger			Mrz. 17	Feb. 18

AIT				
Projektname	Bestätigung 1.	Bestätigung 2.	Start	Ende
Lindenberger			Mrz. 17	Feb. 18
Zellhofer			Jan. 17	Dez. 17
Scherling				

Abbildung 1: Status Quo der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 8 Messprojekten - unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC oder AIT (Förderprogramm 2014)

4 Beschreibung der Tätigkeiten in Verbindung mit den Messanlagen im Berichtszeitraum

Kontakthaltung mit Bauherrn und dessen Partnern

Um die Basis für die Durchführung der wissenschaftlichen Begleitforschung zu schaffen (Hydraulik- und Messkonzept, Spezifikation der Messtechnik, ggf. Bestellung und Montage, Inbetriebnahme, erste Auswertungen, etc.), mussten zahlreiche Informationen zu den Messanlagen gesammelt sowie ein reger Austausch zwischen den Bauherrn 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 Optimierungspotentiale bereits im Zuge der Umsetzung berücksichtigt werden.

Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern

Des Weiteren erfolgte für die 8 Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm die Festlegung des Monitoringkonzeptes in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2014) 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.

Entwicklung eines kostengünstigeren Datenlogging-Systems

Im Rahmen der Begleitforschung „Solare Großanlagen“ wurde ein Datenlogging-System entwickelt, welches allen Anforderungen des wissenschaftlichen Begleitmonitorings genügt. Im Zuge der Solarhaus-Beratungsgespräche stellte sich heraus, dass das Monitoring-Equipment für die deutlich kleineren Anlagen der Ein- und Zweifamilienhäuser zumindest ebenso umfassend ist, wie jenes der solaren Großanlagen. Ähnlich der Kopplung mit Gebäudeleittechniksystemen in Großanlagen konnten auch bei den Einfamilienhäusern Möglichkeiten zur Reduktion der Messtechnikkosten identifiziert werden.

Der Regelungshersteller Technische Alternative (TA) stellt ein „Control and Monitoring Interface“ (C.M.I) zur Verfügung mit dem Mess- bzw. Regelungsdaten ausgelesen werden können. Bei Einsatz dieser Regelung oder ähnlicher Produkte, kann ggf. auf das Standard-Datenlogging-System verzichtet werden, sofern Sensoren mit ausreichender Genauigkeit - vgl. Monitoringleitfaden - eingesetzt werden und eine korrekte Datenübertragung durch den Anlagenbetreiber sichergestellt werden kann.

Diese Lösung wird von 4 Solarhäusern im Begleitforschungsprogramm 2014 genutzt.

Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems

Die Bauherrn und deren Partner wurden hinsichtlich der Beschaffung, der richtigen Positionierung, der Montage als auch der Verkabelung umfangreich betreut. Bei 7 Anlagen wurde das Anlagenmonitoring bereits abgeschlossen, was Arbeitsschritte wie z.B. Prüfung der Sensorpositionen, die Programmierung der Datenloggersoftware, das Klemmen aller Sensorkabel am Datenlogger, die Inbetriebnahme des Datenloggings, die Aufzeichnungsüberprüfung aller Sensoren, die Überprüfung der Datenübertragung

(Fernübertragung), etc. erforderlich machte. Im Zuge des für die Messtechnik-Inbetriebnahme notwendigen Vorort-Termins erfolgt auch der Vergleich der seitens der Anlagenbetreiber übermittelten Hydraulikkonzepte mit den tatsächlich erfolgten Installationen. Gegebenenfalls vorhandene Abweichungen werden am Planstand vermerkt und an den Anlageneigentümer kommuniziert.

Bei 7 Anlagen hat der Vorort-Termin bereits stattgefunden.

Herstellung einer automatisierten Ausleseroutine und Integration in eine Datenbank

Bei Anlagen mit in Betrieb befindlicher Messdatenerfassung werden die Messdaten am Datenlogger oder in der Regelung zwischengespeichert, einmal täglich per Fernzugriff (je nach örtlicher Gegebenheit über Festnetz, GSM-Netz, Internet) ausgelesen und in weiterer Folge in einer eigens definierten Datenbank für Messdaten abgelegt. Beim Einspielen in die Datenbank erfolgt eine erste automatisierte Plausibilitätsprüfung der Messdaten (Vollständigkeit, Messdatenformat, Grenzwertüberschreitung, etc.).

Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung konnte für 7 Projekte die einjährige Monitoringphase bereits abgeschlossen werden. Ziel der messdatengestützten Anlagenanalyse ist eine Plausibilitätsüberprüfung der Vorgänge in allen hydraulischen Kreisläufen (Solarsystem, Nachheizung und Wärmeverbraucher). Zu diesem Zwecke werden Temperaturverläufe als auch Energiebilanzen erstellt und analysiert. In den ersten Betriebsmonaten (der sogenannten Optimierungsphase) sollen diese Analysen sehr detailliert erfolgen. Danach gehen die Anlagen in die Phase der Routineüberwachung über.

Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse

Hinsichtlich einer harmonisierten Darstellung der Messergebnisse zu den einzelnen Messanlagen wurden einzelne standardisierte Darstellungen und Abbildungen definiert. Zu erwähnen sind dabei insbesondere die Darstellungen „Energiebilanz – Input/Output/Analyse“, „Spezifischer Jahressolarertrag – Vergleich Messung und Simulation“, „Solarer Deckungsgrad – Messung vs. Simulation“, „Verbraucherverhalten – Messung vs. Simulation“ sowie eine Vielzahl „Ausgewählter Temperaturverläufe“.

5 Verbreitungsaktivitäten

Wie in Tabelle 2 angeführt, wurden Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen veröffentlicht.

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Verbreitungsaktivitäten im bisherigen Projektzeitraum

Art der Veranstaltung	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Workshop	Sonnenhaus Kompetenztreffen Schwertberg (März 2017)	Begleitforschung „Demoprojekte Solarhaus“ – erste Messergebnisse	Ca. 20
Workshop	Sonnenhaus Kompetenztreffen Gleisdorf (Mai 2017)	Begleitforschung „Demoprojekte Solarhaus“ – erste Messergebnisse	Ca. 20
Tagung	1. Sonnenhaus-Tagung Wien (Juni 2017)	Begleitforschung „Demoprojekte Solarhaus“ – erste Messergebnisse	Ca. 150
FH Wien	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement (September 2017)	Modul: Gebäude mit hoher solarer Deckung	Ca. 20
Tagung	Expertenforum Energiespeicher Beton Wien (November 2017)	Monitoringergebnisse zu Projekten aus Wohnbau und Gewerbe mit hohen solaren Deckungsgraden und Bauteilaktivierung	Ca. 160

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Von den 8 schon in Betrieb befindlichen Anlagen, konnte bei 7 Projekten die Monitoringphase bereits abgeschlossen werden. Das Solarhaus Scherling war zum Berichtszeitpunkt zwar inklusive Haustechnik und Monitoringequipment fertig errichtet doch noch nicht bezogen.

Zur Darstellung der prognostizierten und der bisherigen Ergebnisse aus der Begleitforschung werden in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen bei solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Es sind Messdaten bis einschließlich Februar 2017 berücksichtigt. Abbildung 2 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m² Aperturfläche und Jahr), Abbildung 3 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 4 die Wärmeverbräuche.

Im Allgemeinen gilt zu beachten, 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, Speicher- und Kollektortyp, etc.) genauso berücksichtigt werden wie die tatsächlichen Verbrauchs- und Einstrahlungsverhältnisse.

Weitere Parameter, die zu signifikanten Abweichungen von der Simulation führen können, sind:

- Raumtemperatur – bei der Bewertung der Gebäudequalität werden immer 20 °C herangezogen (Energieausweis). Unabhängig vom Wärmeversorgungssystem sind Raumtemperaturen von mind. 22 °C üblich.
- Baufeuchte – das Monitoringjahr beginnt ab Bezug des Gebäudes. Die vollständige Ausheizung von Baufeuchte ist meist erst nach einigen Jahren abgeschlossen und erzeugt bis dahin erhöhten Wärmebedarf
- Korrekte Umsetzung in der Bauphase – Wärmebrücken und undichte Stellen in der Gebäudehülle können durch Fehler in der Umsetzungsphase auftreten. Hinzu kommt, dass einige Gebäude nur über teilfertiggestellte Fassaden verfügen, wodurch ggf. weder eine vollständige Luftdichtheit noch der geklappte Dämmwert der Wand erreicht wurde.
- Die klimatischen Verhältnisse (direkte und diffuse Einstrahlung, Schnee, etc.) können nur im Vergleich zur Simulation, sondern auch von Jahr zu Jahr zu deutlichen Unterschieden in Verbrauch und Erzeugung führen.
- Passive Gewinne bzw. deren Vermeidung durch aktive Beschattung fallen unter Benutzerverhalten, welches praktisch nicht durch Simulationen berücksichtigt werden kann.
- Die für Planer zur Verfügung stehenden Berechnungswerkzeuge können grundsätzlich die umgesetzten Systeme nur unzureichend abbilden. Dies gilt sowohl für Bauteilaktivierung, als auch für große Pufferspeicher

Beim gemessenen Solarertrag ist zu beachten, dass oftmals unterschiedliche Senken zum Einsatz kommen, welche die solaren Erträge in einstrahlungsreichen Zeiten außerhalb des betrachteten Gebäudes nutzen (Nachbargebäude, Pool, etc.). Große Pufferspeicher werden zur Reduktion von Stagnationszeiten ggf. in der Nacht über die Solaranlage rückgekühlt. In Abbildung 2 werden daher die gemessenen Nutzerträge (gesamter Solarertrag abzüglich Rückkühlung/Pool/Nutzung Nachbargebäude/etc.) miteinander und mit den Simulationswerten verglichen, welche üblicherweise die oben beschriebenen Senken nicht berücksichtigen. Die solaren Nutzerträge lagen zwischen 198 und 492 kWh/m²a und lagen mit Ausnahme von Solarhaus Westreicher über den

prognostizierten Werten. Die jeweiligen prognostizierten solaren Erträge sind als schwarze Striche dargestellt.

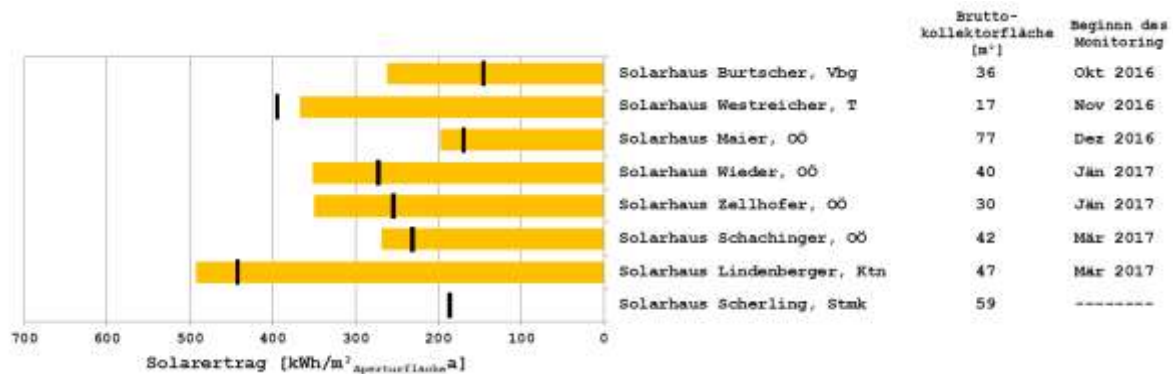


Abbildung 2: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche) der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2018)

Die übliche Definition für den solaren Deckungsgrad berücksichtigt ausschließlich die in den hydraulischen Kreisen gemessenen Wärmemengen:

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

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

$Q_{konv We}$ jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger (nach Möglichkeit in der Systemhydraulik)

Es ist jedoch sinnvoll diese Definition für Solarhäuser anzupassen. Zur Bestimmung des solaren Deckungsgrades darf nur der im Gebäude nutzbare solare Ertrag berücksichtigt werden. Des Weiteren kommen in einigen Fällen Wohnraumöfen zum Einsatz, welche auch Strahlungswärme ins Gebäude einbringen. In folgender Vergleichsgrafik (Abbildung 3) wird folgende Definition für den solaren Deckungsgrad verwendet:

$$SD_{Gebäude} = \frac{Q_{Solar Nutz}}{Q_{konv We} + Q_{Strahlung} + Q_{Solar Nutz}} \quad \text{Gleichung 2}$$

$Q_{Solar Nutz}$ jährlicher im Gebäude nutzbarer Wärmeinput des Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises (nach Möglichkeit in der Systemhydraulik) für Heizung und Warmwasserbereitung

$Q_{konv We}$ jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger (nach Möglichkeit in der Systemhydraulik)

$Q_{Strahlung}$ jährlicher Wärmeinput des Wohnraumofens (falls vorhanden) durch Wärmestrahlung. Diese wird aus der Differenz zwischen dem Heizwert des im Stückholz-Kachelofen verbrannten Holzes und der mit dem Absorber des Kachelofens in den Kombispeicher eingespeisten Wärmemenge bestimmt

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgrad (schwarze Striche) ist in Abbildung 3 dargestellt. Die gemessenen solaren Deckungsgrade lagen zwischen 55 und 100 %. Vier der Solarhäuser konnten im Betrieb die 70 % nicht erreichen, was in allen Fällen primär an dem deutlich erhöhten Verbrauch gegenüber der Auslegung lag.

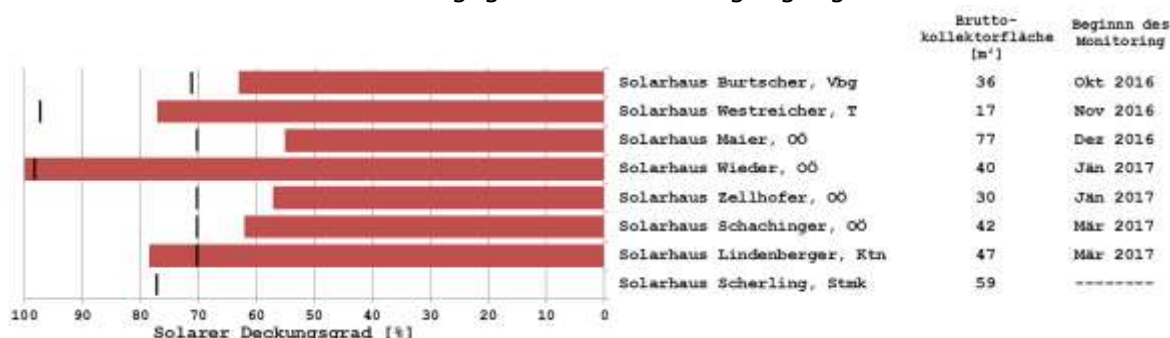


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2018)

Eine entscheidende Einflussgröße auf den solaren Deckungsgrad und den spezifischen Solarertrag bildet der Wärmeverbrauch. Abbildung 4 zeigt hierzu den Vergleich des gemessenen Wärmeverbrauchs (entsprechend der obigen Beschreibung wird hier die ggf. vorhandene Ofenstrahlung mit berücksichtigt) im Vergleich mit dem Prognosewert für die 7 Solarhäuser, deren Monitoringperiode bereits abgeschlossen ist. Die gemessenen Wärmeverbräuche liegen zwischen 6 und 26 MWh.

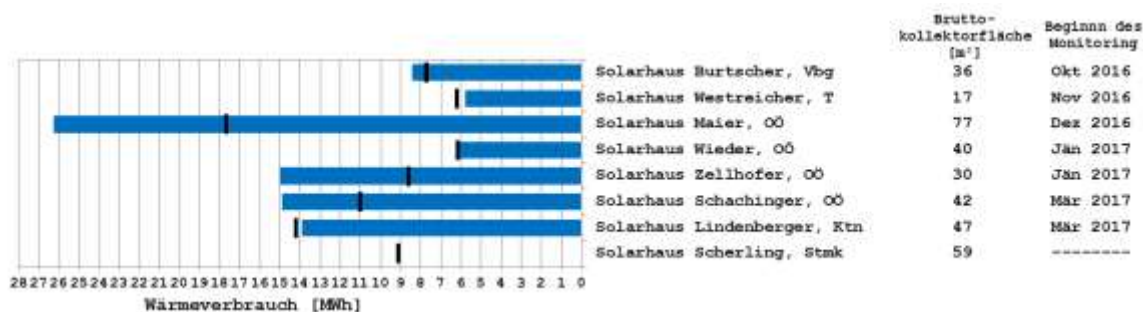


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche) für Warmwasser und Raumheizung der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2018)

Eine genauere Analyse der aufgetretenen Verbräuche durch explizite Darstellung des Wärmebedarfs für Raumheizung (mit und ohne Strahlungswärme durch Wohnraumöfen) und Warmwasser zeigt, dass in allen Fällen der tatsächliche Warmwasserbedarf deutlich unter der Prognose liegt, während der Wärmebedarf für Raumheizung mit Ausnahme des Solarhauses Westreicher deutlich über den Prognosewerten liegt. Für eine detaillierte Analyse der auftretenden Verbräuche sei auf die Anlagenbeschreibungen verwiesen.

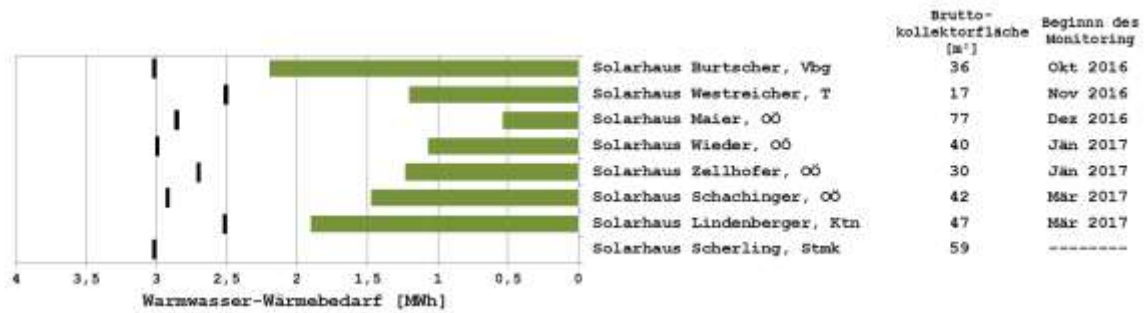


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (grüne Balken) mit den prognostizierten Werten (schwarze Striche) für Warmwasser der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2018)

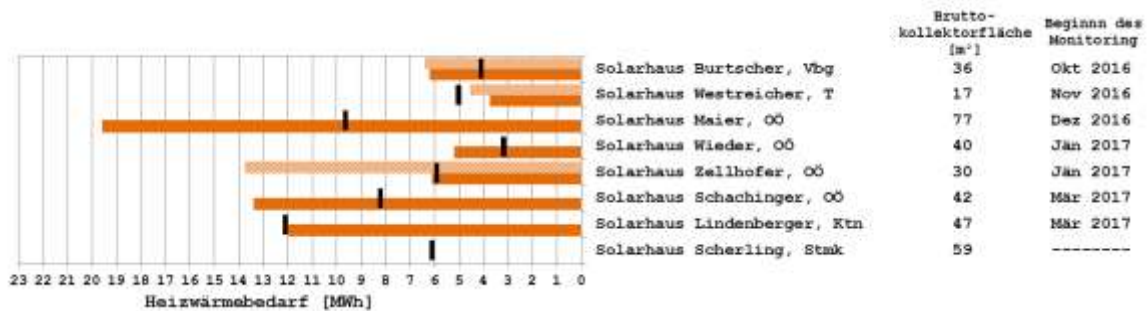


Abbildung 6: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (orange Balken) bzw. der gemessenen Wärmeverbräuche inkl. der Strahlungswärme von Wohnraumöfen (hellorange Balken) mit den prognostizierten Werten (schwarze Striche) für Raumheizung der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2018)

7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 Solarhaus Burtscher, Vbg

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Burtscher
<u>Standort:</u>	6712 Thüringen
<u>spez. HWB (nach PHPP)</u>	38 kWh/m ² a
<u>EBF</u>	117 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	36 m ² Flachkollektor (Doma Flex Holz)
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	32 m ²
<u>Neigung:</u>	25°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	221° SSW
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4.300 Liter
<u>Nachheizungssystem:</u>	wassergeführter Kachelofen (5 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	63 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	262 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Solarhaus Burtscher handelt es sich um ein Einfamilienhaus mit 117,4 m² Energiebezugsfläche, welches 2015 in Vorarlberg errichtet wurde (Abbildung 7). Die primäre Wärmeversorgung leistet die ins Satteldach integrierte 36 m² große Solaranlage. Laut Einreichung soll ein Deckungsgrad von 71 % erreicht werden. Als Nachheizung wurde ein wassergeführter Kachelofen mit einer Leistung von 5 kW installiert. Zusätzlich besteht die Möglichkeit über einen Mikronetz-Verbund mit dem benachbarten Gebäude Wärme zu beziehen. Solare Überschüsse können über diesen Mikronetz-Verbund an das Nachbarhaus verschoben werden.

Als zentraler Wärmespeicher dient der 4.300 Liter fassende Wasser-Pufferspeicher, welcher über 2 Stockwerke reicht. Im Keller wurde ein Tiefgeschoss errichtet, in welchem neben dem Pufferspeicher ein Großteil der Technikzentrale untergebracht ist (Abbildung 8).

Die Wärmeverteilung erfolgt auf niedrigem Temperaturniveau über Fußbodenheizungen in Ober-, Erd- und Kellergeschoß. Die Auslegungstemperaturen von Vor- und Rücklauf liegen bei 28/24 °C, nur in Bad und Büro wurden die höheren Auslegungstemperaturen mit 35/31 °C festgelegt. Der Heizkreis „Werkstatt“ hat Auslegungstemperaturen von 60/35 °C.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über einen 300 Liter Boiler, welcher in Abbildung 8 rechts in grau erkennbar ist.



Abbildung 7: Südansicht des Solarhauses Burtscher. Rechts im Hintergrund das mitversorgte Nachbarhaus (Quelle: AEE INTEC)

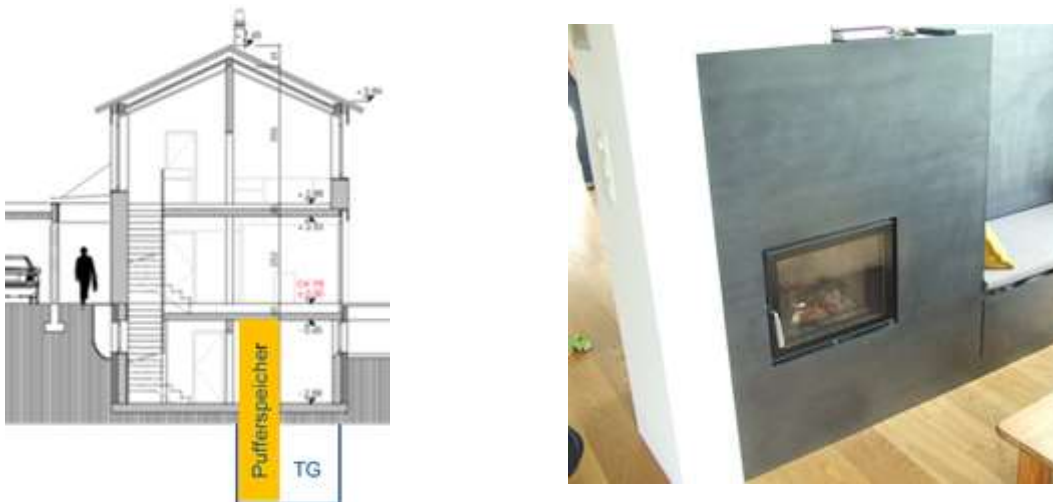


Abbildung 8: Links: Schnitt durch das Gebäude mit eingezeichnetem Pufferspeicher (Bildquelle: Einreichplan des Bauherrn & eigene Darstellung); Rechts: Wohnraumofen (Bildquelle: AEE INTEC)

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Burtscher ist als Blockschaltbild in Abbildung 9 dargestellt. Die Solaranlage liefert über einen externen Wärmetauscher und eine Schichtladelanze Energie in den Pufferspeicher. Auch der Kachelofen nutzt eine Schichtladelanze für die Pufferbeladung. Über den Mikronetzverbund mit dem Nachbargebäude kann ebenso der Pufferspeicher beladen werden. Eine Heizpatrone im oberen Bereich des Pufferspeichers dient als Notversorgung. Die Warmwasserbereitung geschieht hier über einen Boiler, welcher ebenso für die Notversorgung mit einem elektrischen Heizstab ausgestattet ist. Aus dem Puffer werden – neben der Warmwasserversorgung – Fußbodenheizkreise und die Werkstatt versorgt bzw. sommerlicher Solarüberschuss über das Mikronetz zum Nachbarn verschoben. Sieben Wärmemengenzähler, 4 Stromzähler, 34 Temperatursensoren, 2 Ventilstellungen und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

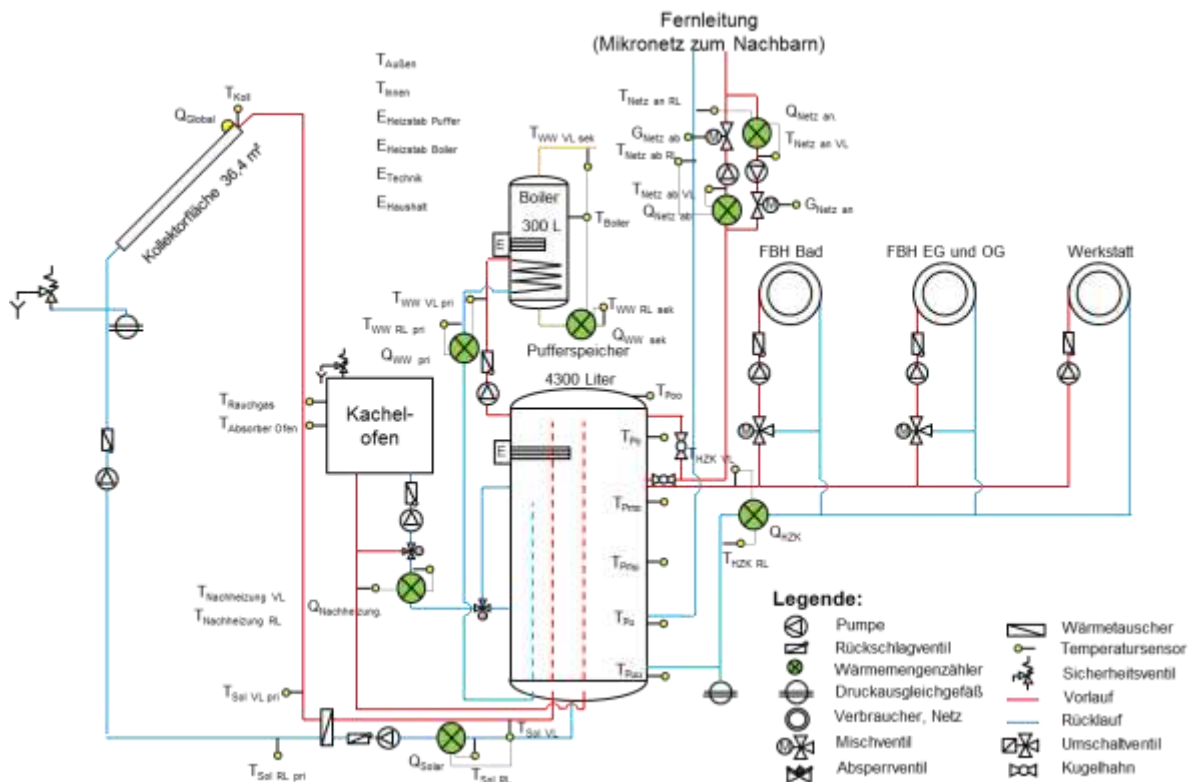


Abbildung 9: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Burtscher
(grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

Q_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{\text{Kollektor}}$	Kollektortemperatur
Q_{Solar}	Wärmezähler Solaranlage
$T_{\text{Solar RL}}$	Rücklauftemperatur Solaranlage
$T_{\text{Solar VL}}$	Vorlauftemperatur Solaranlage
$T_{\text{Solar RL pri}}$	Rücklauftemperatur Solaranlage Primärkreis
$T_{\text{Solar VL pri}}$	Vorlauftemperatur Solaranlage Primärkreis

Pufferspeicher

T_{Poo}	Puffertemperatur ganz oben
T_{Po}	Puffertemperatur oben
T_{Pmo}	Puffertemperatur mitte oben
T_{Pmu}	Puffertemperatur mitte unten
T_{Pu}	Puffertemperatur unten
T_{Puu}	Puffertemperatur ganz unten
$E_{\text{Heizstab Puffer}}$	Stromzähler Heizstab Pufferspeicher

Nachheizung

$Q_{\text{Nachheizung}}$	Wärmezähler Nachheizung
--------------------------	-------------------------

$T_{\text{Nachheizung VL}}$	Vorlauftemperatur Nachheizung
$T_{\text{Nachheizung RL}}$	Rücklauftemperatur Nachheizung
T_{Rauchgas}	Rauchgastemperatur Nachheizung
$T_{\text{Absorber Ofen}}$	Absorbertemperatur Nachheizung

Netzverbund

$Q_{\text{Netz ab}}$	Wärmezähler Netz abgehend
$T_{\text{Netz ab VL}}$	Vorlauftemperatur Netz abgehend
$T_{\text{Netz ab RL}}$	Rücklauftemperatur Netz abgehend
$G_{\text{Netz ab}}$	Absperrventil Netz abgehend
$Q_{\text{Netz an}}$	Wärmezähler Netz ankommend
$T_{\text{Netz an VL}}$	Vorlauftemperatur Netz ankommend
$T_{\text{Netz an RL}}$	Rücklauftemperatur Netz ankommend
$G_{\text{Netz an}}$	Absperrventil Netz ankommend

Warmwasser

$Q_{\text{WW pri}}$	Wärmezähler Warmwasser primär
$T_{\text{WW VL pri}}$	Vorlauftemperatur Warmwasser primär
$T_{\text{WW RL pri}}$	Rücklauftemperatur Warmwasser primär
$Q_{\text{WW sek}}$	Wärmezähler Warmwasser sekundär
$T_{\text{WW VL sek}}$	Vorlauftemperatur Warmwasser sekundär
$T_{\text{WW RL sek}}$	Rücklauftemperatur Warmwasser sekundär
T_{Boiler}	Boilertemperatur
$E_{\text{Heizstab Boiler}}$	Stromzähler Heizstab Boiler

Heizkreise

Q_{HZK}	Wärmezähler Heizkreise
$T_{\text{HZK VL}}$	Vorlauftemperatur Heizkreise gesamt
$T_{\text{HZK RL}}$	Rücklauftemperatur Heizkreise gesamt

Sonstiges

$T_{\text{Raum EG}}$	Raumtemperatur EG
$T_{\text{Außen}}$	Außentemperatur
E_{Technik}	Stromzähler Technik
E_{Haushalt}	Stromzähler Haushalt

7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 10 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Burtscher. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb), den Kachelofen (dunkeltürkis, inkl. Strahlungswärme), mittels dem Nähwärmeverbund zum Nachbarn (grün) sowie über je einen Heizstab im Puffer und im Warmwasserboiler statt. Der Heizstab im Puffer war im

Betrachtungszeitraum praktisch nicht in Betrieb (22 kWh). Hinsichtlich des Heizstabs im Boiler trat jedoch im August und teilweise auch im September ein Regelungsfehler auf, welcher zu unnötigen Laufzeiten führte (schwarzer Balken). Als Verbraucher treten die Warmwasserbereitung (dunkelblau), die Heizkreise (dunkelrot), die an das Nachbargebäude geschickte Überschusswärme (violett) und die Strahlungswärme des Wohnraumofens (türkis schraffiert, Differenz aus Heizwert des im Stückholz-Kachelofen verbrannten Holzes und der mit dem Absorber des Kachelofens in den Pufferspeicher eingespeisten Wärmemenge) auf. Extra ausgewiesen wurden die thermischen Verluste des Boilers (grau).

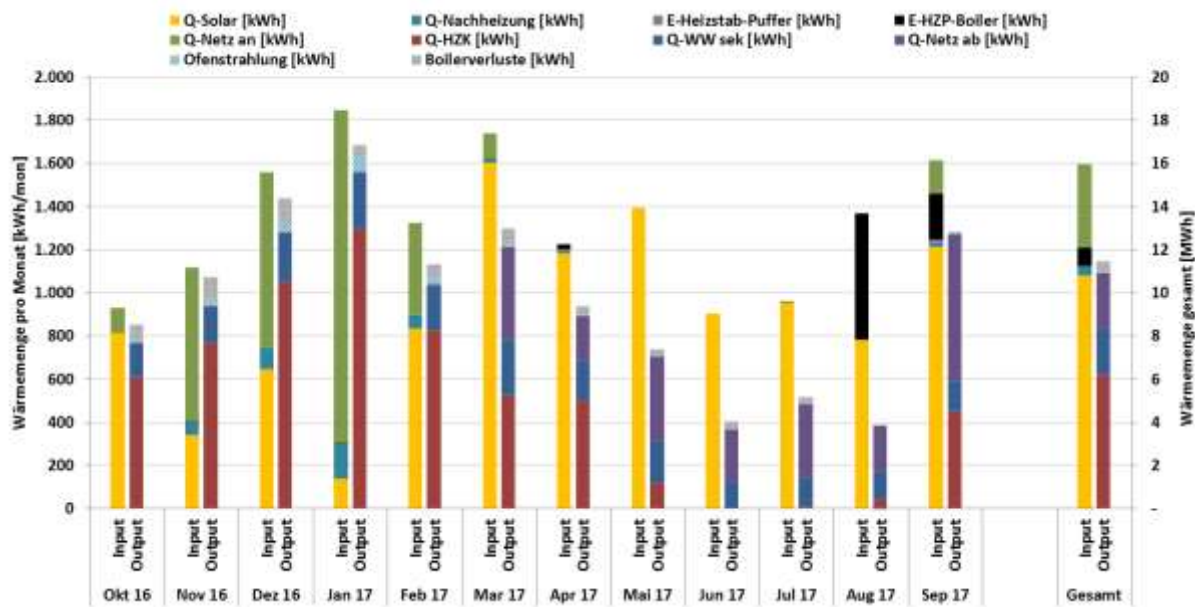


Abbildung 10: Energiebilanz des Solarhauses Burtscher (Oktober 2016 bis September 2017)

7.1.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 11 bis Abbildung 13) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im Monitoringzeitraum Oktober 2016 bis September 2017. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch).

Ein Vergleich des gemessenen mit dem prognostizierten spezifischen Solarertrags sowie der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 11 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 172 kWh/m²a prognostiziert. Im Monitoringzeitraum lag der gemessene Ertrag, welcher vollständig im Gebäude genutzt wird, mit 262 kWh/m²a deutlich über den Erwartungen. Wird zusätzlich die Solarenergie berücksichtigt, welche bei Überschuss zum Nachbargebäude verschoben wird, wurden 342 kWh/m²a erreicht. Die Jahressumme der gemessenen Einstrahlung entspricht der simulierten, wobei der Verlauf sich etwas anders darstellt. Insbesondere in den Monaten November 2016 und Jänner 2017 wurde ein deutlicher Einbruch bei der Einstrahlung verzeichnet, welche ab April 2017 durch erhöhte Einstrahlung ausgeglichen wurde.

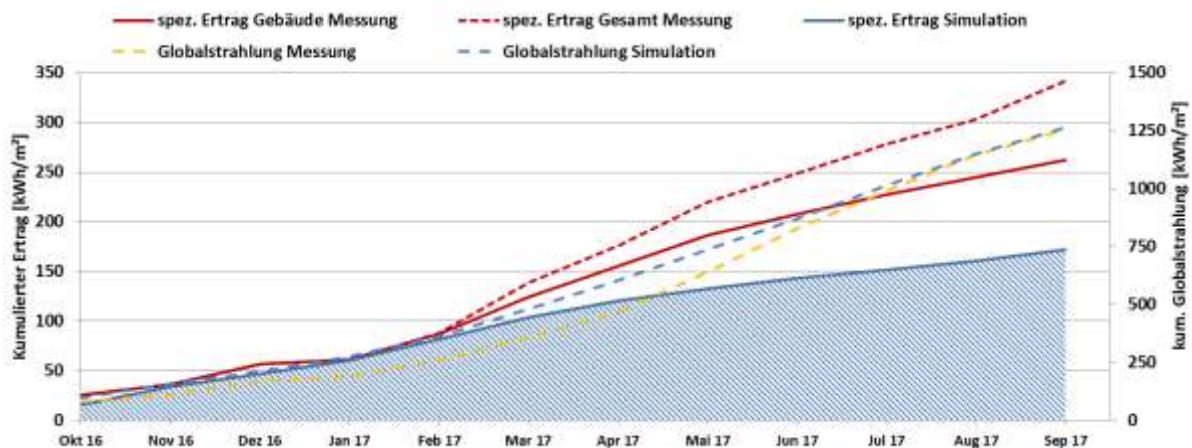


Abbildung 11: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Burtscher (Oktober 2016 bis September 2017)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 71% angegeben. Abbildung 12 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und den gemessenen solaren Deckungsgrad (rot) von 62 % bezogen auf die im Gebäude nutzbare Solarenergie und unter Berücksichtigung der Strahlungsenergie des Wohnraumofens. Wird der Strahlungsanteil des Wohnraumofens nicht berücksichtigt, ergibt sich ein gesamter Deckungsgrad von 63 %. Der niedrige solare Deckungsgrad im Jänner ist darauf zurückzuführen, dass die Solaranlage mit rund 25cm Schnee bedeckt war. Dadurch lag die gemessene solare Einstrahlung bei 30% der simulierten. Ähnliches gilt für den November 2016, wo die gemessene solare Einstrahlung nur rund 50% der simulierten erreichte. Der sehr niedrige solare Deckungsgrad im August und September 2017 entstand durch einen Regelungsfehler, welcher den elektrischen Heizstab im Boiler aktivierte (vgl. Systembilanz, Abbildung 10). Dieser Regelungsfehler reduzierte den ansonsten möglichen solaren Deckungsgrad um rund 4 %.

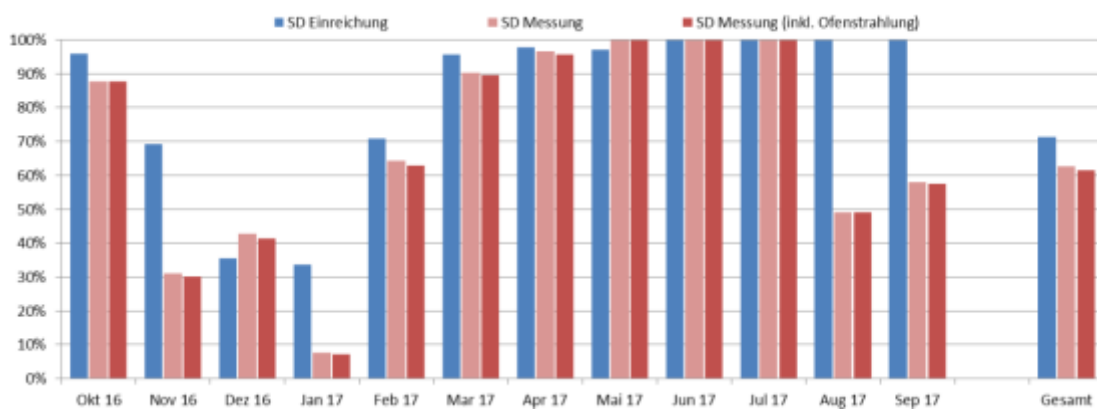


Abbildung 12: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Burtscher (Oktober 2016 bis September 2017)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 13 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar ist, liegt der gemessene Verbrauch ca. 10 % über dem Prognosewert, wobei die Berücksichtigung des Strahlungsanteils des Wohnraumofens aufgrund dessen geringer Laufzeit kaum einen Einfluss hat (rot strichliert). Gründe für den erhöhten Verbrauch können erhöhte Raumtemperaturen gegenüber der Wärmebedarfsberechnung, Baufeuchte, klimatische Gegebenheiten, etc. sein. Im Gesamtverbrauch (rot strich-

punktiert) werden auch die an das Nachbargebäude übertragenen Solarerträge berücksichtigt.

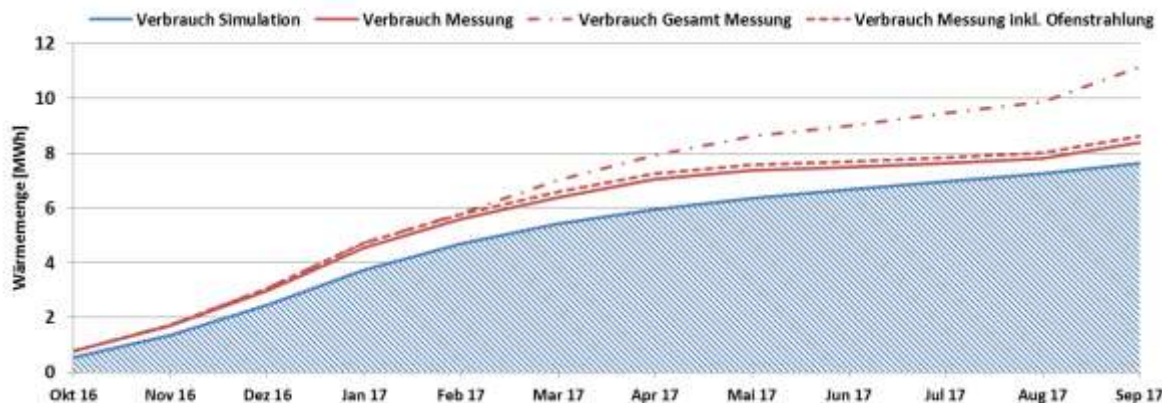


Abbildung 13: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für das Solarhaus Burtscher (Oktober 2016 bis September 2017)

7.1.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Monitoringzeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. So wird folgend einerseits auf die Betriebsweise bzw. etwaige Optimierungen eingegangen.

Abbildung 14 bis Abbildung 16 zeigen die Temperaturverläufe und Durchflüsse von Solaranlage, WW-Bereitung (WW-pri) und -Verbrauch (WW-sek) und Heizkreis sowie Einstrahlung, Kollektor- und Außentemperatur. Es handelte sich bei dem dargestellten Zeitraum um den 30.10.2016, einen einstrahlungsreichen Tag.

An dem betrachteten Tag war außer der Solaranlage kein Wärmeerzeuger in Betrieb. Die Solaranlage ist über einen externen Wärmetauscher an den Pufferspeicher angeschlossen und schichtet die Wärme über eine Schichtladelanze in diesen ein. Am externen Wärmetauscher trat konstant eine Temperaturdifferenz von 4 K zwischen dem solaren Primär- (T-Solar-VL-pri, rot strichliert) und Sekundärkreis (T-Solar VL, rot) auf. Die Solaranlage wurde mit einem praktisch konstanten Durchfluss im Sekundärkreis betrieben (V-Solar, gelbbraun). In Abbildung 15 ist die Änderung sämtlicher Puffertemperaturen aufgrund des solaren Eintrags zu erkennen. Dank der Schichtladelanze wurde zuerst die oberste Temperaturschicht angehoben, die unteren Temperaturschichten folgen sukzessive. Der Einbruch der untersten Temperaturschicht (T-Puffer-uu, schwarz) in der ersten Tageshälfte ist auf den Heizkreis zurückzuführen, welcher Rücklauftemperaturen von 20 bis 30 °C ganz unten am Speicher einbrachte (vgl. Abbildung 16). Die Anstiege der Boilertemperatur (T-Boiler, orange) korrelierten mit den Ladezyklen des Boilers, die in Abbildung 16 erkennbar sind (V-WW-pri, gelbbraun). Die Heizkreise waren nur in der ersten Tageshälfte bis etwa 11 Uhr aktiv (V-HZK, grün). Die Raumtemperatur (T-Raum-EG, violett) nahm im Laufe des Tages von rund 22 °C auf bis zu 27 °C zu, was auf passive Gewinne zurückzuführen ist. Am Vormittag und in den Abendstunden wurde Warmwasser (V-WW-sek, dunkelblau) bei Vorlauftemperaturen zwischen 45 und 50 °C (T-WW-VL-sek, dunkelgrün) gezapft. Die starken Schwankungen der Boilertemperatur am Abend sind auf die gleichzeitige Zapfung und Nachladung zurückzuführen.

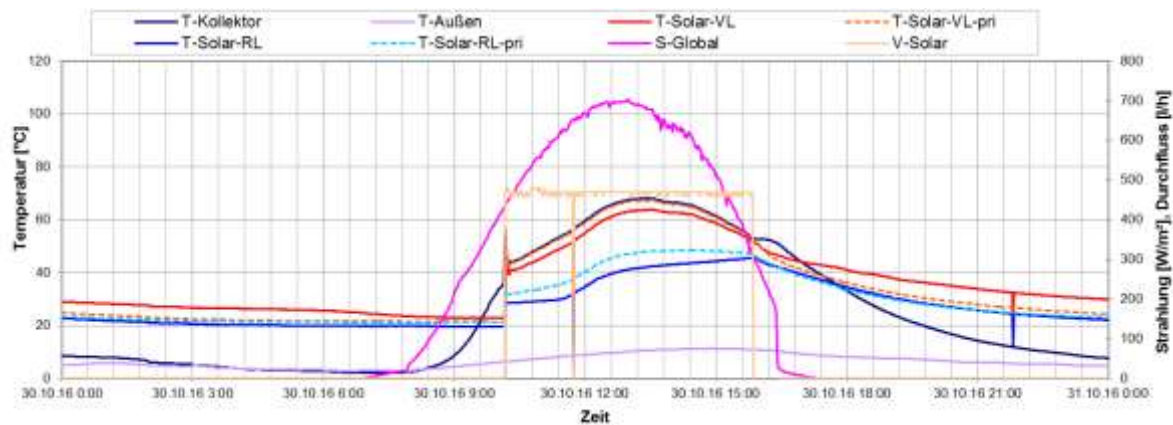


Abbildung 14: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im solaren Primär- und Sekundärkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag (30.10.2016)

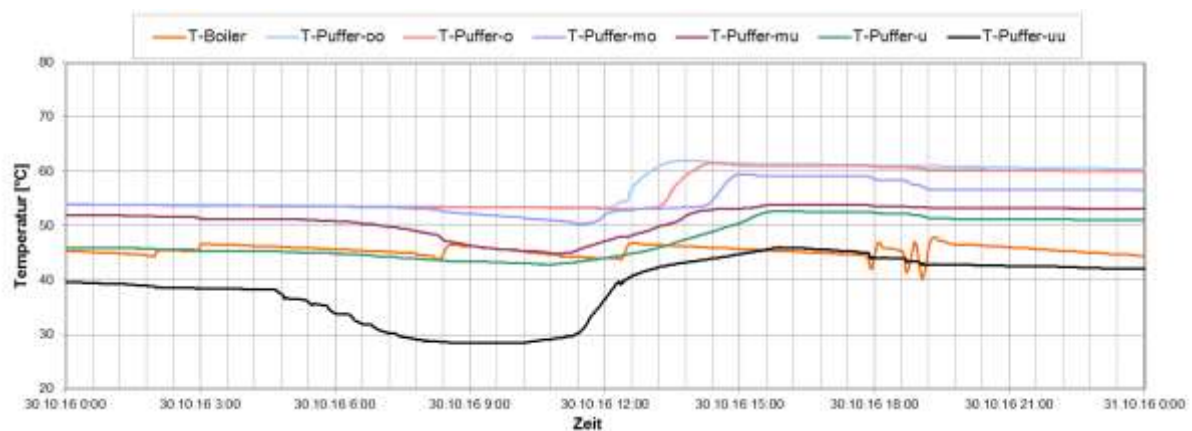


Abbildung 15: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen zuzüglich der Boilertemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag (30.10.2016)

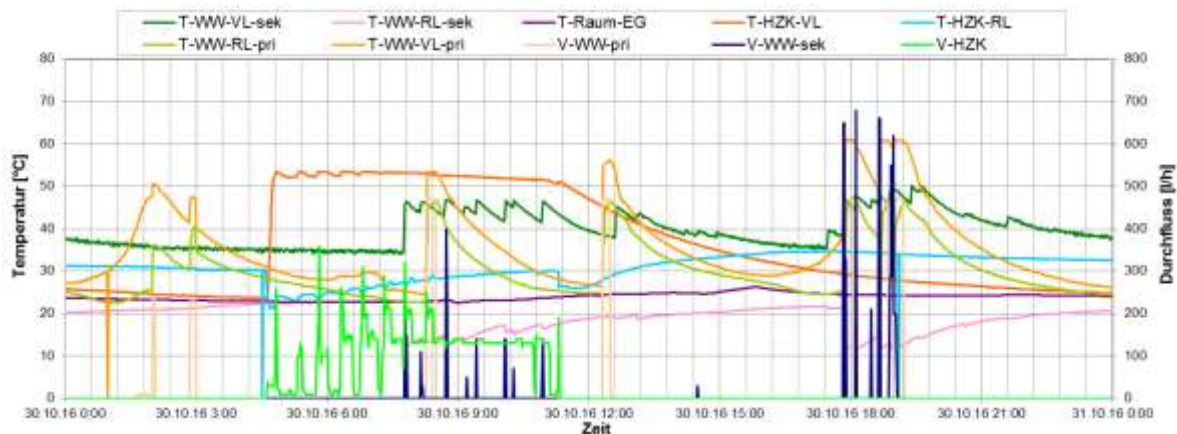


Abbildung 16: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchflüsse des Heizkreises sowie der Boilerladung (WW-pri) und des Warmwasserverbrauchs (WW-sek) zuzüglich der Raumtemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag (30.10.2016)

Abbildung 17 bis Abbildung 19 zeigen die Temperaturverläufe und Durchflüsse von Nachheizung, ankommendem Eintrag durch das Mikronetz (Netz-an), WW-Bereitung (WW-pri) und -Verbrauch (WW-sek) und Heizkreis sowie die Puffertemperaturen an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017). Der Jänner dieses Jahres war am Standort sehr schneereich. Da die Solaranlage und somit auch der Einstrahlungssensor vollständig mit Schnee bedeckt waren, wurde keine Einstrahlung gemessen und die Solaranlage stand den ganzen Tag still. Die Bewegungen im Pufferspeicher (Abbildung 17) sind daher ausschließlich auf Nachheizung und Verbraucher zurückzuführen. Bis 13:30 Uhr waren

weder die Nachheizung durch den Nahwärmeverbund, noch der Kachelofen in Betrieb. Die Boilerladung gegen 8:30 Uhr konnte also ausschließlich mit der im Pufferspeicher vorhandenen Energie gedeckt werden. Um 13:30 Uhr wurde der Pufferspeicher –der mittlere Bereich (T-Puffer-mo, hell violett) – für eine Stunde über den Nahwärmeverbund beladen. Die darauf folgende Boilerladung führte zu einem erneuten Temperaturabfall im mittleren Pufferbereich. Der darauf folgende leichte Temperaturanstieg im mittleren Pufferbereich ist auf den Eintrag des Kachelofens zurückzuführen, welcher ab 18:00 Uhr vom Nahwärmeverbund unterstützt wurde und den Pufferspeicher im oberen Bereich deutlich erwärmte.

Während des gesamten Tages waren die Heizkreise (V-HZK, grün) aktiv, um die Raumtemperatur auf rund 22 °C zu halten. Über den Tag verteilt – primär morgens und gegen Abend – gab es Warmwasserzapfungen (V-WW-sek, dunkelblau).

An Abbildung 17 ist bereits eine Optimierung erkennbar: Die Nachladung des Boilers findet statt, sobald der Regelungsfühler weniger als 42 °C anzeigt. Im Oktober 2016 lag der Grenzwert noch bei 45 °C. Dadurch konnten die Boilerverluste gesenkt werden.

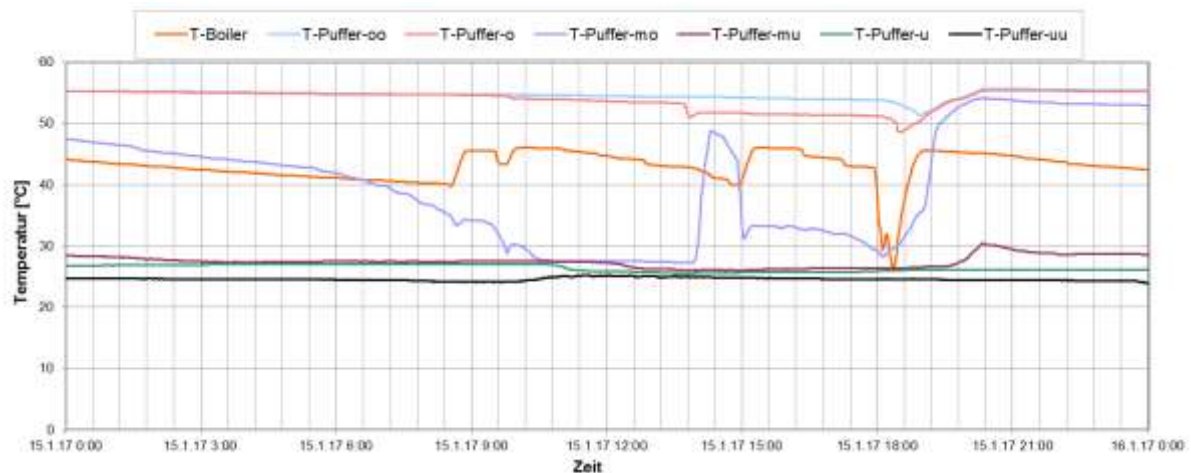


Abbildung 17: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen zuzüglich der Boilertemperatur an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

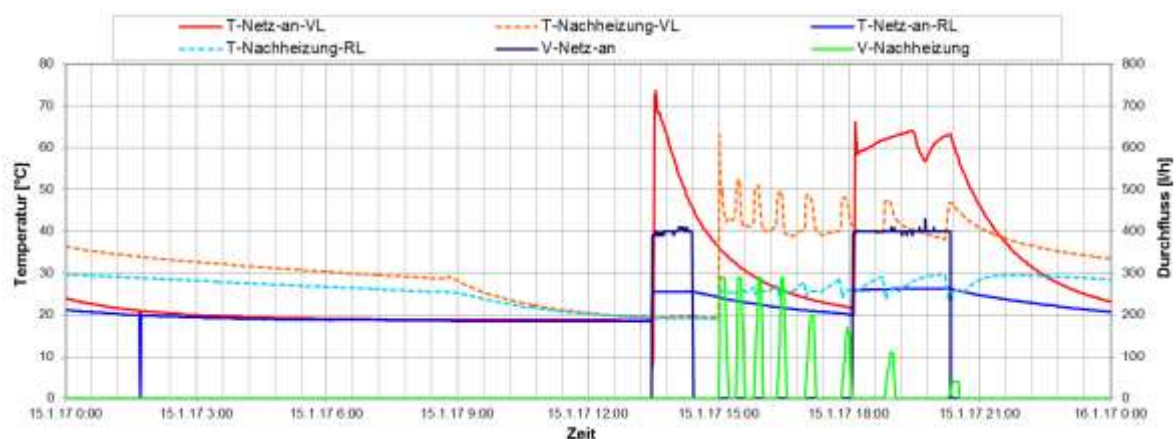


Abbildung 18: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms von Kachelofen (Nachheizung) und Nachheizung durch den Nahwärmeverbund mit dem Nachbarhaus (Netz-an) an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

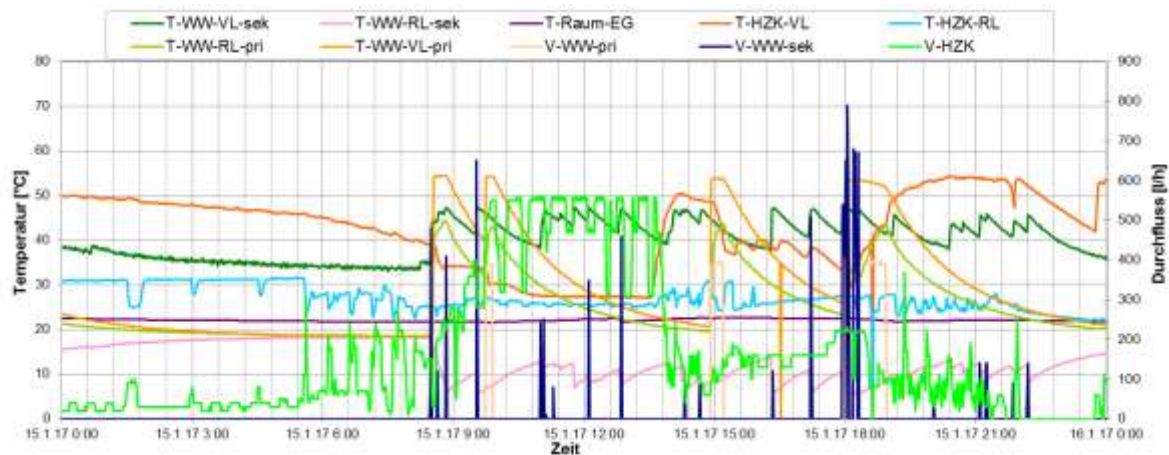


Abbildung 19: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchflüsse des Heizkreises sowie der Boilerladung (WW-pri) und des Warmwasserverbrauchs (WW-sek) zuzüglich Raumtemperatur an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

Abbildung 20 zeigt die Nachheizung des Pufferspeichers durch den Nahwärmeverbund an einem Tag im Oktober (links) sowie an einem Tag im November 2016 (rechts). In der ursprünglichen Regelungsstrategie wurde der obere Bereich des Pufferspeichers durch die Nachheizung bis 75 °C aufgeheizt (vgl. Abbildung 20, links). Diese hohen Temperaturen sorgten für unnötige Pufferverluste. Die Regelungsstrategie wurde daraufhin dahingehend angepasst, dass per Nahwärmeverbund (Hackschnitzelkessel) bis maximal 58 °C Mitteltemperatur der drei obersten Puffertemperaturfühler nachgeheizt wird.

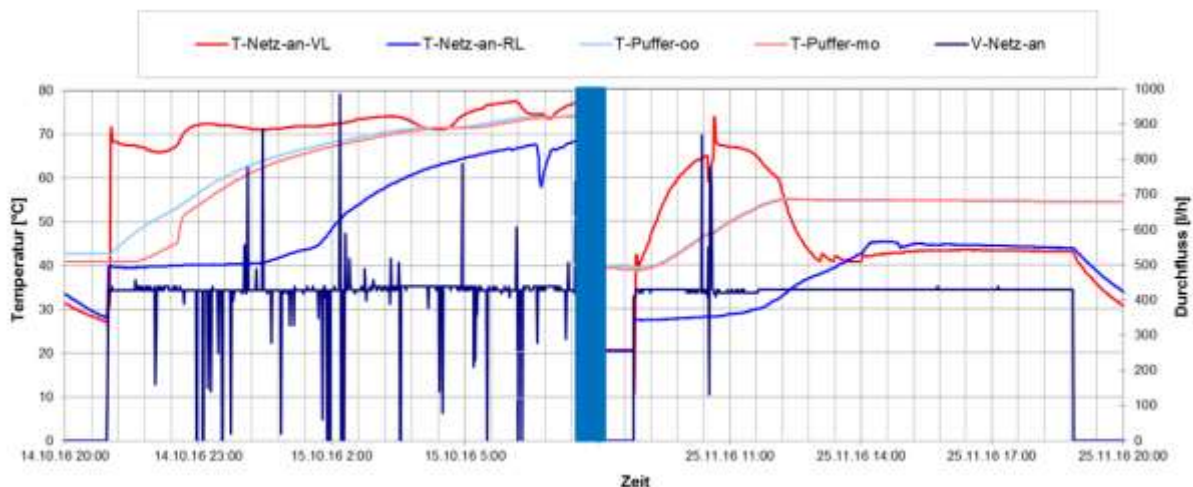


Abbildung 20: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchfluss der Nachheizung durch den Nahwärmeverbund sowie die obersten beiden Puffertemperaturen – Vergleich vor und nach der Regelungsoptimierung

Abbildung 21 bis Abbildung 23 zeigen die Temperaturverläufe und Durchflüsse von Solaranlage, WW-Bereitung (WW-pri) und –Verbrauch (WW-sek) und Nahwärmeverbund abgehend (Netz-ab) sowie Einstrahlung, Kollektortemperatur an einem einstrahlungsreichen Sommertag (11.6.2017). Abbildung 21 zeigt einen typischen Temperaturverlauf des Solarkreises während der Sommermonate. Bis ca. 13:00 war die Solaranlage in Betrieb und belud den Pufferspeicher (Abbildung 22, 80 °C ganz unten, ca. 100 °C ganz oben). Sobald der Durchfluss im Solarkreis stoppte (V-Solar, hellrosa) stagnierte die Solaranlage bei 150 °C. Die Solaranlage stagnierte in den Monaten April bis August 2017 an insgesamt 71 Tagen. Bis auf kurze Warmwasserspülungen ruhte der Pufferspeicher bis etwa 17:30. Zu diesem Zeitpunkt wurde die Wärmeverbundleitung aktiviert und Wärme zum Nachbargebäude übertragen. Dies ist in Abbildung 23 (V-Netz-

ab, pink) und am Abkühlen der unteren Puffertemperatur (Abbildung 22, T-Puffer-uu, grün) erkennbar. Das starke Abkühlen der untersten Puffertemperatur (T-Puffer-uu, schwarz) ging immer einher mit einem Anstieg der Boilertemperatur (T-Boiler, orange). Diese Boilerladung ist auch in Abbildung 23 anhand des Durchflusses V-Boiler (V-WW-pri, hell rosa) erkennbar und fand zweimal täglich statt.

Der Pufferspeicher wurde zu keinem Zeitpunkt während der Monitoringperiode über Nacht rückgeköhlt.

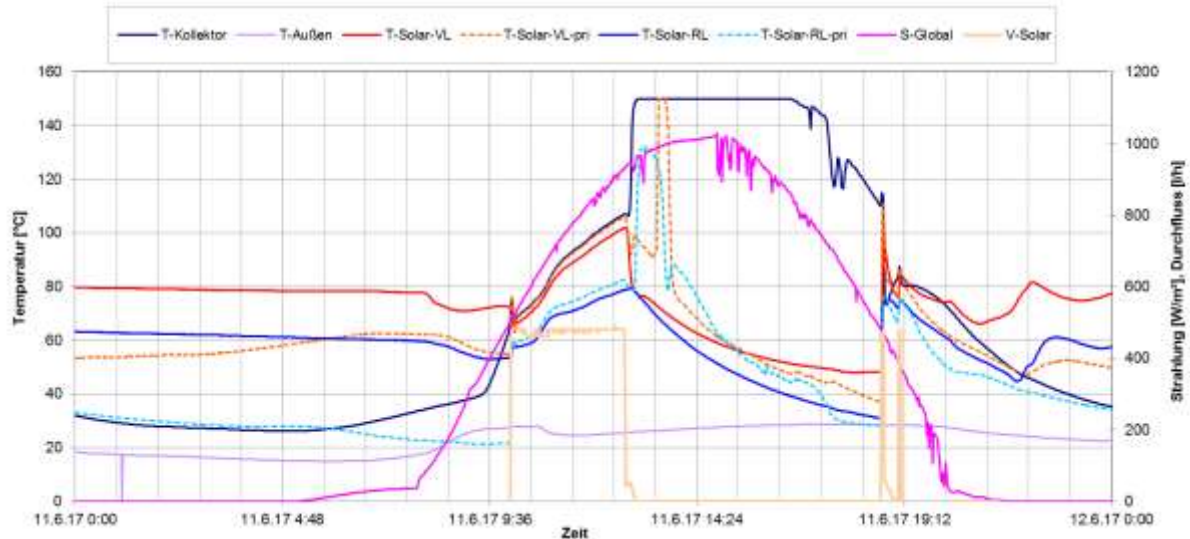


Abbildung 21: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im solaren Primär- und Sekundärkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichen Sommertag (11.06.2017)

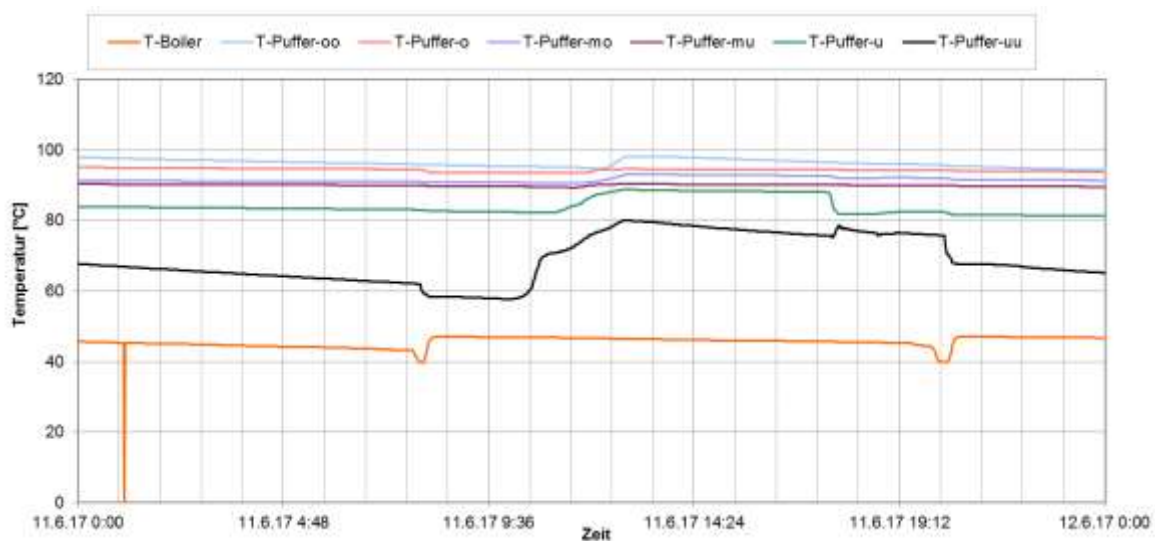


Abbildung 22: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen zuzüglich der Boilertemperatur an einem einstrahlungsreichen Sommertrag (11.6.2017)

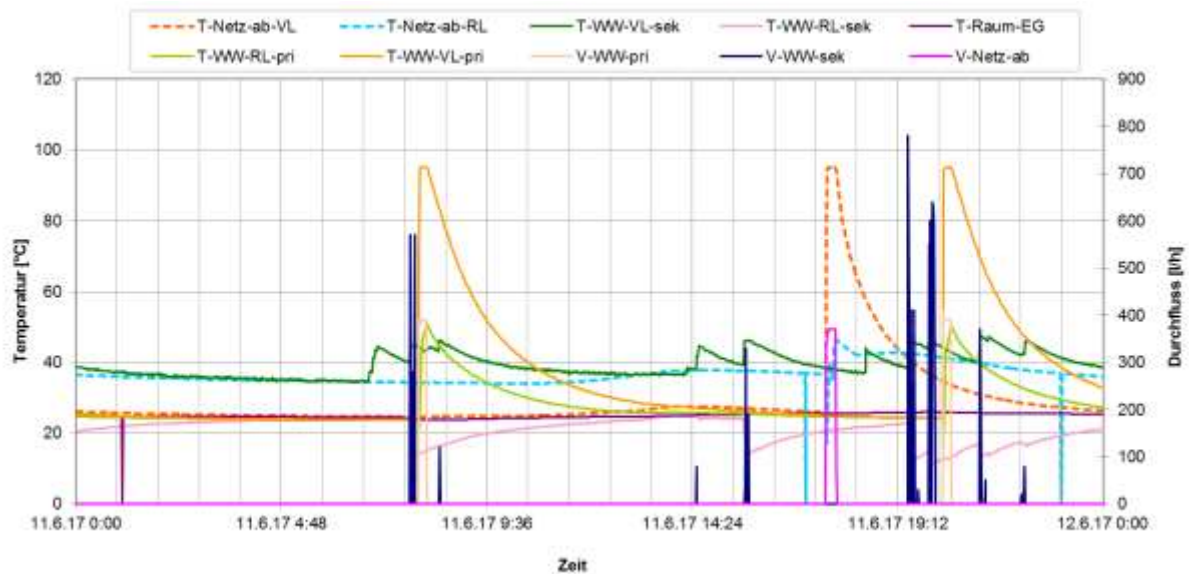


Abbildung 23: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchflüsse des Mikronetzes zum Nachbargebäude (Netz-ab), der Boilerladung (WW-pri) und des Warmwasserverbrauchs (WW-sek) zuzüglich Raumtemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag (11.6.2017)

Als weiterführende Analyse wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 24). Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen über einen weiten Bereich innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen bewegten. In der warmen Jahreszeit lagen in rund 20 % der Zeit die Raumtemperaturen über 26 °C. Dies lässt auf eine Raumüberwärmung schließen, welche primär durch passive, solare Gewinne verursacht wird.

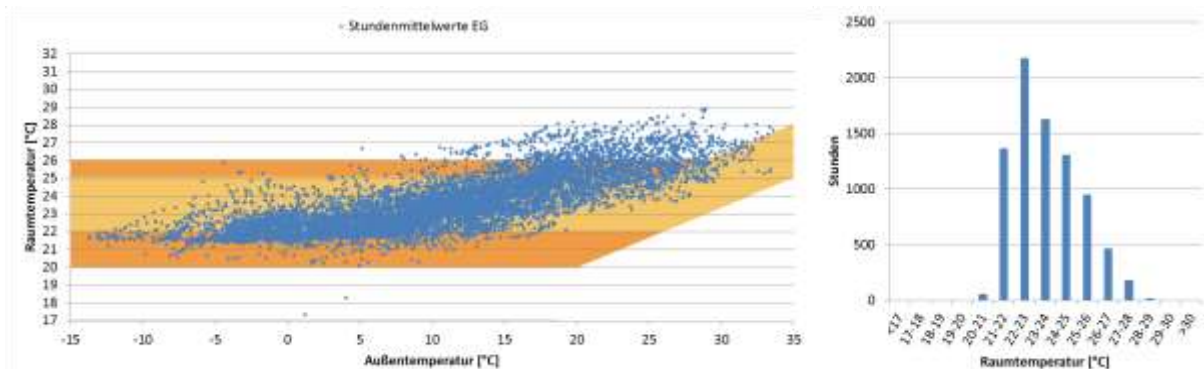


Abbildung 24: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen aufgetragen über der Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) für den Monitoringzeitraum Oktober 2016 bis September 2017

Des Weiteren ist in Abbildung 25 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen der Solaranlage zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Die Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des Monitoringzeitraums (Oktober 2016 bis September 2017). Die Solaranlage lieferte Temperaturen bis ca. 105 °C, ohne klare Peaks. Dies war aufgrund des Pufferspeichers als einzige Wärmesenke zu erwarten.

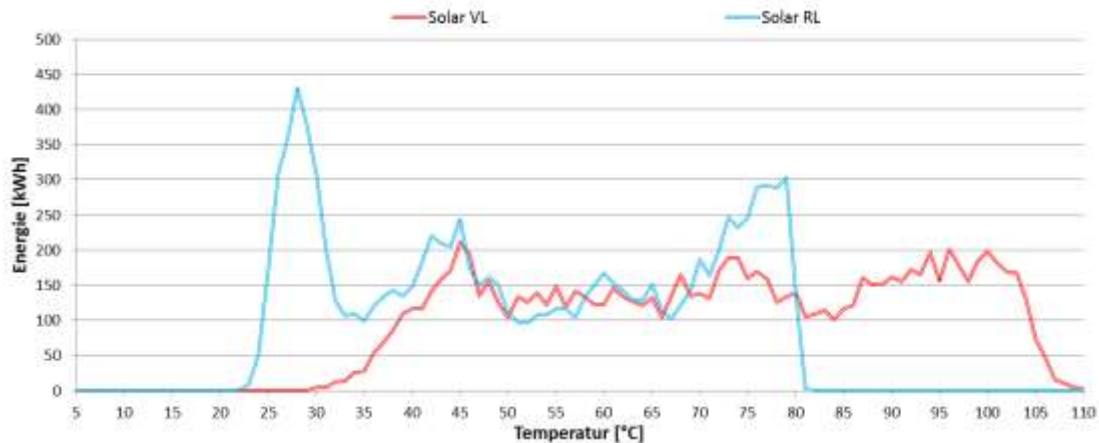


Abbildung 25: Darstellung der Wärmemengen durch die Solaranlage zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot bzw. Blau) im Betrachtungszeitraum Oktober 2016 bis September 2017.

7.1.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Burtscher arbeitete im Monitoringzeitraum weitestgehend ohne Probleme. Der solare Ertrag, welcher direkt im Gebäude genutzt wurde (exkl. Versorgung des Nachbargebäudes), lag mit 262 kWh/m²a rund 52 % über der Prognose, obwohl aufgrund schneebedeckter Kollektoren ein deutlicher Minderertrag im November 2016 und Jänner 2017 auftrat. Der Wärmebedarf des Gebäudes lag 10 % über der Simulation. Gründe hierfür können erhöhte Raumtemperaturen gegenüber der Wärmebedarfsberechnung, Baufeuchte, klimatische Gegebenheiten, etc. sein. Der solare Deckungsgrad blieb mit 62 % (inkl. Strahlungsanteil Wohnraumofen) bzw. 63 % (exkl. Strahlungsanteil Wohnraumofen) hinter den simulierten Erwartungen zurück. Als wesentlicher Grund dafür ist – neben der klimatischen Schwankungsbreite – der Regelungsfehler des elektrischen Heizstabs im Boiler zu nennen, welcher den möglichen solaren Deckungsgrad um rund 4 % reduzierte. Die Boilerverluste konnten im Betrachtungszeitraum durch Optimierung der Regelungsstrategie verringert werden, indem die minimale Boilertemperatur, bei der die Beladung beginnt, von 45 auf 42 °C gesenkt wurde.

Auch bezüglich der Nachheizung über den Nahwärmeverbund wurde eine Optimierung durchgeführt: Ursprünglich wurde der Puffer auf rund 75 °C nachgeheizt. Diese Maximaltemperatur wurde auf 60 °C reduziert. Die Regelungsstrategie wurde dahingehend angepasst, dass per Nahwärmeverbund bis maximal 58 °C Mitteltemperatur der drei obersten Puffertemperaturfühler nachgeheizt wird.

Der Nahwärmeverbund mit dem benachbarten Gebäude erwies sich als komfortabel, da der Nachheizbedarf primär automatisch gedeckt werden konnte. Des Weiteren konnten rund 2.500 kWh Solarüberschuss in den einstrahlungsreichen Monaten (März bis September 2017) an das Nachbargebäude abgegeben werden und so dessen Warmwasserbedarf unterstützen.

7.2 Solarhaus Westreicher, T

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Westreicher
<u>Standort:</u>	6414 Mieming
<u>spez. HWB (nach PHPP)</u>	34 kWh/m ² a
<u>EBF</u>	143 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	17 m ² Flachkollektor (Winkler Variosol A)
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	15 m ²
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	175° SSO
<u>Energiespeichervolumen:</u>	950 Liter Pufferspeicher, 55 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	5 kW Kachelofen (wassergeführt)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	77,4 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	367 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Bauvorhaben Solarhaus Westreicher handelt es sich um ein Einfamilienhaus mit 143 m² Energiebezugsfläche und Flachdach (Abbildung 26), welches 2015 errichtet wurde.

Für die primäre Wärmeversorgung dient die am Flachdach als Brüstung montierte Solaranlage. Laut Simulation soll ein Deckungsgrad von 97% erreicht werden. Als Nachheizung wurde ein Kachelofen installiert, der mit mehreren wasserführenden Absorberelementen ausgestattet ist und so in das hydraulische System eingebunden ist. Als Wärmespeicher dienen die bauteilaktivierte Bodenplatte und die Zwischendecke mit einer Gesamtmasse von 55 m³ Beton (36 m³ Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) sowie der 950 Liter fassende Pufferspeicher. Abbildung 28 zeigt schematisch den Aufbau der bauteilaktivierten Bauteile und des Fußbodens. Die Bodenplatte ist nach unten hin mit rund 50 cm Glasschaumschotter gedämmt. Der Fußbodenaufbau ist bei beiden Bauteilen sehr ähnlich: Riemenboden auf Holzlattung (10 cm und 14 cm). Der Raum zwischen der Holzlattung wird als Installationsebene genutzt.

Die Wärmeverteilung für Raumheizung erfolgt über Bauteilaktivierung. Zusätzlich ist im Obergeschoss in Bad und Kinderzimmer eine Wandheizung installiert. Sowohl die Wandheizung als auch die Beladung des Pufferspeichers durch den Kachelofen geschehen im Schwerkraftbetrieb, durch natürliche Konvektion.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über Tank-in-Tank-Technologie, dessen Vorratsvolumen 270 Liter beträgt.

Das Gebäude verfügt auch über eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, welche jedoch kein Nachheizregister besitzt.

Abbildung 27 zeigt die kompakt gehaltene Haustechnik des Solarhauses (rechts: Pufferspeicher, links oben: Rückseite der Solaranlage inkl. Befestigung und Einstrahlungssensor, links unten: Lüftungsanlage).



Abbildung 26: Südansicht des Solarhauses Westreicher (Quelle: Bauherr)



Abbildung 27: Solaranlage mit Einstrahlungssensor (oben links), Lüftungsanlage (unten links) und Pufferspeicher (rechts) (Bildquelle: AEE INTEC)

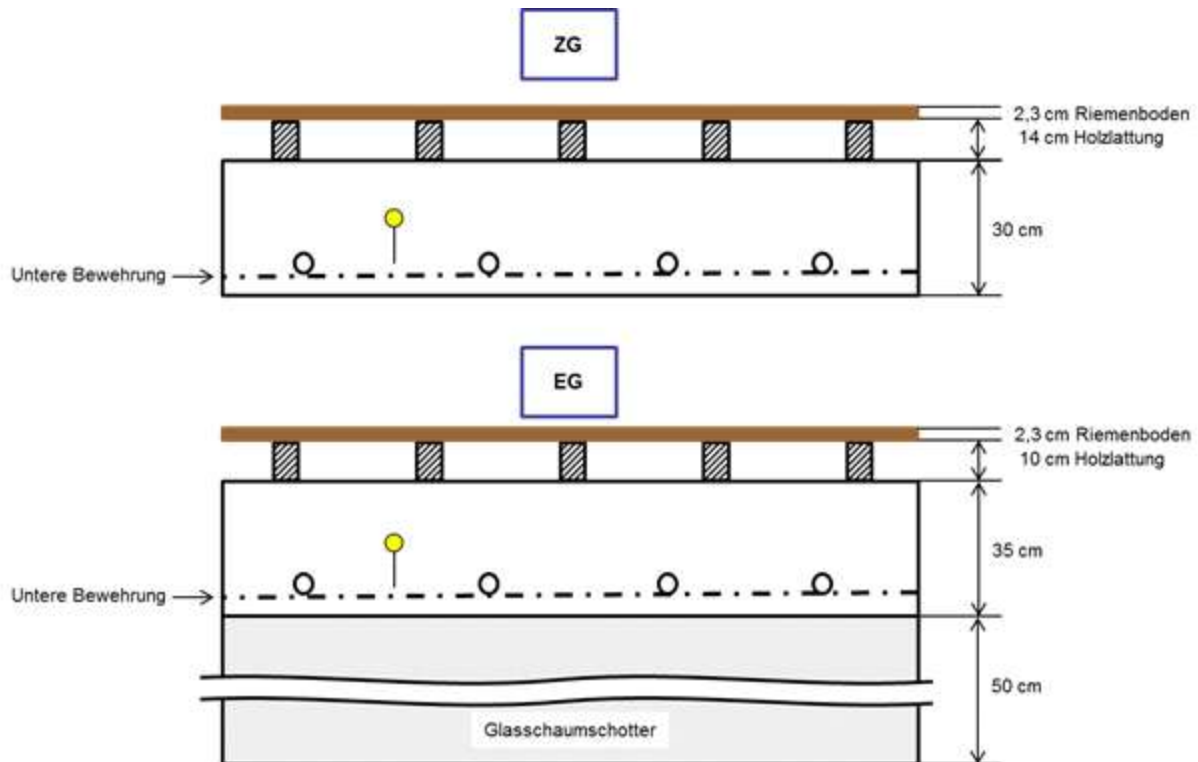


Abbildung 28: Aufbau der bauteilaktivierten Bodenplatte (EG) bzw. der Zwischendecke (ZG) inkl. Fußbodenaufbau (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Westreicher ist als Blockschaltbild in Abbildung 29 dargestellt. Die Solaranlage liefert einerseits Energie für die Warmwasserbereitung in den Pufferspeicher und andererseits wird die Bauteilaktivierung direkt versorgt. Die Bauteilaktivierung kann ausschließlich von der Solaranlage beladen werden. Der Kachelofen stellt die Warmwasserversorgung in einstrahlungsarmen Zeiten sicher. Die Wandheizung kann ausschließlich über den Kachelofen versorgt werden. Der gesamte Kreislauf um den Kachelofen wird in Schwerkraft (Naturzirkulation) betrieben. Zusätzlich ist zur Notversorgung ein elektrischer Heizstab im Pufferspeicher eingebaut.

Fünf Wärmemengenzähler, 3 Ventilstellungen, 2 Stromzähler, 19 Temperatursensoren und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung. In beiden Betonplatten befindet sich je ein Kerntemperaturfühler, welcher mittig zwischen den Rohrschlangen montiert ist (vgl. Abbildung 28).

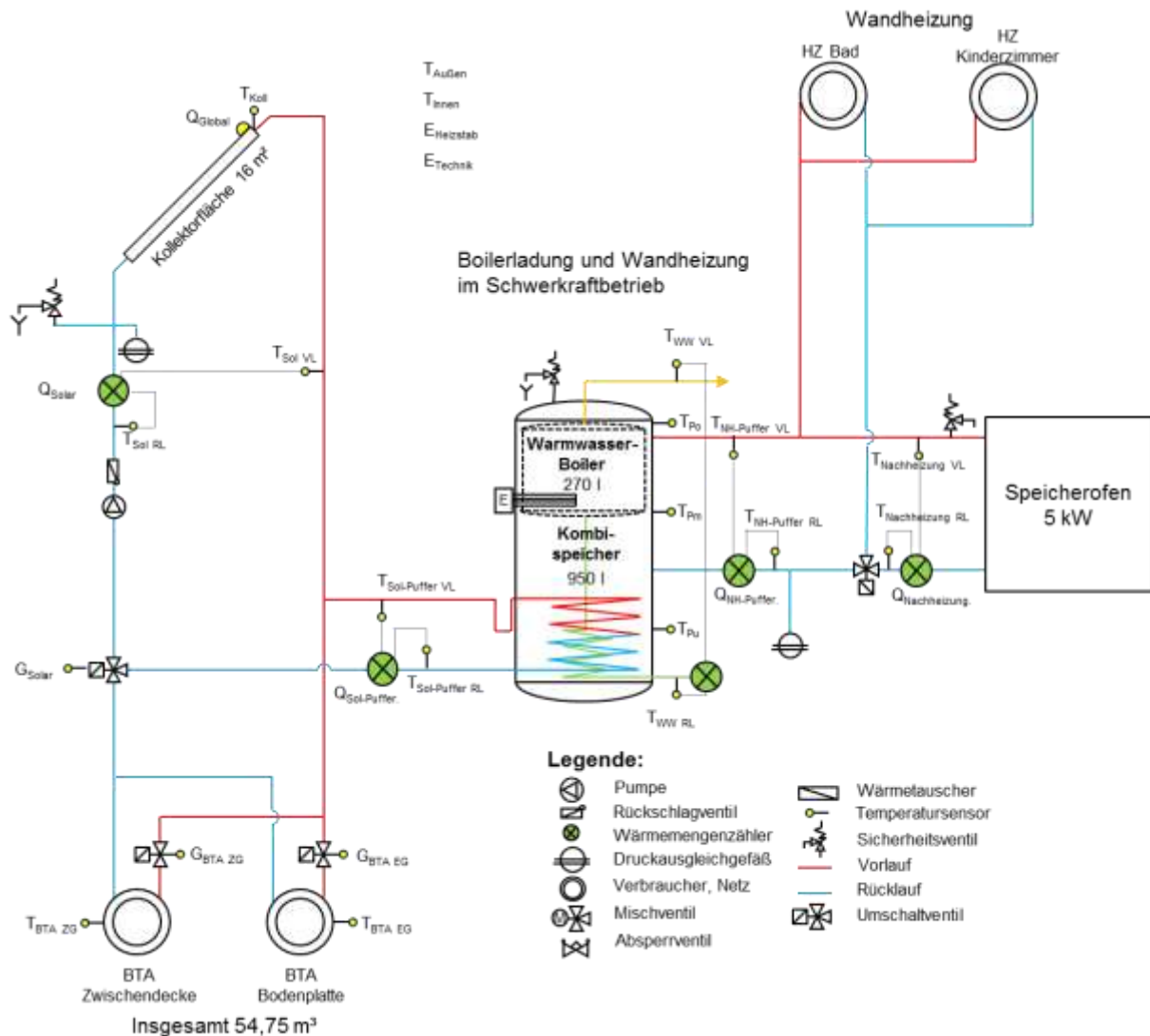


Abbildung 29: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Westreicher
(grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
Q_{Sol}	Wärmemengenzähler im Solarkreis, gesamt
$T_{\text{Sol VL}}$	Solarvorlauftemperatur gesamt
$T_{\text{Sol RL}}$	Solarrücklauftemperatur gesamt
$Q_{\text{Sol-Puffer}}$	Wärmemengenzähler im Solarkreis, Puffereinspeisung
$T_{\text{Sol-Puffer VL}}$	Solarvorlauftemperatur, Puffereinspeisung
$T_{\text{Sol-Puffer RL}}$	Solarrücklauftemperatur, Puffereinspeisung
$G_{\text{Sol-Puffer}}$	Stellung des Umschaltventils für die Pufferbeladung

Speicher

T_{P_o}	Temperatur in Pufferspeicher oben
T_{P_mo}	Temperatur in Pufferspeicher mitte-oben
T_{P_mu}	Temperatur in Pufferspeicher mitte-unten

T_{P_u} Temperatur in Pufferspeicher unten

Nachheizung

$Q_{\text{Nachheizung}}$ Wärmemengenzähler Nachheizung
 $T_{\text{Nachheizung VL}}$ Vorlauftemperatur Nachheizung
 $T_{\text{Nachheizung RL}}$ Rücklauftemperatur Nachheizung

Nachheizung Puffer

$Q_{\text{NH-Puffer}}$ Wärmemengenzähler Nachheizung Puffer
 $T_{\text{NH-Puffer VL}}$ Vorlauftemperatur Nachheizung Puffer
 $T_{\text{NH-Puffer RL}}$ Rücklauftemperatur Nachheizung Puffer

Warmwasser

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

Sonstiges

$T_{\text{Außen}}$ Außentemperatur
 T_{Innen} Wohnraumtemperatur
 $T_{\text{BTA EG}}$ Bauteilkerntemperatur Erdgeschoß
 $G_{\text{BTA EG}}$ Stellung des Absperrventils BTA EG
 $T_{\text{BTA ZG}}$ Bauteilkerntemperatur Zwischengeschoß
 $G_{\text{BTA ZG}}$ Stellung des Absperrventils BTA ZG
 E_{Heizstab} Strombedarf Heizstab im Puffer
 E_{Technik} Strombedarf der Haustechnik

7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 30 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Westreicher. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb) und mittels der Nachheizung durch den Lehmofen (dunkelblau), bei welchem sowohl der Strahlungsanteil (Differenz aus Heizwert des im Stückholz-Kachelofen verbrannten Holzes und der mit dem Absorber des Kachelofens in den Pufferspeicher eingespeisten Wärmemenge), als auch die Wärmeabgabe auf der Wasserseite berücksichtigt wurde, statt. Der elektrische Heizstab (rot), welcher als Notheizung fungiert, war nie in Betrieb. Der solare Eintrag wird auf der Verbraucherseite auf die beiden aktivierten Bauteile ($Q_{\text{BTA EG}}$, türkis und $Q_{\text{BTA ZG}}$, orange) und den Eintrag in den Pufferspeicher aufgeteilt. Als weitere Verbraucher treten noch die Warmwasserbereitung (violett), die Wandheizung (grün) und die Strahlungswärme (hellblau) auf. Im Monitoringzeitraum wurden rund 53% der solaren Energie direkt in den Bauteilen genutzt. Der Rest ging in den Pufferspeicher und stand dort für den Warmwasserbedarf zur Verfügung.

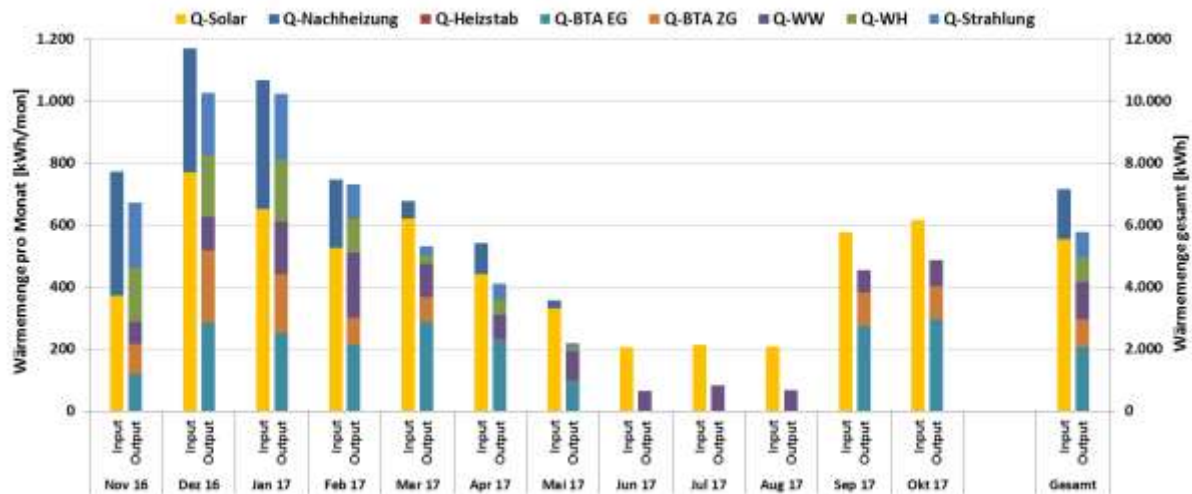


Abbildung 30: Energiebilanz des Solarhauses Westreicher (November 2016 bis Oktober 2017)

7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 31 bis Abbildung 33) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im Monitoringzeitraum. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch). 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 36 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Ein Vergleich des gemessenen mit dem prognostizierten spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 31 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 392 kWh/m²a prognostiziert. Im Monitoringzeitraum lag der Messwert 6 % unter den Erwartungen, was innerhalb der klimatisch bedingten Unschärfe der Vorhersage liegt. Die gemessene Einstrahlung (gelb strichliert) lag rund 12 % unter der simulierten.

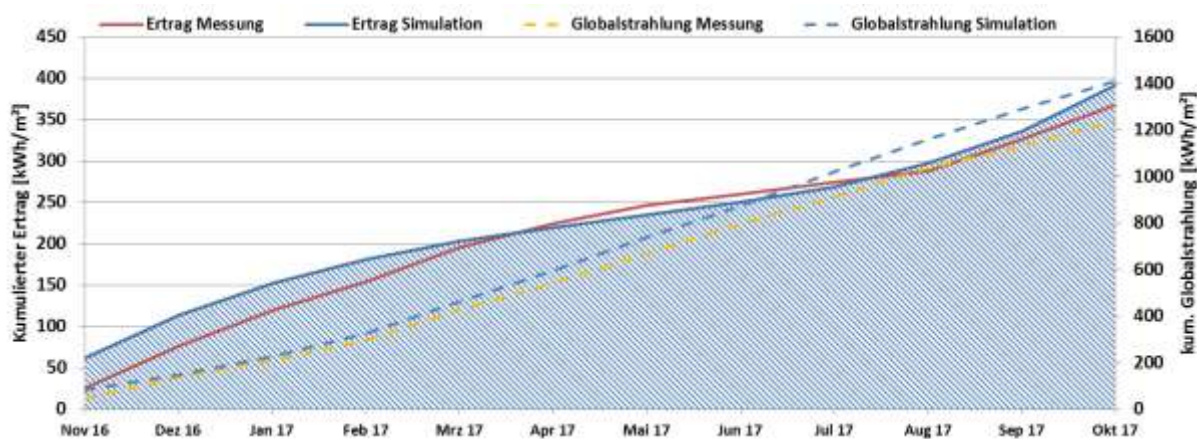


Abbildung 31: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung für das Solarhaus Westreicher (November 2016 bis Oktober 2017)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 97% angegeben. Abbildung 32 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und den gemessenen solaren Deckungsgrad mit (rot) und ohne Berücksichtigung des Strahlungsanteils des

Wohnraumofens (rosa). Der gegenüber der Simulation geringere solare Deckungsgrad ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass der Wohnraumofen auch zu Zeiten betrieben wurde, in denen es rein bilanztechnisch betrachtet nicht notwendig gewesen wäre.

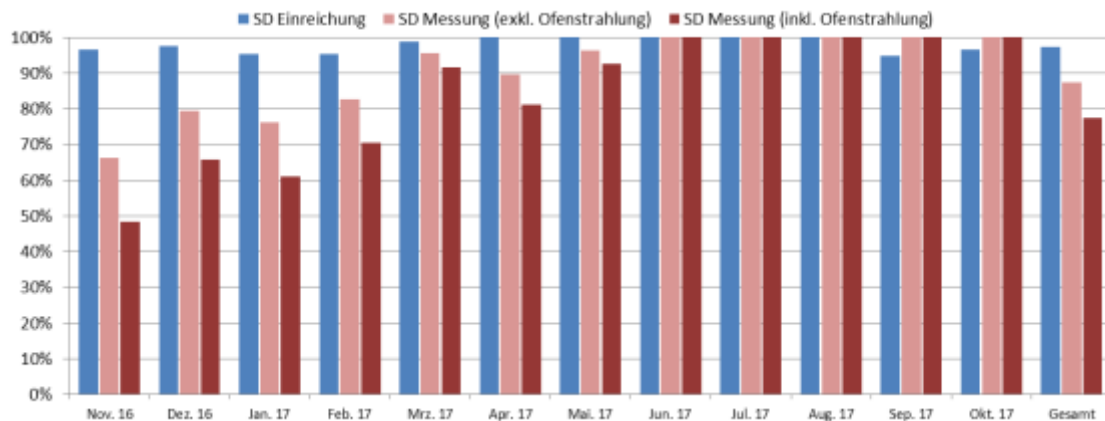


Abbildung 32: Prognostizierter und gemessener (mit und ohne Berücksichtigung der Ofenstrahlung) monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Westreicher (November 2016 bis Oktober 2017)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 33 zu entnehmen. Der gemessene Gesamtverbrauch (rot durchgezogen) liegt etwas unter dem Prognosewert. Dies ist primär auf den geringeren Warmwasserverbrauch zurückzuführen, welcher tatsächlich bei ca. 50 % des simulierten Wertes lag. Wird die Ofenstrahlung mit berücksichtigt (rot strichliert) stimmt der Verbrauch relativ gut mit dem Prognosewert überein.

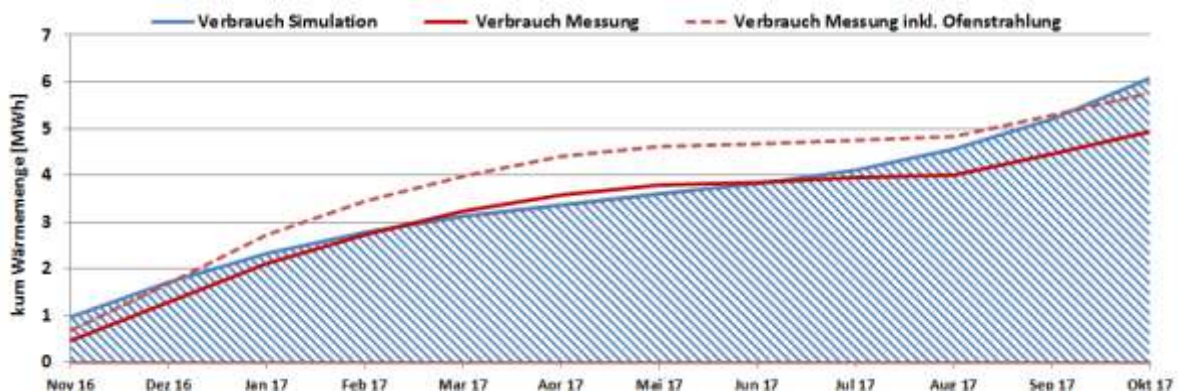


Abbildung 33: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für das Solarhaus Westreicher (November 2016 bis Oktober 2017)

7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. Bei der Analyse der Anlage kann dabei insbesondere das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage mit der Betonteilaktivierung als interessant angesehen werden. So wird folgend einerseits auf die Betriebsweise bzw. etwaige Optimierungen und im weiteren Verlauf auf das Zusammenspiel bzw. die Effekte der Bauteilaktivierung auf die solarthermische Anlage eingegangen.

Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innen-, Außen-, Kerntemperatur der Bauteilaktivierung und die Stellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung. Zur

besseren Unterscheidung wurden den Absperrventilen unterschiedliche Werte für den Zustand „offen“ zugewiesen:

- Absperrventil Zwischendecke (BTA1-ZG-aktiviert) offen = 10
- Absperrventil Bodenplatte (BTA2-EG-aktiviert) offen = 20

Es handelt sich bei dem dargestellten Zeitraum um den 16.12.2016, einen einstrahlungsreichen Wintertag.

Die Regelungsstrategie sieht vor, dass ab einer Einstrahlung von mindestens 300 W/m^2 der Beladung des Pufferspeichers Vorrang gegenüber der Bauteilaktivierung eingeräumt wird. Dies ist deutlich in Abbildung 34 erkennbar. Der Pufferspeicher wird während des Vormittags von der Solaranlage bis auf ca. 70°C beladen (vgl. Puffertemperaturen T_{Po} , T_{Pm} , T_{Pu}). Dann findet die Umschaltung auf die Beladung der Bauteilaktivierung statt. Beide Absperrventile der Bauteilaktivierung (vgl. Abbildung 29) werden geöffnet und die Vorlauftemperatur des Solarkreises sinkt rapide von rund 85°C auf rund 40°C . Der Durchfluss im Solarkreis bleibt konstant, die Änderung der Betriebstemperatur ist daher ausschließlich auf die deutlich kältere Rücklauftemperatur (Bauteile vs. Pufferspeicher) zurückzuführen.

Abbildung 35 zeigt die Reaktion der Kern- und Raumtemperaturen im gleichen Zeitraum. Auffallend ist, dass sowohl die Kerntemperatur der Zwischendecke, als auch die Raumtemperatur des Obergeschosses deutlich schneller auf Wärmeeintrag reagiert, als die entsprechenden Fühler im Erdgeschoss. Die Raumtemperatur im Obergeschoss steigt während des Tages von $20,3^\circ\text{C}$ auf $24,7^\circ\text{C}$ (T_{ZG} , grün strichliert) und die Kerntemperatur steigt im Zuge der solaren Beladung von $24,5^\circ\text{C}$ auf 27°C (T_{BTA_1-ZG} , rosa). Dieser Vorgang ist an allen einstrahlungsreichen Tagen zu beobachten. Die beiden Fühler in der Bauteilaktivierung wurden bereits geprüft und verglichen. Beide wurden als korrekt messend eingestuft. Es ist anzunehmen, dass im Zuge der Betonierungsarbeiten die Führungsschiene des Kerntemperaturfühlers der Zwischendecke verschoben wurde und nun nicht - wie geplant - mittig zwischen den Rohrleitungen, sondern deutlich näher an einer Rohrleitung liegt. Dadurch reagiert dieser Fühler deutlich schneller bei Beladung des Bauteils und zeigt erst einige Zeit nach Abschaltung der Beladung die korrekte Bauteiltemperatur. Daher ist in Abbildung 35 auch eine relativ rasche Abkühlphase erkennbar, bis sich nach rund 3 Stunden ein konstanter Temperaturverlauf einstellt.

Die Kern- und Raumtemperatur im Erdgeschoss sind wesentlich träger. Im Zuge der 3-stündigen Beladung der Bauteilaktivierung nimmt die Kerntemperatur im Erdgeschoss um $1,1 \text{ K}$ zu ($25,3^\circ\text{C}$ auf $26,4^\circ\text{C}$), die Raumtemperatur steigt um $0,6 \text{ K}$ ($22,4^\circ\text{C}$ auf 23°C).

Der stufenförmige Verlauf der solaren Einstrahlung ist auf die ungünstige Auflösung des eingesetzten Strahlungssensors zurückzuführen.

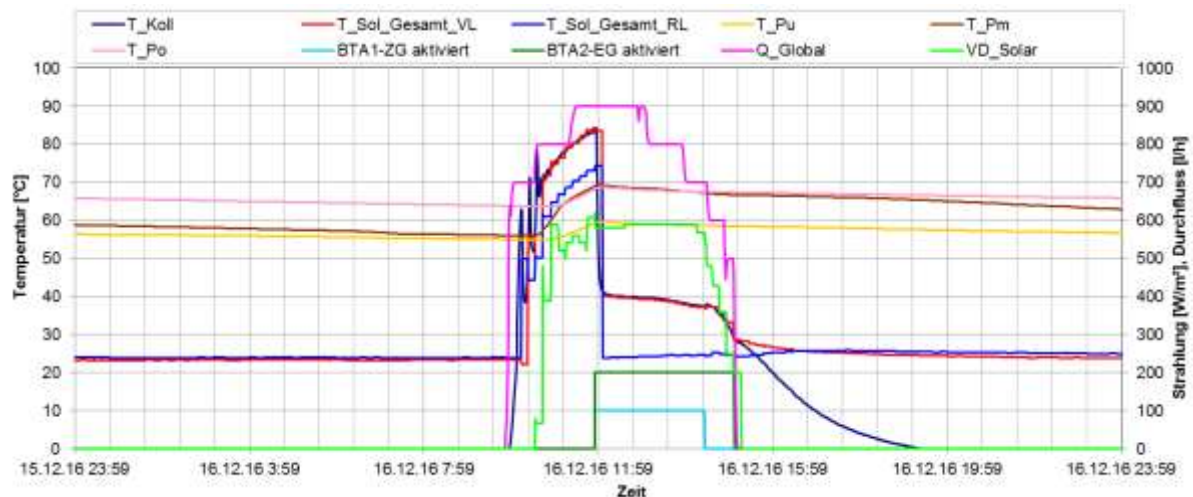


Abbildung 34: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsreichen Tag (16.2.2017)

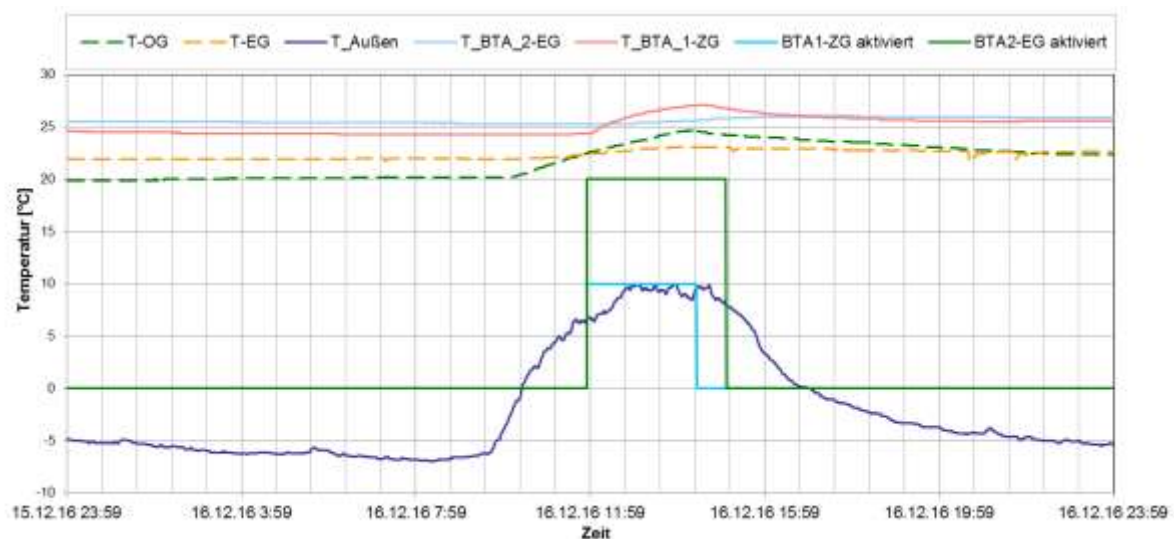


Abbildung 35: Beispielhafter Verlauf der Raumtemperaturen, der Außentemperatur, der Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung zuzüglich der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsreichen Tag (16.2.2017)

Abbildung 36 und Abbildung 37 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innen-, Außen-, Kerntemperatur der Bauteilaktivierung und die Stellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung am 8.2.2017, einem einstrahlungsarmen Wintertag. An jenem Tag werden der Betrieb der Bauteilaktivierung bei geringen Einstrahlungen sowie die Nachheizung analysiert.

Für den Großteil des betrachteten Tages bleibt die Einstrahlung unter 300 W/m^2 . In dieser Zeit ist die Bauteilaktivierung Erdgeschoss (BTA2-EG aktiviert, dunkelgrün) aktiv. Die Kerntemperatur wurde während dieses Tages von $22,9 \text{ °C}$ auf $23,4 \text{ °C}$ angehoben. Es ist kein direkter Einfluss auf die Raumtemperatur feststellbar.

Gegen 13 Uhr stieg die Einstrahlung kurz über 300 W/m^2 . Die Regelung schaltete die Solarpumpe ab (VD_Solar, hellgrün), um eine Pufferbeladung nach Erreichen einer entsprechenden Kollektortemperatur zu ermöglichen. Die Kollektortemperatur (T_Koll, dunkelblau) stieg während dieser Zeit auch kurzfristig auf 60 °C . Nach Abfall der Einstrahlung unter den Grenzwert wurde weiterhin die Bauteilaktivierung mit rund 30 °C Vorlauftemperatur beschickt.

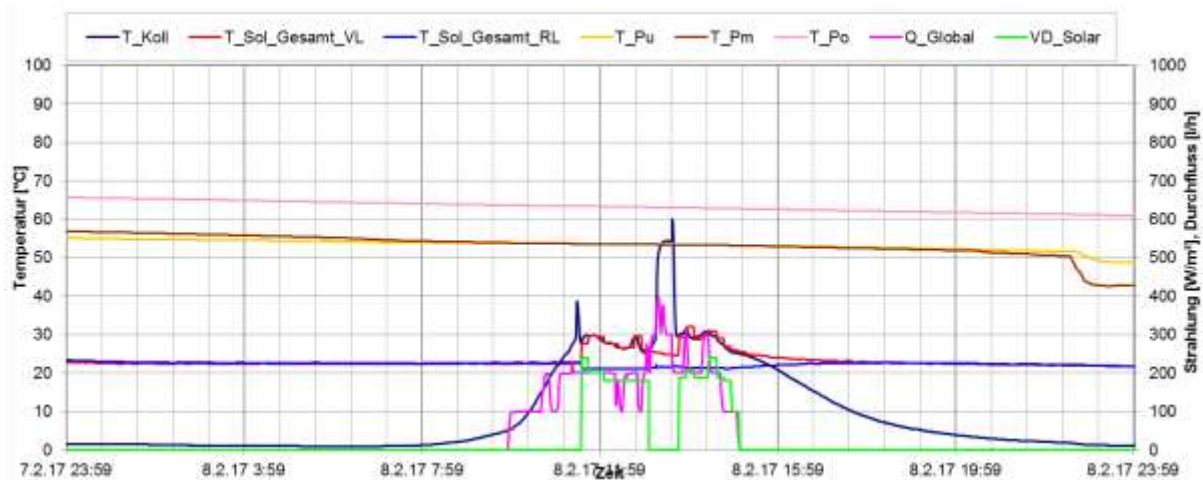


Abbildung 36: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsarmen Tag (8.2.2017)

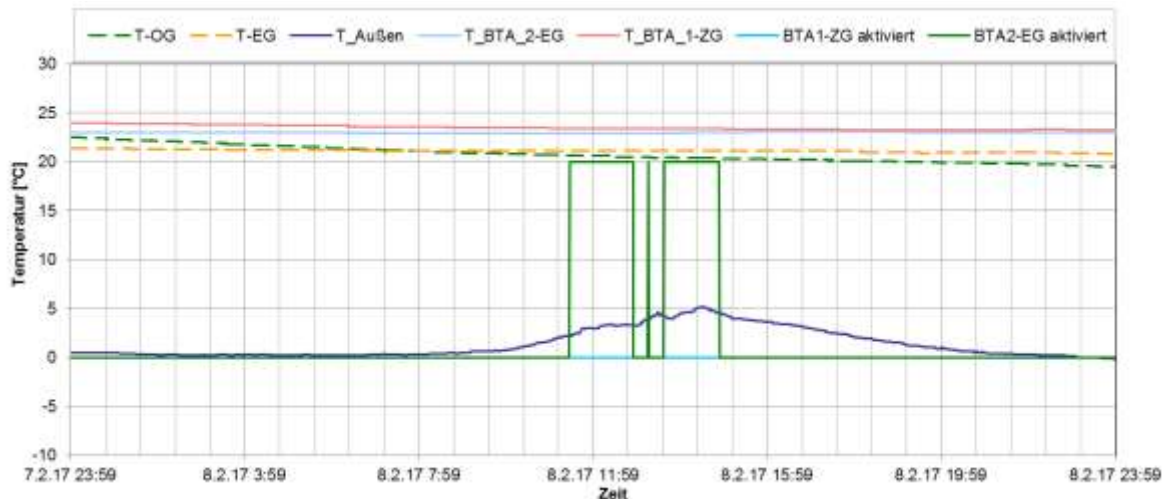


Abbildung 37: Beispielhafter Verlauf der Raumtemperaturen, der Außentemperatur, der Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung zuzüglich der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsarmen Tag (8.2.2017)

Abbildung 38 und Abbildung 39 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom der Nachheizung, die Pufferspeichertemperaturen sowie die Raumtemperaturen bzw. die Temperaturverläufe und den Volumenstrom der Warmwasserbereitung. Der betrachtete Zeitraum sind zwei Tage, der 24.2.2017 und der 25.2.2017.

Wie an der Vorlauftemperatur des Ofens ($T_{\text{Lehmofen_VL}}$, dunkelviolet) erkennbar ist, wurde der Ofen am 24.2.2017 abends gegen 20.00 Uhr eingheizt. Laut Regelungsstrategie versorgt der Ofen den Pufferspeicher erst dann, wenn die oberste Puffertemperatur (T_{Po} , rosa) unter 50 °C fällt. Im betrachteten Zeitraum ist dies nicht der Fall. Daher steht das Umschaltventil im Nachheizungskreis auf Wandheizungsbetrieb und aufgrund der Schwerkraft kommt es zu einem Durchfluss (VD_{Lehmofen} , dunkelblau) in den Wandheizungskreisen.

Die Einbrüche bei der mittleren (T_{Pm} , braun) und unteren (T_{Pu} , gelb) Puffertemperatur kommen durch Warmwasserzapfungen zustande, wie in Abbildung 39 verdeutlicht wird. Der steile Anstieg der Puffertemperaturen am 25.2.2017 ist durch solaren Eintrag zu erklären.

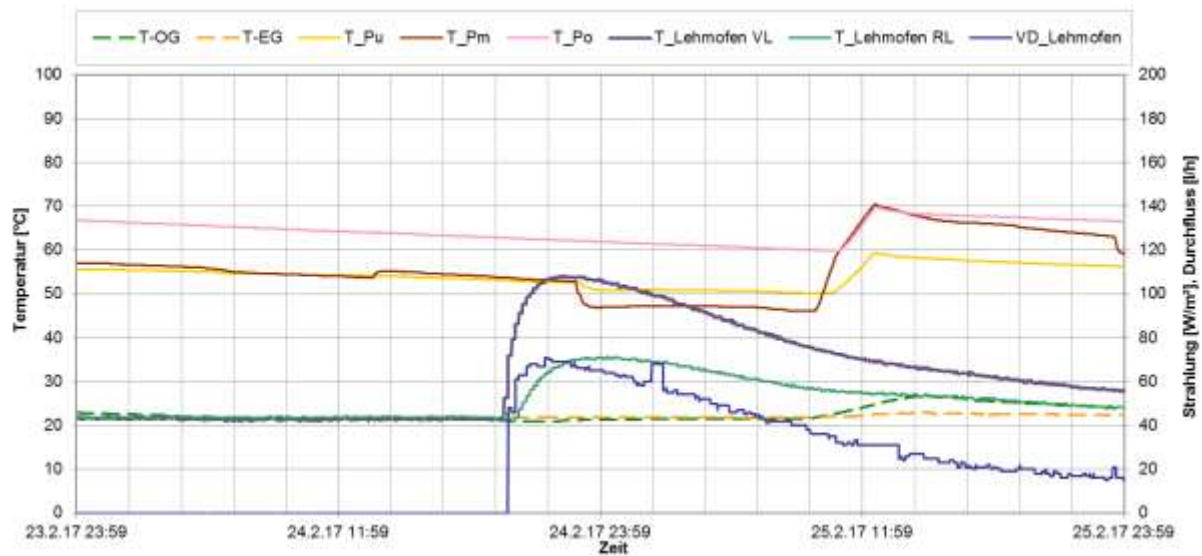


Abbildung 38: Beispielhafter Verlauf der Raum- und Puffertemperaturen sowie der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses im Nachheizungskreis (24.2.2017 – 25.2.2017)

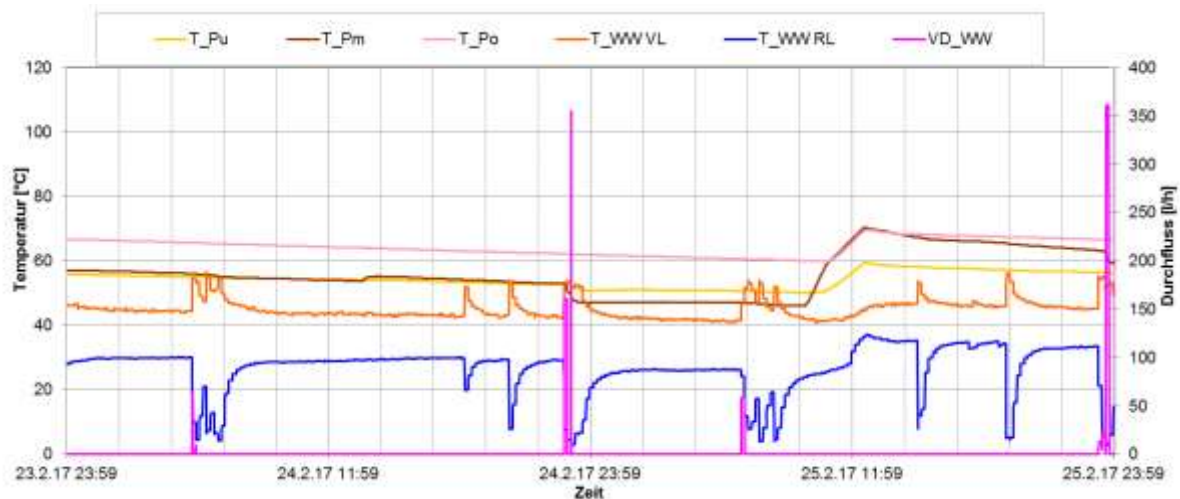


Abbildung 39: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen sowie der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses der Warmwasserzapfungen (24.2.2017 – 25.2.2017)

Abbildung 40 und Abbildung 41 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innen-, Außen-, Kerntemperatur der Bauteilaktivierung und die Stellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem Tag, an dem die Solaranlage in Stagnation ging (11.2.2017, links). Während der Vormittagsstunden wurde der Pufferspeicher beladen (vgl. Puffertemperaturen). Ab etwa 11:35 wurde für etwa eine halbe Stunde solare Energie in die Zwischendecke eingebracht (Absperrventil „BTA1-ZG aktiviert“ ist offen, hellblau). Danach wurde die Solaranlage abgeschaltet (vgl. VD_Solar, hellgrün) und die Kollektortemperatur (T_Koll, dunkelblau) stieg rasant auf über 140 °C. Der Pufferspeicher hatte zu diesem Zeitpunkt eine Temperatur von rund 70 °C. Er ist auf diese Maximaltemperatur beschränkt, um Kalkausfälle im internen Frischwasserboiler zu reduzieren.

Dieses Problem trat aufgrund einer nicht ganz optimalen Regelungsstrategie auf: Die Beladung der Bauteilaktivierung wurde abgeschaltet, sobald die Kerntemperatur der jeweiligen Bauteile 24 °C erreicht hatte und erst wieder eingeschaltet, wenn die jeweilige Kerntemperatur 22,5 °C ($\Delta T = 1,5 \text{ K}$) unterschritt. Aus Abbildung 41 ist zu entnehmen, dass die Kerntemperatur des Erdgeschosses (T_BTA_2-EG, hellblau) bereits 24 °C erreicht hatte, während die Kerntemperatur der Zwischendecke (T_BTA_1-ZG, rosa) bei

etwa 22,5 °C lag. Daher wurde nach der Pufferladung ausschließlich das Ventil der Zwischendecke geöffnet und diese beladen. Sobald die Kerntemperatur über 24 °C stieg, schaltete die Solarpumpe ab. Ähnliche Stagnationsfälle traten mehrmals auf.

Es wurde aufgrund der Analyse dieser Fälle eine Optimierung der Regelung durchgeführt, indem die Solaranlage bereits ab einem ΔT von 0,3 K zwischen Kollektortemperatur und minimal erlaubter Kerntemperatur in die Bauteile einspeisen kann. Davor lag der eingestellte Wert bei 1,5 K. Der Effekt dieser Optimierung wird in Abbildung 40 und Abbildung 41 jeweils auf der rechten Seite gezeigt. Die beiden Tage sind hinsichtlich Einstrahlung und Außentemperatur gut vergleichbar. Nach der Umstellung konnte insbesondere die Bodenplatte (T_BTA_2-EG, hellblau) auf ein höheres Temperaturniveau gebracht werden und kam es zu keinen weiteren, winterlichen Stillständen.

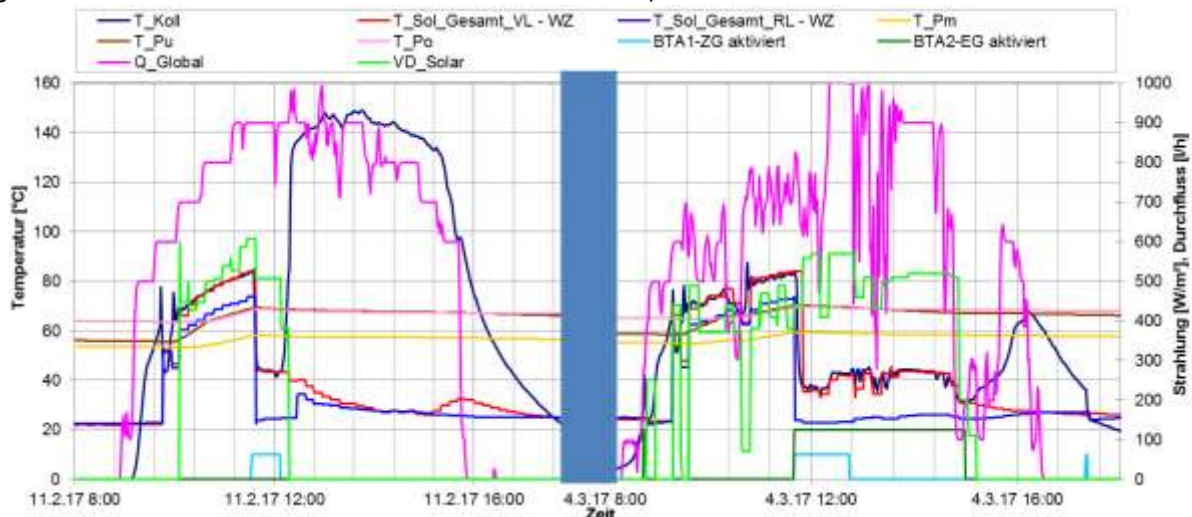


Abbildung 40: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung bei Stagnation (11.2.2017) bzw. nach Optimierung (4.3.2017)

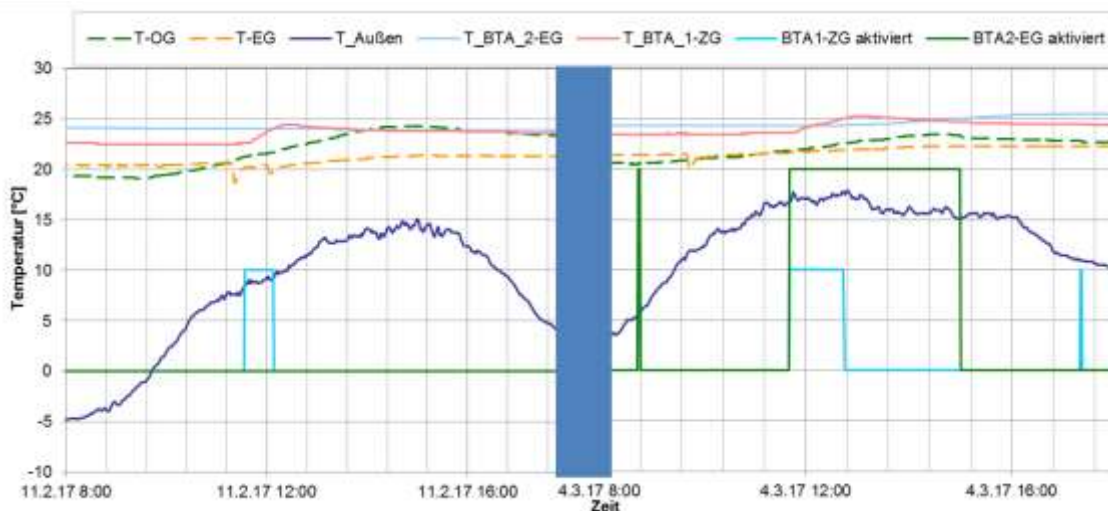


Abbildung 41: Beispielhafter Verlauf der Raumtemperaturen, der Außentemperatur, der Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung zuzüglich der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung bei Stagnation (11.2.2017) bzw. nach Optimierung (4.3.2017)

Abbildung 42 und Abbildung 43 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innen- und Außentemperatur und als einzigen

Verbraucher die Warmwasserzapfungen an einem repräsentativen Sommertag. Ab einer Kollektortemperatur von rund 70 °C ging die Solaranlage in Betrieb und belud den Pufferspeicher bis die unterste Puffertemperatur (T_{Pu} , gelb) 60 °C erreicht hatte. In Abbildung 43 sind einige Warmwasserzapfungen erkennbar, wobei einige davon so kurz waren, dass kein Durchfluss gemessen wurde. Diese sind jedoch an den Anstiegen des Vorlaufs ($T_{WW VL}$, orange) bzw. dem Abfall des Rücklaufs ($T_{WW RL}$, blau) erkennbar. Länger andauernder Warmwasserverbrauch ist durch signifikanten Durchfluss (VD_{WW} , pink) und durch Abfall der Puffertemperaturen erkennbar.

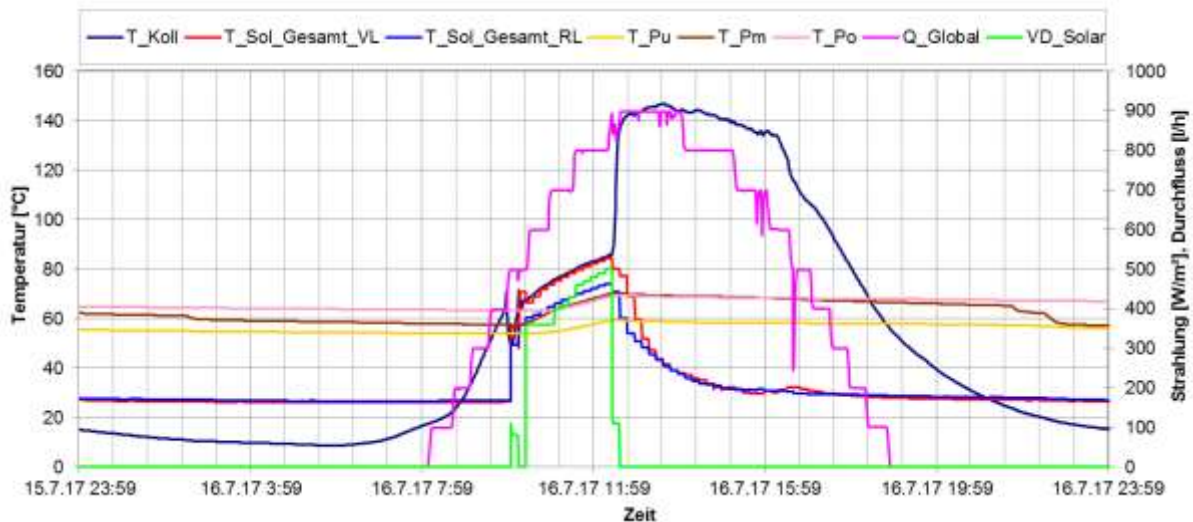


Abbildung 42: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an einem schönen Sommertag (16.7.2017)

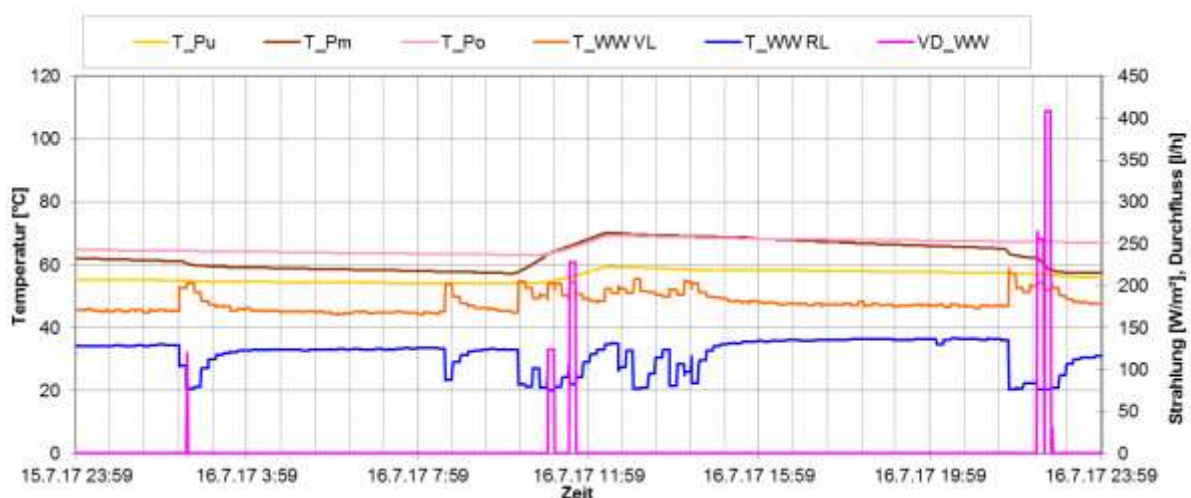


Abbildung 43: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen sowie der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses der Warmwasserzapfungen an einem schönen Sommertag (16.7.2017)

Als weiterführende Analyse wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 24). Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen über einen weiten Bereich innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden und über das Monitoringjahr hinweg relativ konstant sind. Im Obergeschoss liegen die Raumtemperaturen zu 70 % zwischen 21 und 24 °C, im Erdgeschoss liegen sie zu 90% in diesem Temperaturbereich. Im Obergeschoss treten in 8 % der Zeit und im gesamten Monitoringzeitraum Temperaturen unter 19 °C auf. Bei näherer Analyse zeigt sich, dass

diese kühleren Raumtemperaturen vornehmlich in den Nachtstunden auftreten. Da sich im Obergeschoss die Schlafräume befinden, sind diese Raumtemperaturen als unproblematisch anzusehen.

Abbildung 45 zeigt Tagesmittelwerte der Kerntemperaturen sowie deren Häufigkeitsverteilung im Monitoringzeitraum. Hierbei zeigt sich, dass die Zwischendecke (OG, blau) zwischen 22 °C und 28 °C und die Fundamentplatte (UG, rot) zwischen 20 °C und 29 °C betrieben wird, wobei die Fundamentplatte meist eine Temperatur von rund 21 °C aufweist.

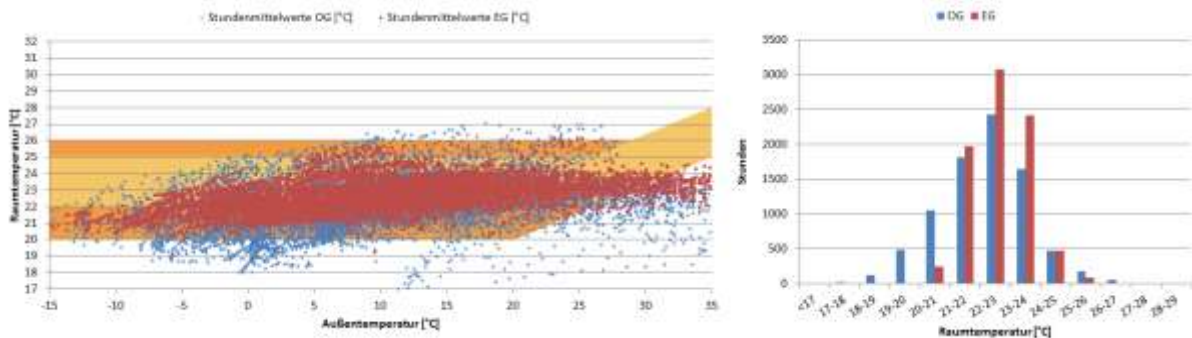


Abbildung 44: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen aufgetragen über der Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) für den Zeitraum November 2016 bis Oktober 2017

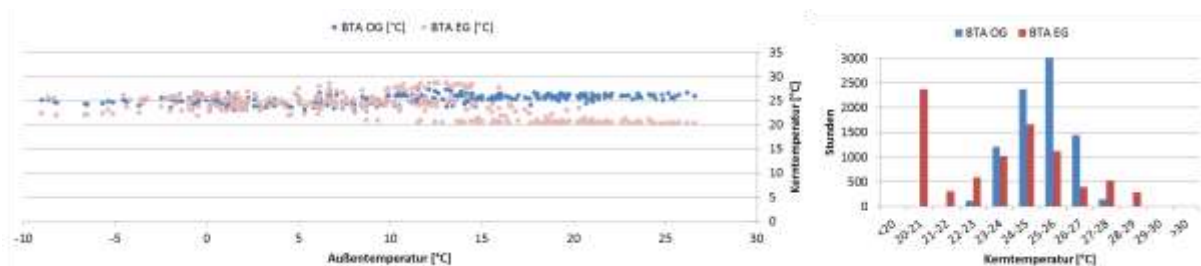


Abbildung 45: Tagesmittelwerte (links) und Häufigkeitsverteilung (rechts) der Kerntemperaturen (links) für den Zeitraum November 2016 bis Oktober 2017

Des Weiteren ist in Abbildung 46 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar gesamt, Solar in Puffer) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf temperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des Monitoringzeitraums. Deutlich erkennbar ist, dass die Beladung der Bauteilaktivierung auf ein Vorlauf temperaturniveau bis max. 47 °C stattfindet. Der Pufferspeicher wird hingegen auf einem Vorlauf temperaturniveau bis max. 85 °C beladen. Deutlicher Vorteil dieser Betriebsweise ist, dass die benötigte Wärme für die Aktivierung der Bauteile auf einem für das Kollektorfeld vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau und damit günstigen Wirkungsgradbereich erzeugt werden kann.

In Abbildung 47 ist die Wirkungsgradkennlinie des eingesetzten Kollektortyps laut Solar Keymark Datenblatt bei 1000 W/m² Einstrahlung und 30 °C Außentemperatur dargestellt. Die mittlere gewichtete Kollektortemperatur bei Beladung der Bauteilaktivierung (BTA) liegt bei rund 30 °C (blauer Punkt) und damit bezüglich Wirkungsgrads deutlich besser als während der Pufferladung mit rund 67 °C (roter Punkt).

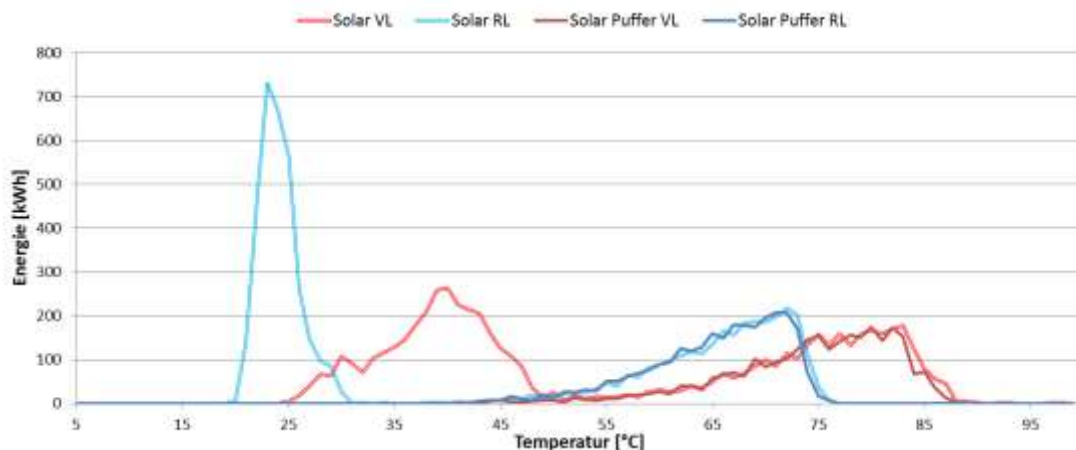


Abbildung 46: Darstellung der Wärmemengen (Solar gesamt und Solar in Puffer) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot bzw. Blau) im Betrachtungszeitraum November 2016 bis Oktober 2017.

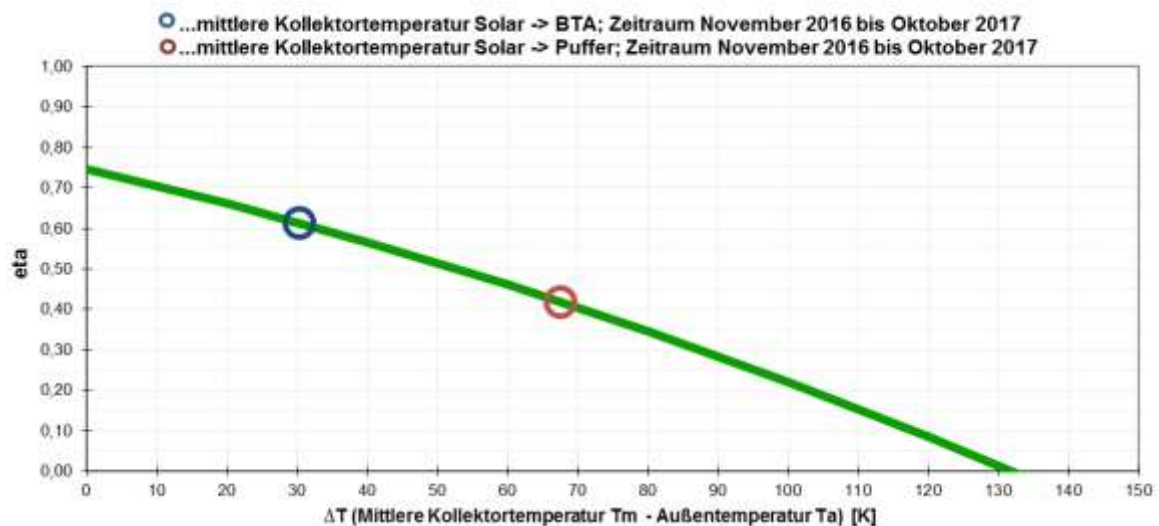


Abbildung 47: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Westreicher eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen November 2016 bis Oktober 2017 bei den Betriebszuständen Pufferladung (roter Kreis) und Beladung der Bauteilaktivierung (blauer Kreis)

7.2.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Westreicher arbeitete im Monitoringzeitraum weitestgehend ohne Probleme. Der solare Ertrag lag 6 % unterhalb der Prognose. Dies entspricht einer klimatisch bedingten Schwankungsbreite. Der gemessene Wärmebedarf des Gebäudes lag über das Monitoringjahr gesehen 19 % (ohne Berücksichtigung der Ofenstrahlung) bzw. 5 % (inkl. Berücksichtigung der Ofenstrahlung) unter dem simulierten Wert.

Das Problem der Anlagenstagnation in den Wintermonaten konnte durch Anpassung der Regelungsstrategie behoben werden. Hierbei wurde die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- und minimal erlaubter Bauteiltemperatur reduziert, sodass mehr Ladezyklen möglich wurden.

Es wurde ein solarer Deckungsgrad von 77 % erreicht. Dieser Wert ist unter Berücksichtigung der sehr schlanken Systemdimensionierung von 17 m² Brutto-Kollektorfläche in Kombination mit dem verhältnismäßig kleinen Pufferspeicher von 950 Litern beachtlich.

In den Monaten mit guter bis sehr guter Einstrahlung (März bis August) ging die Solaranlage regelmäßig in Stagnation. Dies war aufgrund des Verhältnisses zwischen Solarfläche und Puffergröße zu erwarten und ist nicht weiter bedenklich. Hinsichtlich Komforts lagen die Raumtemperaturen mit 21 bis 24 °C im und es konnte eine hohe Konstanz über das gesamte Jahr erreicht werden.

7.3 Solarhaus Maier, OÖ

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Maier
<u>Standort:</u>	4311 Schwertberg
<u>spez. HWB (nach PHPP)</u>	34 kWh/m ² a
<u>EBF</u>	328 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	77 m ² Flachkollektor (SST Einbau Großflächenkollektor)
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	70 m ²
<u>Neigung:</u>	90°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	151° SSO
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2x 4.500 Liter, 60 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	3 kW Kachelofen (wassergeführt), 13 kW Pelletskessel
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	55 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	200 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Bauvorhaben Solarhaus Maier handelt es sich um ein eingeschossiges, unterkellertes Gebäude mit 328 m² Energiebezugsfläche (EBF), welches 2016 errichtet wurde. Die Wärmeversorgung geschieht zum wesentlichen Teil (70 % laut Einreichung) mit Hilfe der 76 m² Bruttokollektorfläche umfassenden Solaranlage, welche in die Südostfassade integriert wurde (Abbildung 48). Als Nachheizung sind zwei Systeme vorgesehen: Im Büro (Keller) wird ein wassergeführter Kachelofen (3 kW) eingesetzt und zusätzlich wird ein Brennwert-Pelletskessel (13 kW, Abbildung 50) mit Stirling-Modul für Stromerzeugung im Heizraum installiert.

Als Wärmespeicher kommen zwei seriell verschaltete Pufferspeicher mit je 4.500 Litern sowie Bauteilaktivierung der Decken von Erd- und Kellergeschoß mit einer Gesamtmasse von 60 m³ Beton (34 m³ Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) zum Einsatz (Abbildung 49). Abbildung 51 zeigt schematisch den Aufbau der bauteilaktivierten Bauteile und des Fußbodens. Die Betondecken wurden aus Halbfertigschalen (Elementdecke) hergestellt. Dabei handelt es sich um 6 cm dicke Fertigbauteile. Auf diese Halbfertigschalen wurden die Rohre der Bauteilaktivierung aufgebracht und dann mit 14 cm Beton übergossen. Der Rohrleitungsabstand beträgt rund 15 cm.

An der Außenseite der Nordwand sind Rohrschlangen montiert, in welche solare Überschüsse eingebracht werden können, mit dem Ziel die winterlichen Transmissionsverluste des Gebäudes zu reduzieren.

Die Wärmeverteilung für Raumheizung erfolgt über Bauteilaktivierung und Fußbodenheizung. Für die Warmwasserbereitung wurde ein Frischwassermodul installiert. Etwaige solarthermische Überschüsse können entweder in die Gartensauna (Beheizung bzw. Frostfreihaltung im Winter) oder in den Pool verschoben werden.

Die Dachfläche des Gebäudes ist mit einer 6 kWp PV-Anlage belegt. Die Fensterflächen des Wintergartens (Westfassade, vgl. Abbildung 48) sind mit halb transparenten PV-Modulen ausgestattet (2,5 kWp). Der Strom aus PV-Anlage und Stirling-Motor wird in erster Priorität direkt verwendet. Aktuell nicht nutzbarer Strom wird in einer Batterie (12 kWh Kapazität) gespeichert. Der Überschuss wird ins Netz eingespeist.



Abbildung 48: Gebäude-Südansicht (oben), Gartensauna (unten links) sowie wassergeführter Wohnraumofen (unten rechts) des Solarhauses Maier (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 49: Verlegung der Bauteilaktivierung von Zwischendecke (links) und Nordwand (außenliegend, rechts) (Quelle: Bauherr)

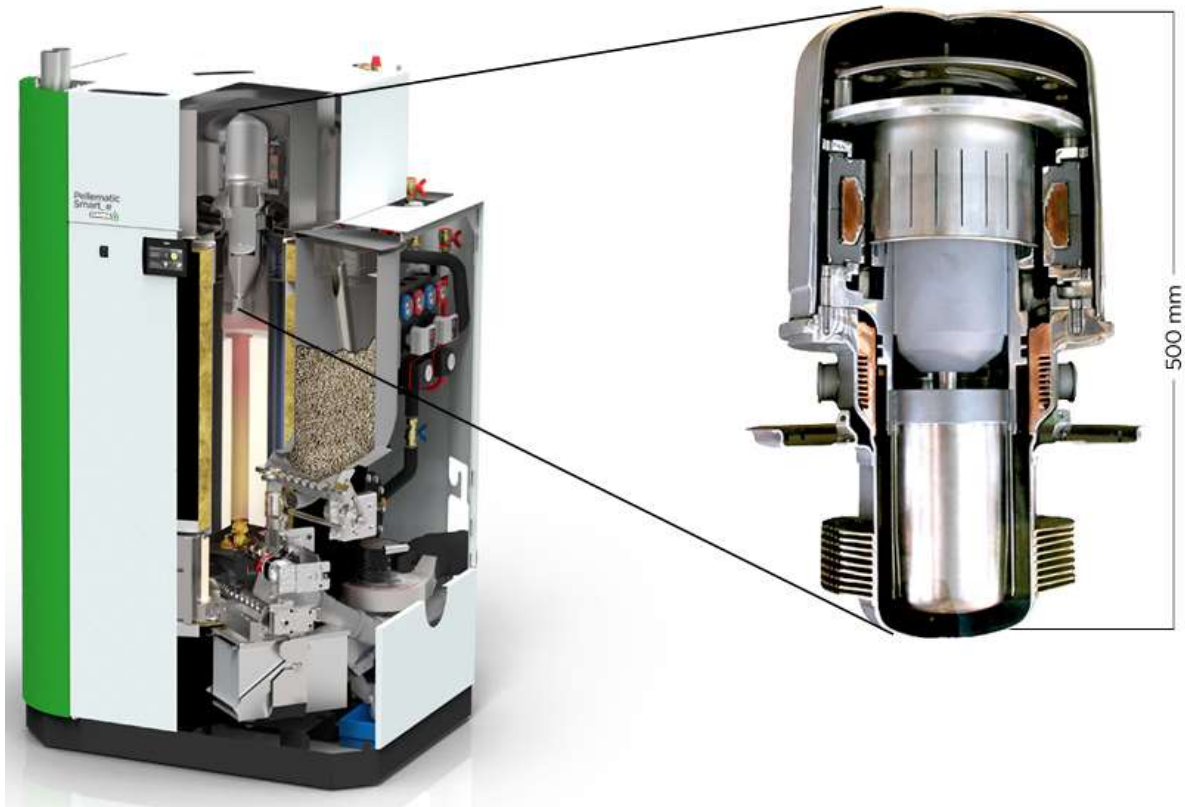


Abbildung 50: Schnittzeichnung des eingesetzten Pelletsessel mit Stirling Modul
(Bildquelle: ÖkoFEN Forschungs- und Entwicklungs Ges.m.b.H.)

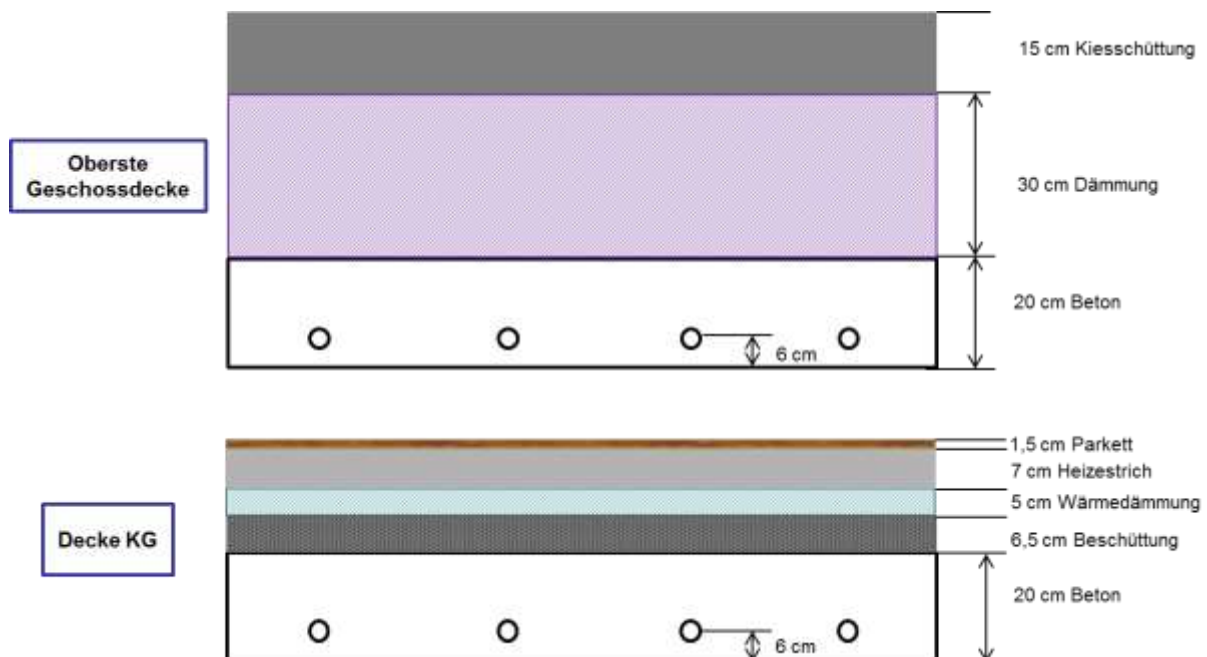


Abbildung 51: Aufbau der bauteilaktivierten Decke Kellergeschoss bzw. der obersten Geschossdecke inkl. Fußboden- bzw. Flachdachaufbau (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Maier ist als Blockschaltbild in Abbildung 52 dargestellt. Die Solaranlage kann entweder über interne Wärmetauscher Energie direkt in die seriell verschalteten Pufferspeicher einschichten oder solare Wärme auf niedrigem Temperaturniveau in die Bauteilaktivierung einbringen. Solare Überschüsse

können in der Gartensauna oder dem Pool verwendet werden. Sowohl der Kaminofen, als auch der Pelletskessel liefern Energie in den Puffer mit höherer Priorität (Puffer 1). Der Pelletskessel bezieht den Rücklauf aus dem zweiten, kühleren Puffer (Puffer 2), da für den effizienten Betrieb des Stirling Motors eine möglichst hohe Temperaturspreizung notwendig ist. Bei dem Pelletskessel handelt es sich um ein Brennwertgerät, welches ebenso niedrige Rücklauftemperaturen (unter 30°C) für die Rauchgas-Kondensation benötigt.

Der eingesetzte Pelletskessel ist so aufgebaut, dass der Pelletsbrenner direkt in einem internen 600 Liter Pufferspeicher integriert ist. Der Pelletsbrenner heizt zunächst diesen internen Pufferspeicher auf und verschiebt dann die Wärme von dort in den 4.500 Liter Pufferspeicher mit höherer Priorität, welcher die Frischwasserstation zur Warmwasserbereitung versorgt. Dieser Betrieb ist höchst ineffizient, da zwei Vorhaltevolumen auf Temperatur gehalten werden. Es wurde eine Optimierungsmöglichkeit vorgeschlagen, bei der mit Hilfe eines Umschaltventils die Warmwasserversorgung – insbesondere in der Winterzeit – direkt über den internen Pufferspeicher des Pelletskessels bedient werden kann. Dies würde die Verluste von Pufferspeicher 1 deutlich reduzieren.

Es gibt keine Zirkulation. Die beiden Fußbodenheizungskreise werden aus Pufferspeicher 1 versorgt.

Das Monitoringkonzept umfasst 9 Wärmemengenzähler, 8 Ventilstellungen, 37 Temperatursensoren, 2 Stromzähler und einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

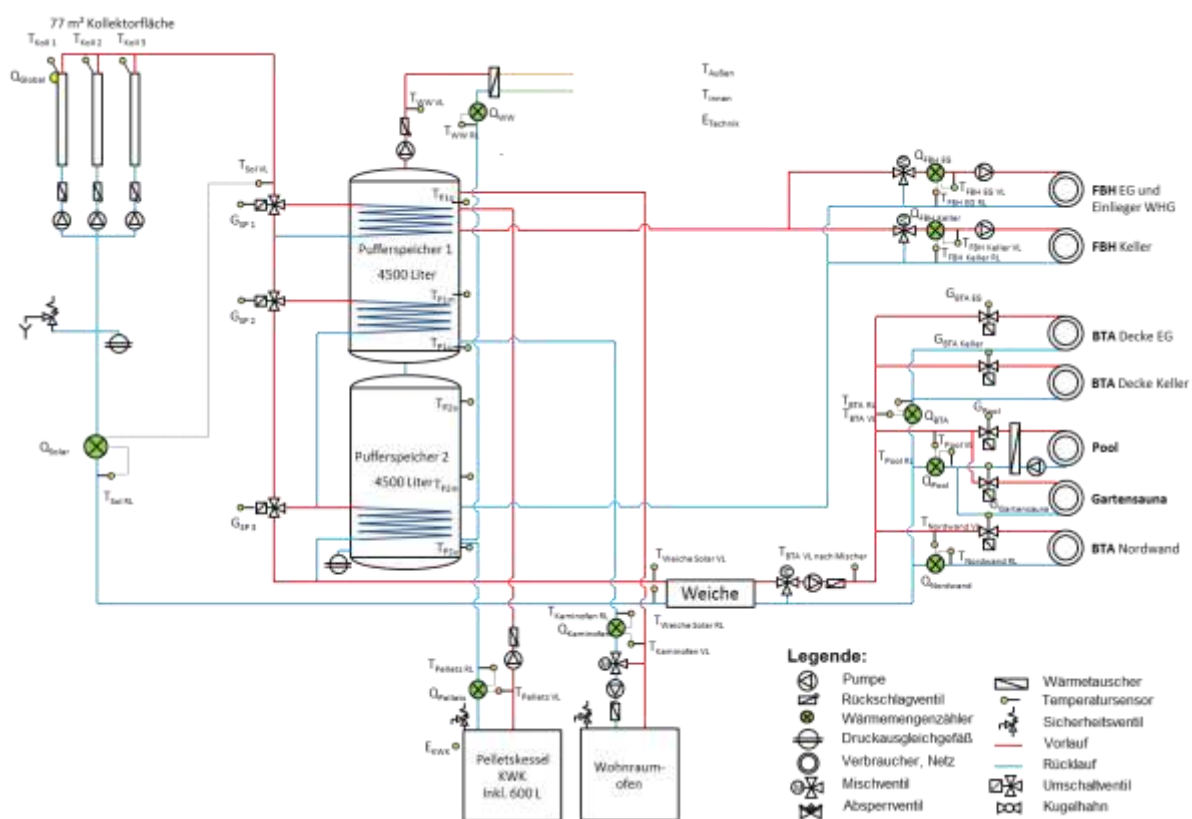


Abbildung 52: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Maier
(grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

Q_{Global}	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
$T_{\text{Koll 1}}$	Kollektortemperatur 1
$T_{\text{Koll 2}}$	Kollektortemperatur 2
$T_{\text{Koll 3}}$	Kollektortemperatur 3
Q_{Solar}	Wärmemengenzähler Solarkreis
$T_{\text{Sol VL}}$	Vorlauftemperatur Solar
$T_{\text{Sol RL}}$	Rücklauftemperatur Solar
G_{SP1}	Umschaltventil zur Beladung von Puffer 1 oben
G_{SP2}	Umschaltventil zur Beladung von Puffer 1 unten
G_{SP3}	Umschaltventil zur Beladung von Puffer 2
$T_{\text{Weiche Solar VL}}$	Vorlauftemperatur Solar vor Weiche
$T_{\text{Weiche Solar RL}}$	Rücklauftemperatur Solar vor Weiche

Pufferspeicher

T_{P1o}	Pufferspeichertemperatur 1 oben
T_{P1m}	Pufferspeichertemperatur 1 mitte
T_{P1u}	Pufferspeichertemperatur 1 unten
T_{P2o}	Pufferspeichertemperatur 2 oben
T_{P2m}	Pufferspeichertemperatur 2 mitte
T_{P2u}	Pufferspeichertemperatur 2 unten

Schiedl-Wasserofen

$Q_{\text{Kaminofen}}$	Wärmemengenzähler Kaminofen
$T_{\text{Kaminofen VL}}$	Vorlauftemperatur Kaminofen
$T_{\text{Kaminofen RL}}$	Rücklauftemperatur Kaminofen

Pelletsessel

Q_{Pellets}	Wärmemengenzähler Pelletsessel
$T_{\text{Pellets VL}}$	Vorlauftemperatur Pelletsessel
$T_{\text{Pellets RL}}$	Rücklauftemperatur Pelletsessel

Warmwasserbereitung

Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW_VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW_RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung

Fußbodenheizung

$Q_{\text{FBH EG}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung EG
$T_{\text{FBH EG VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung EG
$T_{\text{FBH EG RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung EG
$Q_{\text{FBH Keller}}$	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung Keller
$T_{\text{FBH Keller VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Keller
$T_{\text{FBH Keller RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Keller

Bauteilaktivierung, Pool, Gartensauna

$T_{\text{BTA VL nach Mischer}}$	Vorlauftemperatur BTA nach Mischer
Q_{BTA}	Wärmemengenzähler BTA gesamt
$T_{\text{BTA VL}}$	Vorlauftemperatur BTA gesamt
$T_{\text{BTA RL}}$	Rücklauftemperatur BTA gesamt
$G_{\text{BTA EG}}$	Absperrventil Bauteilaktivierung Decke EG
$G_{\text{BTA Keller}}$	Absperrventil Bauteilaktivierung Decke Keller
Q_{Garten}	Wärmemengenzähler Pool, Gartensauna
$T_{\text{Garten VL}}$	Vorlauftemperatur Pool, Gartensauna
$T_{\text{Garten RL}}$	Rücklauftemperatur Pool, Gartensauna
$G_{\text{Gartensauna}}$	Absperrventil Gartensauna
G_{Pool}	Absperrventil Pool
Q_{Nordwand}	Wärmemengenzähler BTA Nordwand
$T_{\text{Nordwand VL}}$	Vorlauftemperatur BTA Nordwand
$T_{\text{Nordwand RL}}$	Rücklauftemperatur BTA Nordwand
G_{Nordwand}	Absperrventil Nordwand

Sonstiges

$T_{\text{Außen}}$	Außentemperatur
T_{Bad}	Raumtemperatur Bad
T_{Schlafen}	Raumtemperatur Schlafen
T_{WC}	Raumtemperatur WC
E_{Technik}	Stromzähler der Haustechnik
E_{KWK}	Stromzähler Stirlingmotor

7.3.3 Energiebilanz

Abbildung 53 stellt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Solarhaus Maier“ dar. Als Wärmeerzeuger stehen die Solaranlage (Q-Solar, gelb), der Pelletskessel (Q-Pellets, dunkelblau) und der Kaminofen (Q-Kaminofen, grün), bei welchem sowohl der Strahlungsanteil (Differenz aus Heizwert des im Stückholz-Kachelofen verbrannten Holzes und der mit dem Absorber des Kachelofens in den Pufferspeicher eingespeisten Wärmemenge), als auch die Wärmeabgabe auf der Wasserseite berücksichtigt wurde, zur Verfügung. Der Wärmeverbrauch teilt sich auf Warmwasser (orange), Bauteilaktivierung Keller (dunkel-türkis), Bauteilaktivierung Erdgeschoss (hell-türkis), Bauteilaktivierung Nordwand (rot), Fußbodenheizung Untergeschoss (violett), Fußbodenheizung Erdgeschoss (hell-violett), Pool (rosa), Gartensauna (grün schraffiert) und die Strahlungswärme (hell-grün) auf.

Aufgrund der Größe des Pufferspeichers kann solare Wärmemenge von einem Monat in den nächsten übertragen werden, was einen größeren Energieoutput als -input möglich macht (vgl. Februar und April). In den Sommermonaten speist die Solaranlage hauptsächlich in den Pool und in die Gartensauna. Für die Sommermonate war eine Rückkühlung der Pufferspeicher über die Solaranlage geplant, die aber aufgrund eines Regelfehlers nicht aktiv war (vgl. Detailauswertung).

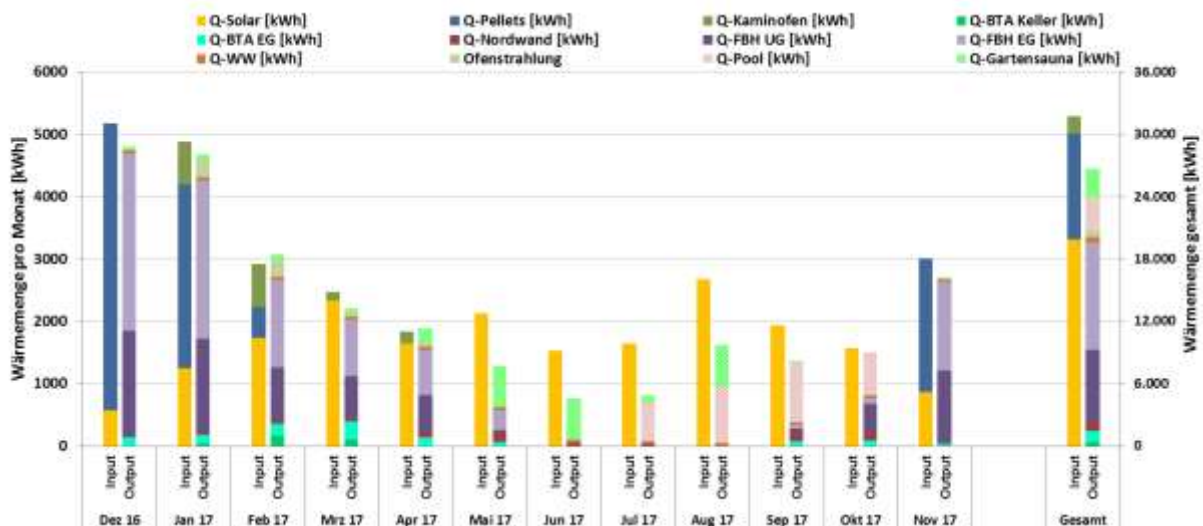


Abbildung 53: Energiebilanz der Anlage „Solarhaus Maier“ (Dezember 2016 bis November 2017)

7.3.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 54 bis Abbildung 56) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im betrachteten Zeitraum Dezember 2016 bis November 2017. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch).

Ein Vergleich des gemessenen mit dem prognostizierten spezifischen Solarertrag sowie der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 54 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Förderantragstellung wurde ein Jahressolarertrag von $168 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ prognostiziert. Neben dem für die Förderstelle wichtigen gemessenen Solarertrag ohne Pool und Gartensauna (rot durchgezogen) wird auch der gesamte Solarertrag dargestellt. Beide Solarerträge übertreffen den erwarteten Wert. Wobei das in den ersten Monaten durchaus auf bessere Einstrahlungswerte zurückzuführen ist. Während der spezifische Ertrag ohne Pool- und Gartensaunanutzung in den restlichen Monaten in etwa dem prognostizierten Verlauf entspricht und mit 200 kWh/m^2 leicht über dem simulierten Endwert liegt, wird in den Monaten Mai bis Oktober der Pool und die Gartensauna intensiv genutzt was einen spezifischen gesamten Solarertrag von 284 kWh/m^2 ergibt.

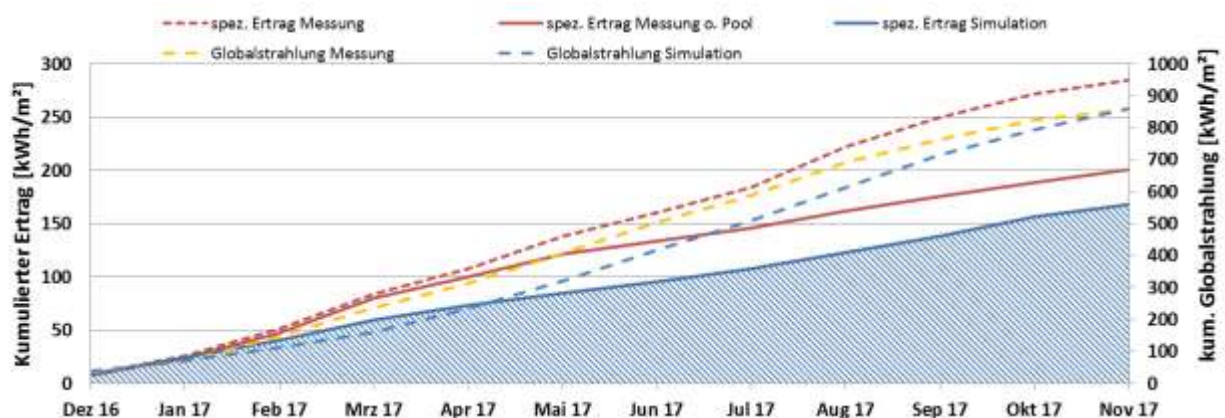


Abbildung 54: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf Aperturfläche) und der Globalstrahlung für das Solarhaus Maier (Dezember 2016 bis November 2017)

Der Vergleich des Messwertes und des prognostizierten solaren Deckungsgrades (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) ist in Abbildung 55 dargestellt. Es wird zwischen dem gesamten solaren Deckungsgrad (rosa) und dem solaren Deckungsgrad ohne Pool bzw. Gartensauna (rot) unterschieden. In der Heizperiode liegt der solare Deckungsgrad unter den prognostizierten Werten, insbesondere im November, Dezember und Jänner. Dies ist primär auf den deutlich höheren Verbrauch (70 % Mehrverbrauch im November, 109 % im Dezember und 57 % im Jänner) zurückzuführen (vgl. Abbildung 56). Im Februar konnte der Mehrverbrauch durch den höheren solaren Ertrag gegenüber der Simulation ausgeglichen werden. Trotzdem konnte der prognostizierte gesamte solare Deckungsgrad von 70 % nicht erreicht werden. Wird nur der im Gebäude nutzbare Solarertrag für Warmwasserbereitung und Heizung sowie die eingebrachte Strahlungswärme durch den Wohnraumofen berücksichtigt, wird ein solarer Deckungsgrad von 53 % erreicht. Bei Berücksichtigung der Wärmeverbräuche von Pool und Gartensauna wird ein solarer Deckungsgrad von 64 % erreicht.

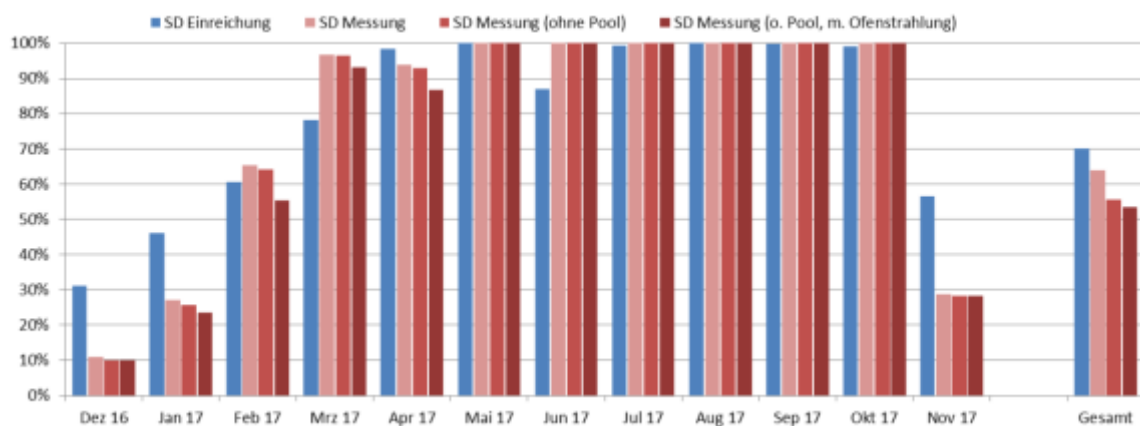


Abbildung 55: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Maier

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher mit und ohne Pool ist Abbildung 56 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar ist, liegt der gemessene Verbrauch in der Heizperiode deutlich über dem Prognosewert. Insgesamt wurde der prognostizierte Wärmeverbrauch (ohne Pool und Gartensauna) um 14 % überschritten.

Wird die Nutzung des Pools und der Gartensauna aus dem gesamten Verbrauch herausgerechnet (rot durchgezogen), liegt der Verbrauch in den Sommermonaten unter dem simulierten Wert. Das lässt darauf schließen, dass weniger Warmwasser benötigt wird, als in der Simulation angenommen.

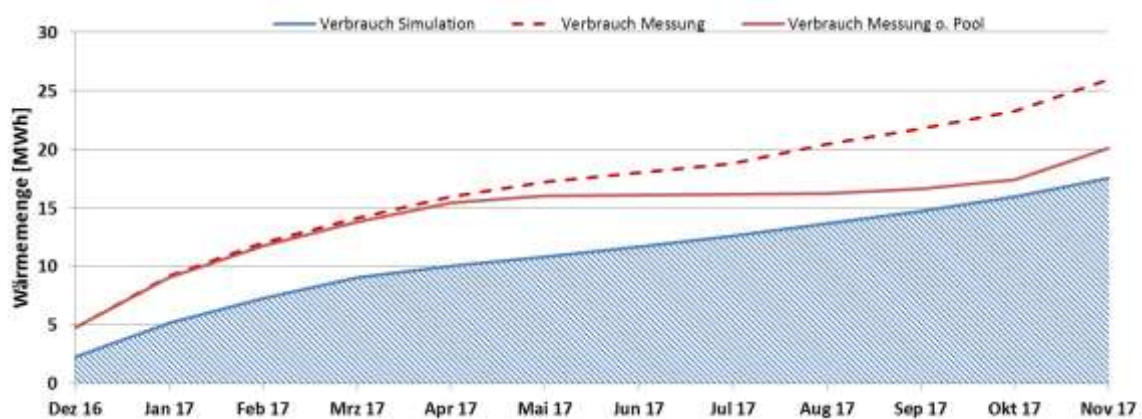


Abbildung 56: Prognostizierter und gemessener monatlicher Wärmeverbrauch für das Solarhaus Maier (Dezember 2016 bis November 2017)

Gründe für den erhöhten Verbrauch können erhöhte Raumtemperaturen gegenüber der Wärmebedarfsberechnung, Baufeuchte, klimatische Gegebenheiten, etc. sein. Des Weiteren gab es gegenüber der Planung eine Änderung der beheizten Wohnfläche. Abbildung 57 zeigt den Einreichplan zur Zeit der Fördereinreichung (links). In der Umsetzungsphase wurde jedoch die Garage durch eine Einliegerwohnung ersetzt (rechts). Dadurch wuchs die beheizte Wohnfläche und mit ihr der Gesamtwärmebedarf des Gebäudes.

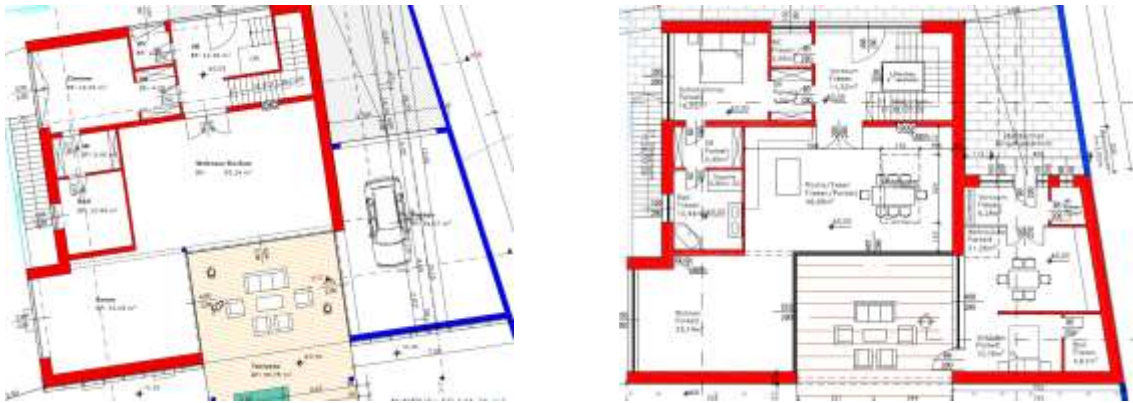


Abbildung 57: Einreichplan bei Fördereinreichung (links), tatsächlich umgesetztes Gebäude (rechts)
(Quelle: Einreichplan)

7.3.5 Detailbetrachtungen und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. So wird folgend einerseits auf die Betriebsweise bzw. etwaige Optimierungen und im weiteren Verlauf auf das Zusammenspiel bzw. die Effekte der Bauteilaktivierung auf die solarthermische Anlage eingegangen.

Für eine bessere Lesbarkeit der Diagramme wurden den Ventilstellungen unterschiedliche Werte zugeordnet. Diese sind in Abbildung 58 dargestellt:

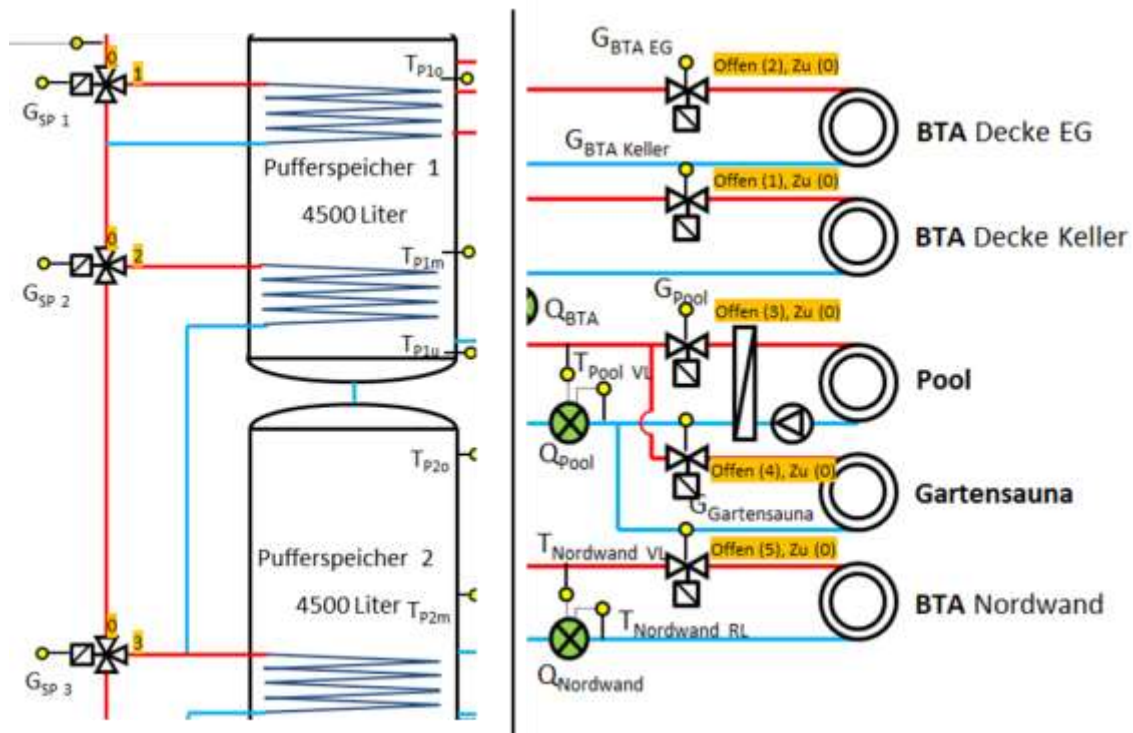


Abbildung 58: Zuordnung der Ventilstellungen in den Messdaten für die 3-Wege-Ventile für die Pufferladung (links) und die Absperrventile im gesamten Bauteilaktivierungskreis (rechts)

Abbildung 59 bis Abbildung 60 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solar- und Bauteilaktivierungskreislaufs, die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innen-, Außen-, Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung und die Stellung der Umschaltventile im Solarkreis sowie der Absperrventile in den Bauteilaktivierungskreisen.

Es handelt sich bei dem dargestellten Zeitraum um den 19.12.2016, einen einstrahlungsreichen Tag in der Kernheizperiode.

An dem betrachteten Tag versorgte die Solaranlage den Pufferspeicher und die Bauteilaktivierung. Die Systemhydraulik ist so gestaltet, dass die solare Wärme auf hohem Temperaturniveau in die Pufferspeicher geliefert wird, das niedrigere Temperaturniveau steht danach noch der Bauteilaktivierung zur Verfügung. Aufgrund der Nutzung der Bauteilaktivierung kommt eine sehr konstante, niedrige Rücklauftemperatur zur Solaranlage zurück. Umso auffälliger sind die stark unterschiedlichen Kollektortemperaturen der drei Teilfelder der Solaranlage (Abbildung 59). Während Kollektortemperaturen von Kollektorfeld 1 (T_{Koll1} , grau) und 2 (T_{Koll2} , grün) im Bereich der solaren Misch-Vorlauftemperatur liegen, stagniert Teilfeld 3 (T_{Koll3} , hellviolett) bei rund 140 °C. Da jedes Kollektorfeld mit einer eigenen Pumpe betrieben wird, ist davon auszugehen, dass die 3 Kollektorfelder nicht hydraulisch abgeglichen waren bzw. noch Luft im System war. Der Anlagenbetreiber konnte das Problem beheben (vgl. Abbildung 68).

Abbildung 60 zeigt die Senken im Solarprimärkreis (mit Ausnahme der Pufferspeicher): Bauteilaktivierung (BTA), Pool/Gartensauna und Nordwand. Zur besseren Lesbarkeit des Diagramms wurden die Vor- und Rücklauftemperaturen von Nordwand und Pool/Gartensauna nicht dargestellt. Der Pool und die Gartensauna dienen als Überschusssenke und werden mit einem gemeinsamen Wärmemengenzähler (Q_{Pool} , vgl. Abbildung 52) erfasst. Mit Hilfe der Ventilstellungen ist eine Zuordnung der Überschussenergie auf die beiden Verbraucher möglich. In diesem Fall ist nur die Gartensauna aktiv (vgl. Ventilstellung Abbildung 61). Anhand der Volumenströme von Pool (V_{Pool} , pink) und Nordwand ($V_{Nordwand}$, rosa) sind kurze Laufzeiten des

hydraulischen Kreises erkennbar: einmal von 8:50 bis 9:15 Uhr und einmal von 15:40 bis 16:30 Uhr – dies fällt auch zusammen mit den Durchflusseinbrüchen der Bauteilaktivierung (V-BTA, dunkelblau). Wie aus Abbildung 61 erkennbar ist, wurde ausschließlich die Bauteilaktivierung in der Decke Erdgeschoß (G-BTA-EG, dunkelblau) beladen.

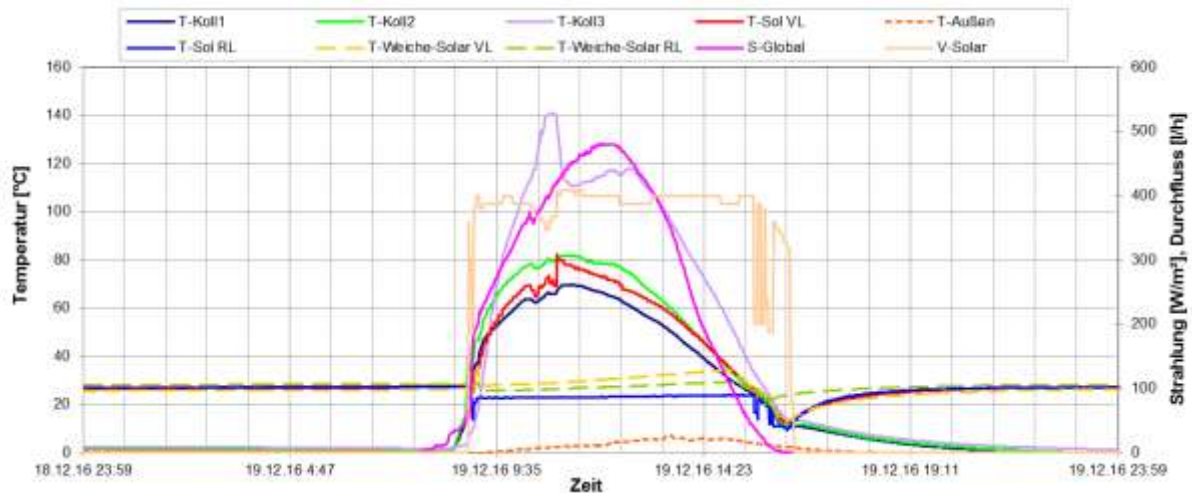


Abbildung 59: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und den Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsreichen Tag (19.12.2016)

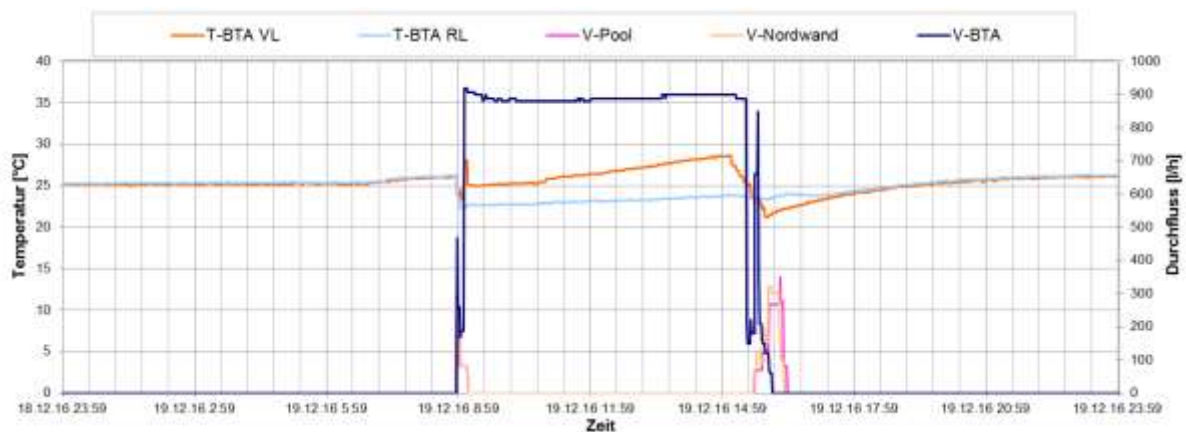


Abbildung 60: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom der Bauteilaktivierung sowie der Volumenströme von Pool/Gartensauna und Nordwand an einem einstrahlungsreichen Tag (19.12.2016)

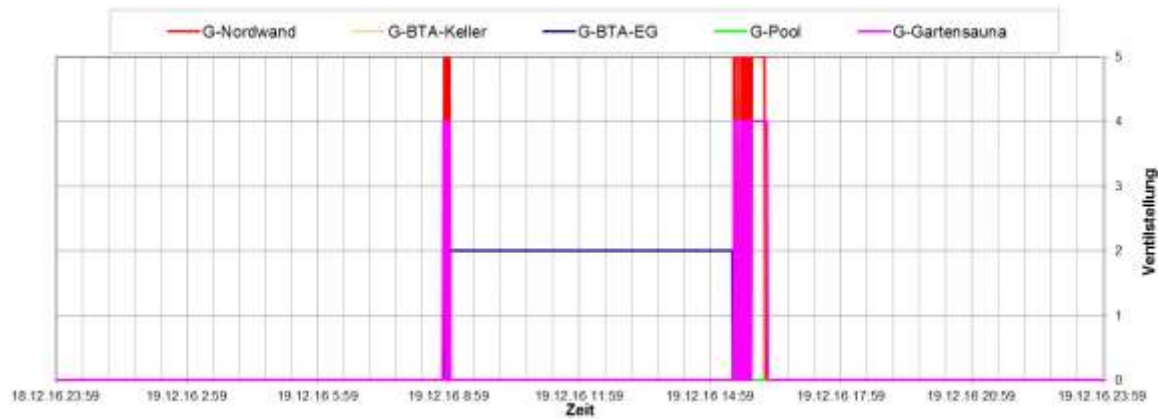


Abbildung 61: Ventilstellung der Verbraucher im Solarprimärkreis an einem einstrahlungsreichen Tag (19.12.2016)

Abbildung 62 bis Abbildung 67 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solar- und Bauteilaktivierungskreislaufs sowie der Nachheizung, die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlung, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innenraum-, Außentemperatur und die Stellung der Umschaltventile im Solarkreis sowie der Absperrventile in den Verbraucherkreisen an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017). Trotz der niedrigen Einstrahlung an diesem Tag (max. 126 W/m^2) und Kollektortemperaturen um die 15 °C konnte die Solaranlage in Betrieb gehen und Energie an Nordwand (Reduktion der Transmissionsverluste) und Gartensauna (Frostschutz) liefern. Dies ist ersichtlich aus den Ventilstellungen (Abbildung 64) einerseits und aus den Volumenströmen V-Pool und V-Nordwand bzw. aus den Vor- und Rücklauftemperaturen in Abbildung 63 andererseits. Auch an diesem Tag fällt wieder der starke Unterschied zwischen den 3 Kollektortemperaturen auf, jedoch mit dem Unterschied, dass diesmal Teilfeld 2 deutlich höhere Temperaturen aufweist als die anderen beiden Felder. Auch die Schwankungen im (gesamten) Durchfluss im Solarkreis deuten auf Probleme im Solarkreis hin, welches nach Empfehlung durch das Begleitforschungsteam vom Bauherrn bereits behoben wurde (vgl. Solardurchfluss in Abbildung 68 und Abbildung 71).

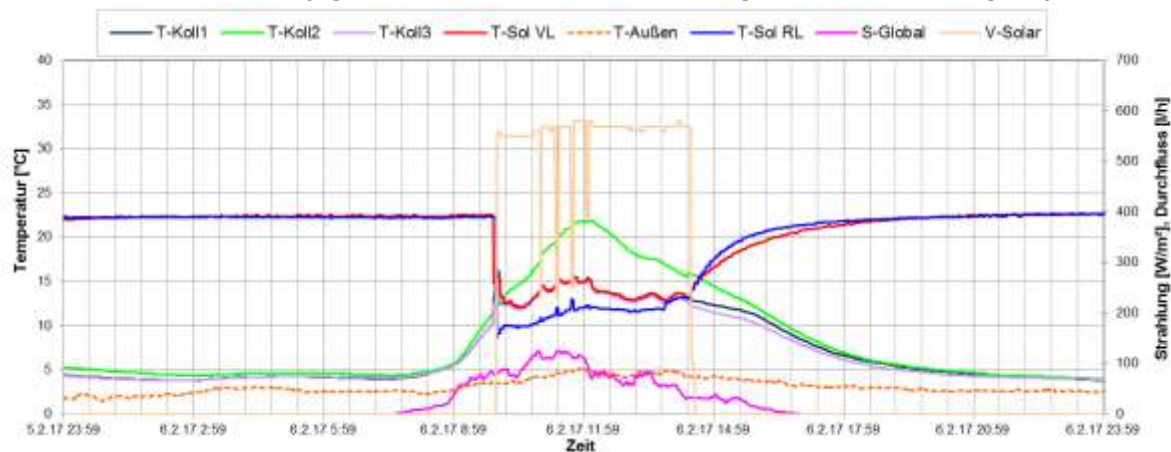


Abbildung 62: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

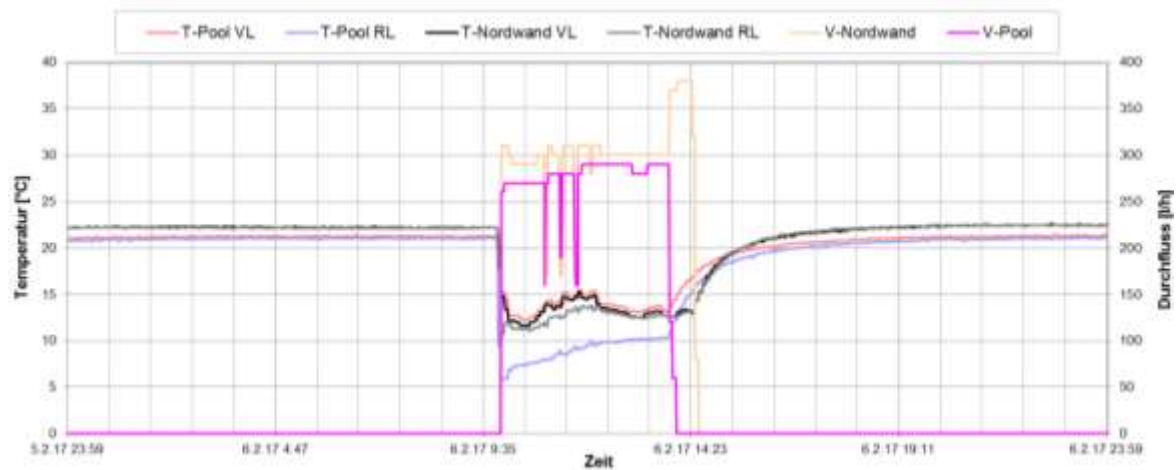


Abbildung 63: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom von Nordwand und Pool/Gartensauna an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

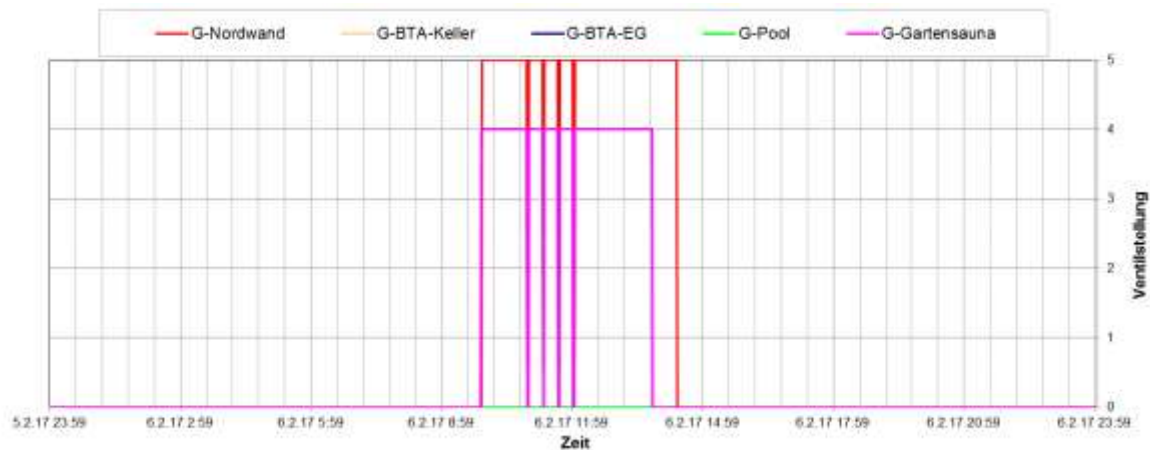


Abbildung 64: Ventilstellung der Verbraucher im Solarkreis an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

Abbildung 65 zeigt die beiden Nachheizungen Pelletskessel und Kaminofen, wobei an dem betrachteten Tag nur der Kaminofen in Betrieb war (V-Kaminofen, dunkelblau bzw. VL- und RL-Kaminofen, orange und hellblau). Abbildung 66 zeigt den Eintrag des Kaminofens in den Pufferspeicher. Aufgrund der hydraulischen Einbindung ändert sich nur die oberste Puffertemperatur.

Als Verbraucher sind die Fußbodenheizung im Erd- und im Kellergeschoss (Abbildung 67, V-FBH EG, dunkelblau und V-FBH Keller, hellgrün) dargestellt. Die beiden Kreise werden im Mittel auf einem Temperaturniveau von rund 24/23 °C für den Keller und 23/22 °C für das Erdgeschoß betrieben. Desweiteren gab es in der zweiten Tageshälfte immer wieder Warmwasserzapfungen, wie insbesondere an der Warmwasser-Vorlauftemperatur (T-WW VL, rot) erkennbar ist. Es traten einige kurze Zapfungen auf, die zu keinem deutlich darstellbaren Durchfluss (V-WW, hellorange, Abbildung 67) führten.

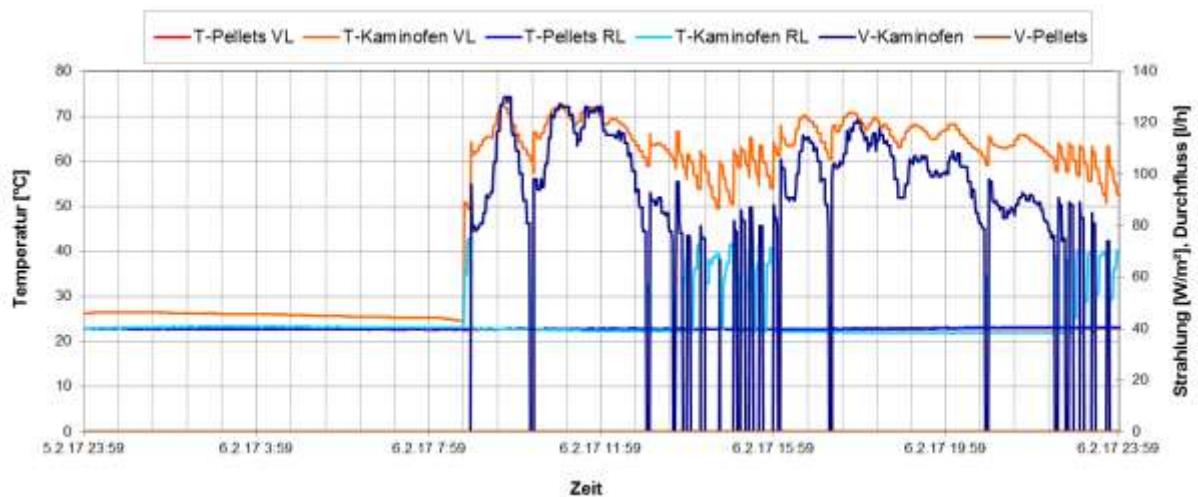


Abbildung 65: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenströme von Pelletskessel und Kaminofen an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

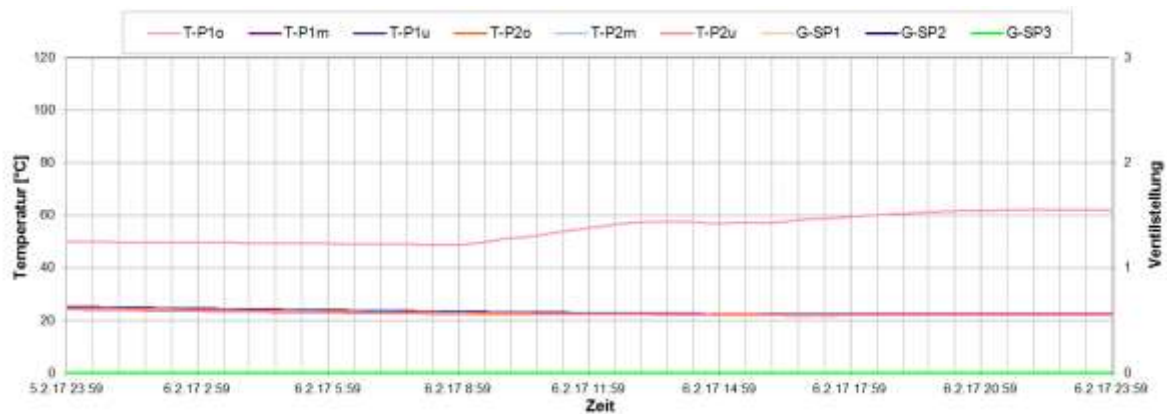


Abbildung 66: Beispielhafter Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

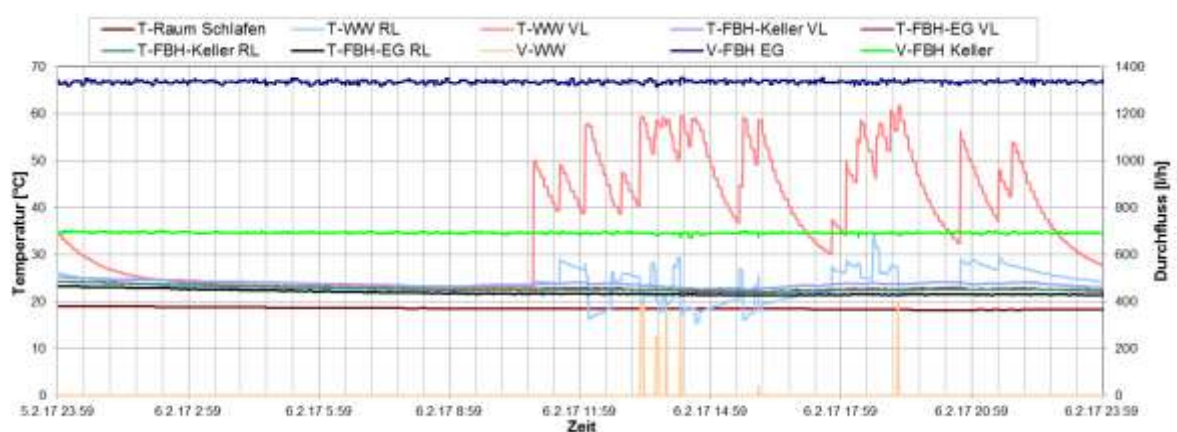


Abbildung 67: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom von Fussbodenheizung Erdgeschoss und Keller sowie Warmwasser zuzüglich der Raumtemperatur an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

Abbildung 68 bis Abbildung 70 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs sowie die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlung sowie

Temperaturverläufe und Volumenstrom von Pool/Gartensauna und die Stellung der Umschaltventile im Solarkreis sowie der Absperrventile in den Verbraucherkreisen und Pumpenstellung im Betonteilaktivierungskreislauf an einem einstrahlungsreichen Tag (18.05.2017). Die nun richtig einregulierten Kollektortemperaturen sind in Abbildung 68 ersichtlich. Nur Kollektorfeld 2 (grün) liegt leicht unter den anderen beiden Feldern. Der Durchfluss fluktuiert über den ganzen Tag. Daraus folgt ein Fluktuieren der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen sowie der Kollektortemperaturen. Ausgelöst wird dies durch das schnelle Umschalten des Gartensauna-Ventils (vgl. Abbildung 70). Bis ca. 14:30 wird ein Teil der Solarenergie noch in den Puffer gespeist. Danach erfolgt keine Beladung mehr in den Puffer und die gesamte Solarenergie wird in die Gartensauna gespeist. Laut Regelung wird die Temperatur in der Gartensauna so geregelt, dass die Rücklauftemperatur 40°C nicht überschreiten darf. Dieser Grenzwert wird jedoch bereits nach ca. einer Stunde erreicht und von da an schaltet das Ventil immer wieder ein und aus, was wiederum den fluktuierenden Solardurchfluss verursacht. Zu diesem Zeitpunkt wird nur Energie in die Gartensauna gespeist, das Ventil zum Pool bleibt geschlossen (vgl. Abbildung 70).

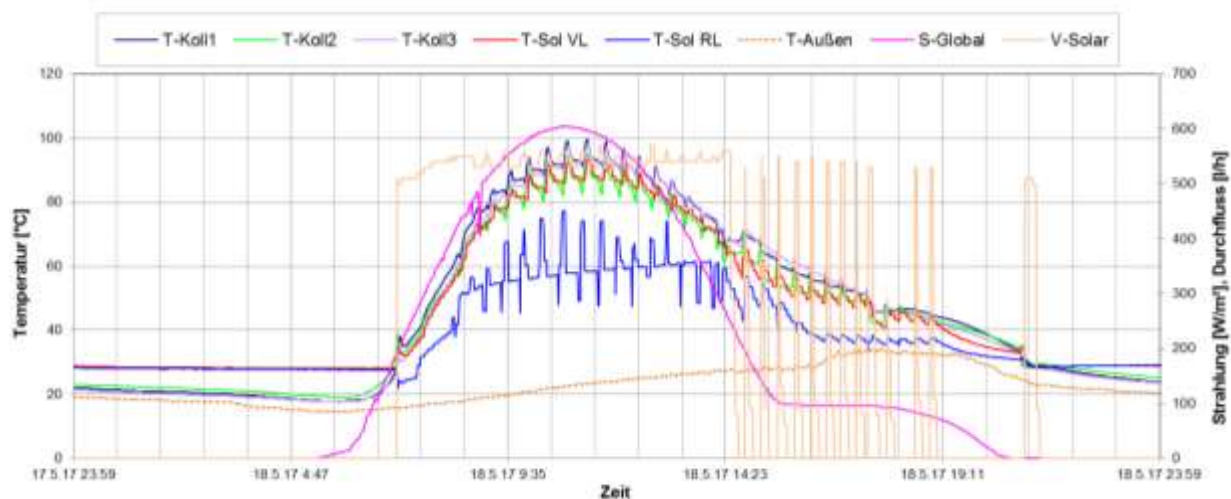


Abbildung 68: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsreichen Tag (18.05.2017)

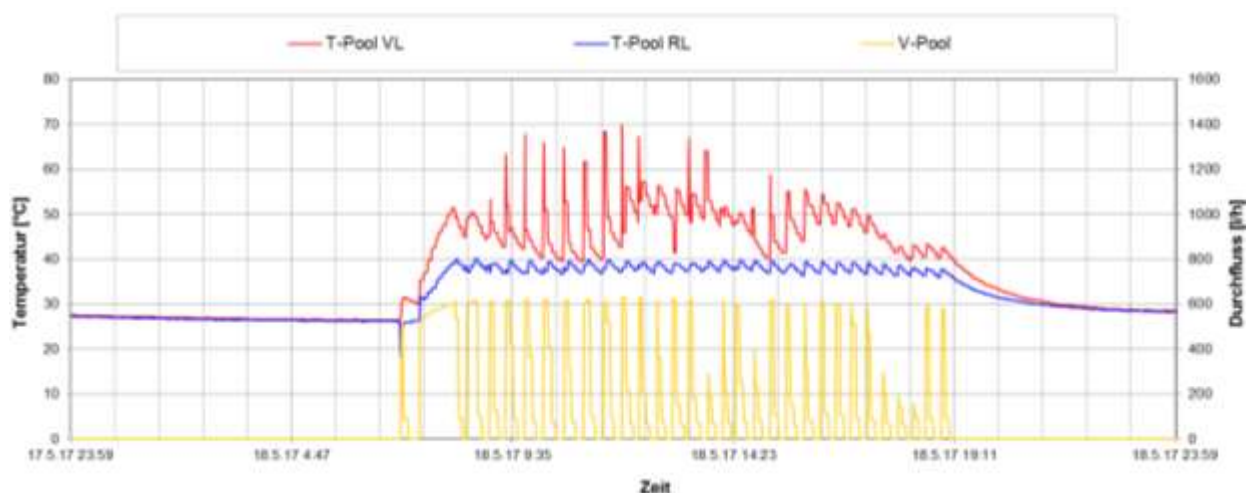


Abbildung 69: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom von Pool/Gartensauna an einem einstrahlungsreichen Tag (18.05.2017)

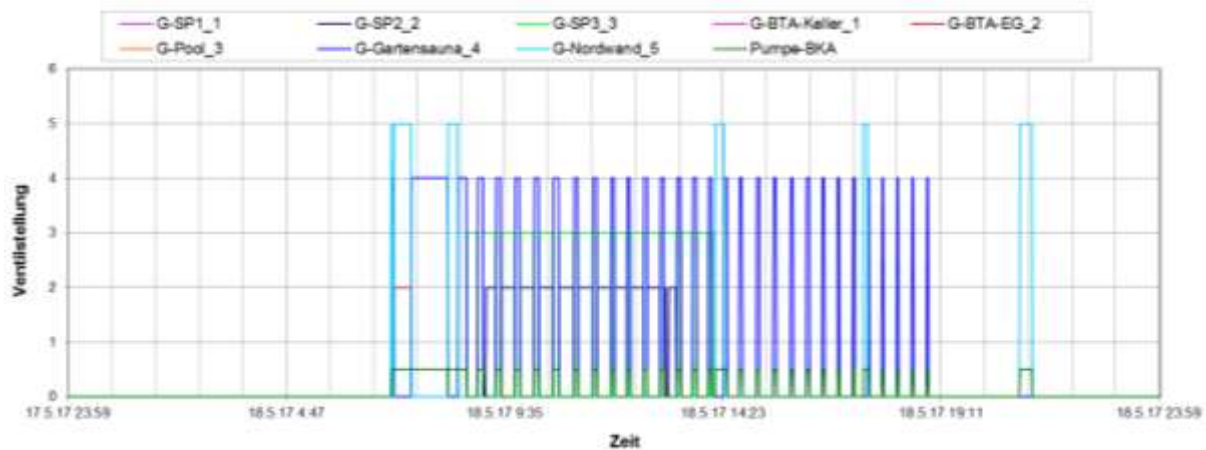


Abbildung 70: Ventilstellungen der Verbraucher und Pumpenstellungen (dunkelgrün, VS 0,5 = EIN) im Solar- und Bauteilaktivierungskreis

Abbildung 71 bis Abbildung 73 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs sowie die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlung sowie Temperaturverläufe und Volumenstrom von Pool/Gartensauna und die Stellung der Umschaltventile im Solarkreis sowie der Absperrventile in den Verbraucherkreisen und Pumpenstellung im Bauteilaktivierungskreislauf an drei Tagen im Juli (26.07.2017 – 28.07.2017). Prinzipiell werden solare Überschüsse im Sommer in den Pool gespeist. Abbildung 72 und Abbildung 73 zeigen die Beheizung des Pools (Ventil Pool immer offen). Wie in Abbildung 71 ersichtlich, ist die Solaranlage auch in der Nacht aktiv. Zu diesem Zeitpunkt gibt es jedoch seitens des Bauteilaktivierungskreislaufs (vgl. Abbildung 73, Pumpe-BKA = 0) und auch vom Puffer (vgl. Abbildung 73, G-SP1-3 = 0) keine Abnahme. Dieser Fehler der Solaranlage zieht sich über den ganzen Sommer (01.07.2017 bis 31.10.2017). Dies lag an einem Programmierfehler in der Regelung: Bei manuellem Einschalten der Pumpe zur Beheizung der Gartensauna wurde gleichzeitig die Solarpumpe eingeschaltet. Da die Ventile am Puffer nicht öffneten sank die Temperatur in den Pufferspeichern nicht ab.

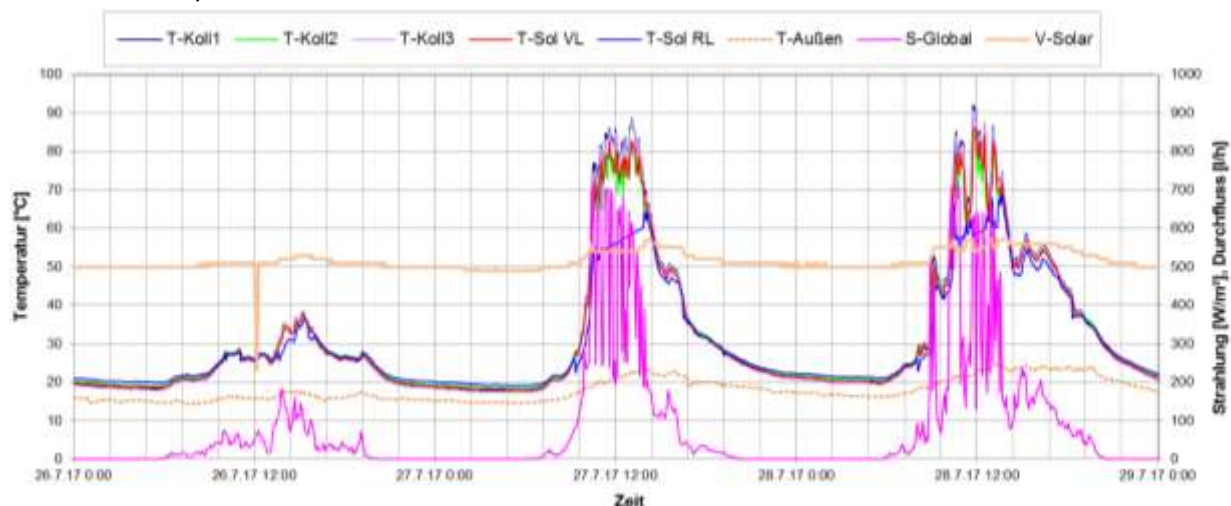


Abbildung 71: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an drei Tagen im Juli (26.07.2017 – 28.07.2017)

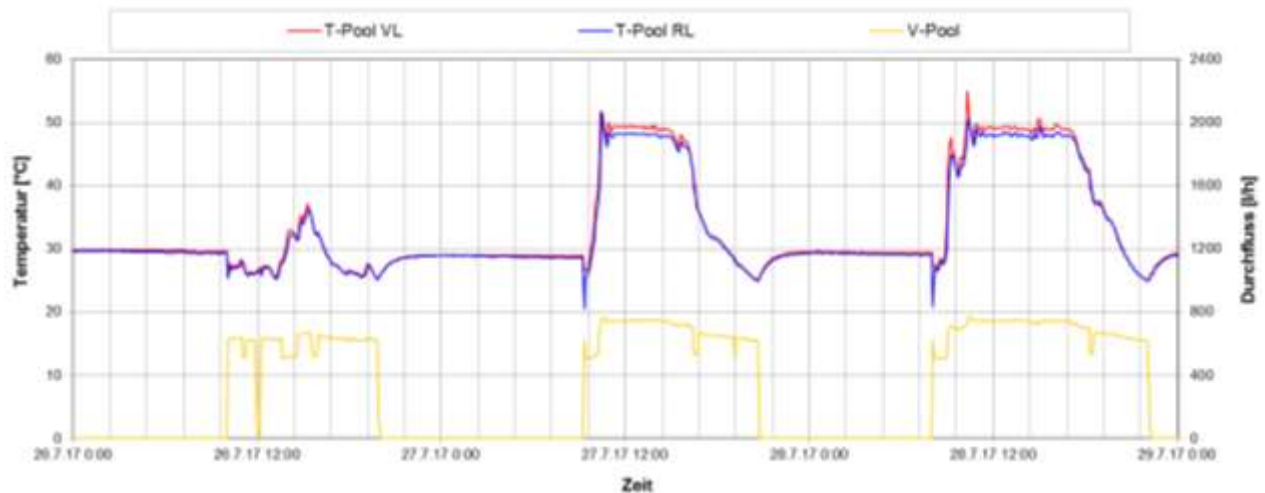


Abbildung 72: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom von Pool/Gartensauna an drei Tagen im Juli (26.07.2017 – 28.07.2017)

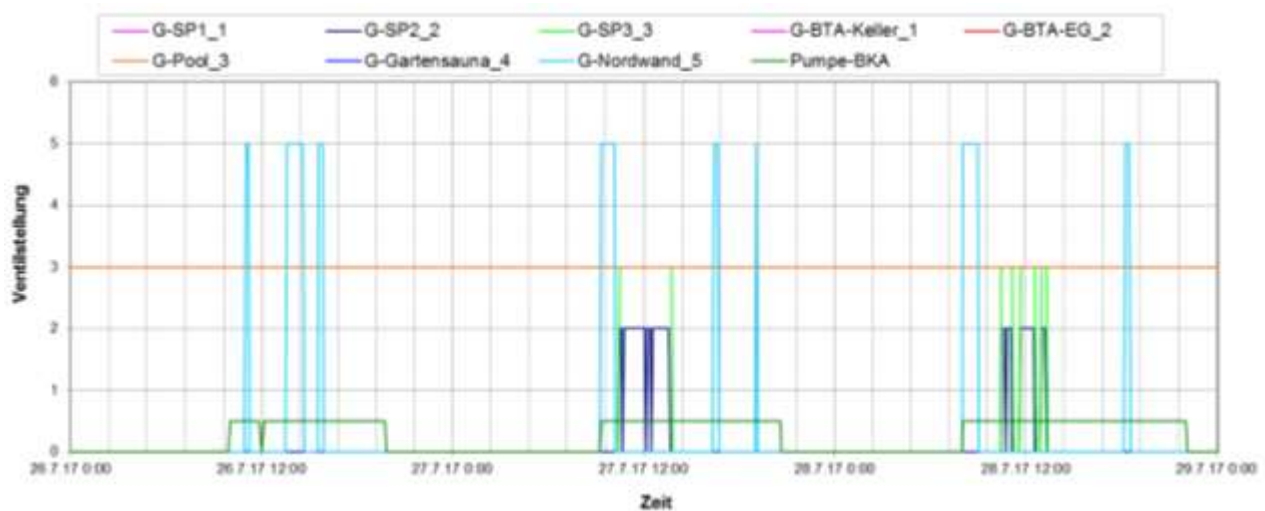


Abbildung 73: Ventilstellungen der Verbraucher im Solarkreis sowie Pumpenstellung im Bauteilaktivierungskreis (dunkelgrün, VS 0,5 = EIN)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 74 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar gesamt, Solar in Bauteilaktivierung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Auch die Wärmemengen der Nordwand (Vorlauf gelb, Rücklauf grün) und des Pools (Vorlauf orange, Rücklauf violett) sind dargestellt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des Monitoringzeitraums (Dezember 2016 bis November 2017). Deutlich erkennbar ist, dass die Beladung der Bauteilaktivierung meist auf einen Vorlauftemperaturniveau von 20 °C bis 30 °C stattfindet. Der Pufferspeicher wird hingegen auf einem Vorlauftemperaturniveau bis 95 °C beladen. Weiters ist zu erkennen, dass aufgrund der seriellen Verschaltung von Pufferspeicher und Bauteilaktivierung die solare Rücklauftemperaturen generell sehr niedrig. Im Sommer wird die Solaranlage fast ausschließlich zur Beheizung des Pools oder der Gartensauna verwendet. Beides wird mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 50 °C gespeist. Die Nordwand ist kaum in Betrieb.

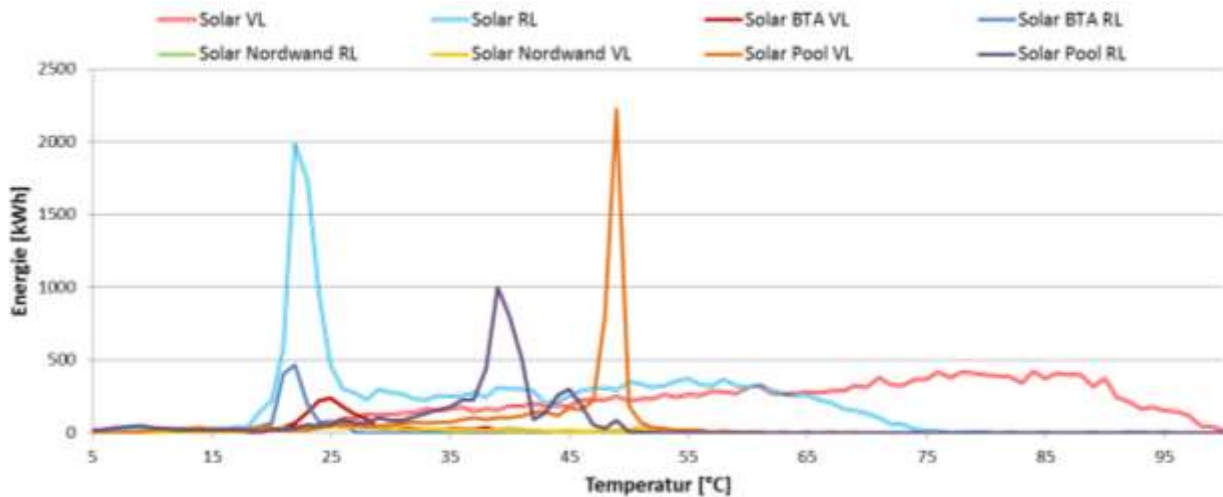


Abbildung 74: Darstellung der Wärmemengen (Solar und Solar in Bauteilaktivierung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- und Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in rot und blau) im Betrachtungszeitraum Dezember 2016 bis November 2017)

In Abbildung 75 ist die Wirkungsgradkennlinie des eingesetzten Kollektortyps laut Solar Keymark Datenblatt bei 1000 W/m² Einstrahlung und 30 °C Außentemperatur dargestellt. Der blaue Punkt stellt die mittlere gewichtete Kollektortemperatur im Zeitraum Dezember 2016 bis November 2017 bei ausschließlicher Beladung der Bauteilaktivierung (BTA) ohne vorherige Pufferbeladung dar und liegt bei rund 25 °C. Dieser Zustand tritt nur im Winter auf, wo die Kollektortemperatur für eine Pufferbeladung zu niedrig ist. Der grüne Punkt zeigt die mittlere gewichtete Kollektortemperatur bei Beladung der Bauteilaktivierung, unabhängig davon ob zuvor über die Wärmetauscher Solarenergie in den Puffer geladen wurde. Dadurch ist diese Temperatur etwas höher und liegt bei ca. 34 °C. Damit wird die Solaranlage bei Beladung der Bauteilaktivierung bezüglich des Wirkungsgrads effizienter betrieben als während der reinen Pufferladung mit rund 53 °C (roter Punkt).

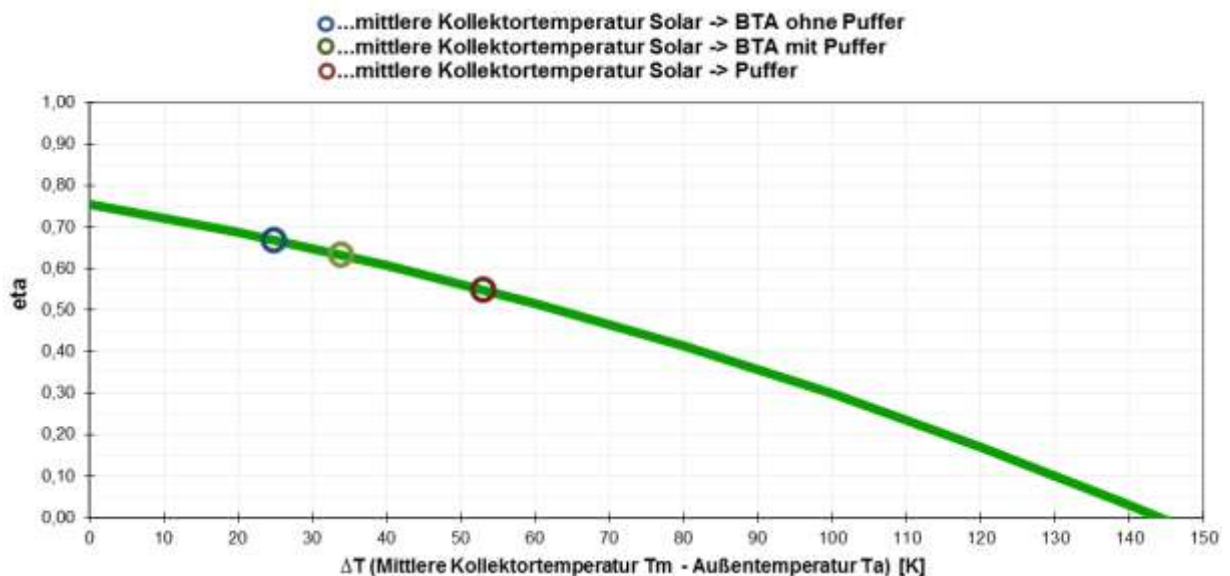


Abbildung 75: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Maier eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen Dezember 2016 bis November 2017 bei den Betriebszuständen Pufferladung (roter Punkt, Beladung der Bauteilaktivierung allein (blauer Punkt) und Beladung Bauteilaktivierung nach Pufferladung (grüner Punkt)

7.3.6 Anlagen Status Quo

Beim Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Maier war einiges an Optimierungspotential vorhanden. Der solare Deckungsgrad von 70 % konnte nicht erreicht werden. Der solare Deckungsgrad ohne Pool/Gartensauna im Sommer lag bei 53 % (inkl. Strahlungswärme des Wohnraumofens). Dies ist neben klimatischen Gegebenheiten und eventuell noch vorhandener Baufeuchte auf den Mehrverbrauch durch die in der Prognose nicht berücksichtigte Einliegerwohnung zurückzuführen, die in der Umsetzungsphase die Garage im Erdgeschoß ersetzte. Einhergehend mit dem erhöhten Verbrauch liegt der solare Ertrag 20 % über dem simulierten Wert.

Zu Beginn konnte gezeigt werden, dass die Pumpen der 3 Kollektorfelder nicht korrekt einreguliert waren. Dies wurde innerhalb der Monitoringperiode korrigiert und trat danach nie wieder auf.

Als nicht optimal werden die schnellen Schaltzyklen der Absperrventile der hydraulischen Kreise Gartensauna, Pool und Nordwand angesehen, welche einerseits bei geringer Einstrahlung und andererseits in den Sommermonaten nach der Beladung des Puffers auftreten. Der Anlagenbetreiber wurde darüber informiert, eine Bereinigung konnte jedoch in der Monitoringperiode nicht umgesetzt werden. Im Sommerbetrieb der Solaranlage trat ein Programmierfehler zu Tage, der bei manueller Einschaltung der Pumpe für die Gartensauna auch die Solarpumpe mit aktivierte. Dies führte zu einem Dauerbetrieb der Solaranlage. Das Problem wurde nach Ende der Monitoringperiode behoben.

Als weiteres Optimierungspotential sei die Warmwasserbereitung während der kalten Jahreszeit erwähnt: Der eingesetzte Pelletskessel ist so aufgebaut, dass der Pelletsbrenner direkt in einem internen 600 Liter Pufferspeicher integriert ist. Der Pelletsbrenner heizt zunächst diesen internen Pufferspeicher auf, verschiebt die Wärme von dort in den heißeren 4.500 Liter Pufferspeicher, welcher die Frischwasserstation versorgt. Dieser Betrieb ist höchst ineffizient, da zwei Vorhaltevolumen auf Temperatur gehalten werden. Es wurde mit dem Anlagenbetreiber eine Optimierungsmöglichkeit diskutiert, bei der mit Hilfe eines Umschaltventils die Warmwasserversorgung direkt über den internen Pufferspeicher des Pelletskessels bedient werden kann. Dies kann die Verluste von Pufferspeicher 1 deutlich reduzieren.

7.4 Solarhaus Wieder, OÖ

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Wieder
<u>Standort:</u>	4311 Schwertberg
<u>spez. HWB (nach PHPP)</u>	23 kWh/m ² a
<u>EBF</u>	221 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	40 m ² Flachkollektor (Winkler Variosol A antireflex)
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	36 m ²
<u>Neigung:</u>	68°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	31 m ³ Wasserspeicher, 116 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	4 kW Heizpatrone
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	100 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	249 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Bauvorhaben Solarhaus Wieder handelt es sich um ein zweistöckiges Einfamilienhaus mit 221,4 m² Energiebezugsfläche und Flachdach. Die Solaranlage ist in die Brüstung des Flachdachs und in das Vordach über dem Eingang integriert (Abbildung 76). Als Energiespeicher dienen ein 30.800 Liter fassender Pufferspeicher sowie Bauteilaktivierung von Bodenplatte, Zwischendecke und der obersten Geschossdecke (insgesamt 116 m³ Beton, 66 m³ Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau). Laut Simulationsbericht aus der Einreichphase soll 98 % des Energiebedarfs des Hauses mit Hilfe der Solaranlage gedeckt werden können. Als Ausfallsicherung dient ein elektrischer Heizstab mit 4 kW Leistung, welcher sich im obersten Bereich des Pufferspeichers befindet und manuell zugeschaltet werden muss.

Der Technikraum des Solarhauses ist in Abbildung 77 dargestellt. Der Pufferspeicher ist in 3 Schichten mit insgesamt 30 cm gedämmt und in OSB-Platten eingehaust. Auf der Einhausung wurde die Systemtechnik montiert (Abbildung 77). Zwischen der Einhausung und der Dämmung wurde ein Abstand eingebaut mit je einer Öffnung ganz unten und ganz oben. Diese Öffnungen werden im Sommer manuell geöffnet. Mit Hilfe der im Gebäude verbauten Lüftungsanlage wird die Pufferabwärme im Sommer aus dem Gebäude gesaugt. In den Übergangszeiten bzw. im Winter werden die Öffnungen geschlossen und der Kamineffekt unterbunden. Die Lüftungsanlage ist mit Wärmerückgewinnung und Sommer-Bypass ausgestattet.

Der Aufbau von Fundamentplatte, Zwischendecke und oberster Geschossdecke ist in Abbildung 78 dargestellt. Die Fundamentplatte hat eine Mächtigkeit von 30 cm Beton, Zwischendecke und oberste Geschossdecke bestehen aus 25 cm Beton. Die Rohre der Bauteilaktivierung sind jeweils auf der untersten Bewehrungsebene mit einem Rohrabstand von 20 cm montiert. Die Fundamentplatte ist nach unten mit 30 cm XPS, die oberste Geschossdecke nach oben mit 40 cm EPS gedämmt.

Ausgewählte Wände in Büro, Ess- und Wohnzimmer, Bad, WC, Eltern- und Kinderzimmer sind zusätzlich mit Wandheizung ausgestattet, eine Fußbodenheizung ist in Bad und Küche verlegt.



Abbildung 76: Fertig verlegte Bauteilaktivierung Decke Erdgeschoß (links); Südansicht des nahezu fertigen Gebäudes (rechts) (Quelle: Bauherr)



Abbildung 77: Technikraum des Solarhauses Wieder (Bildquelle: AEE INTEC)

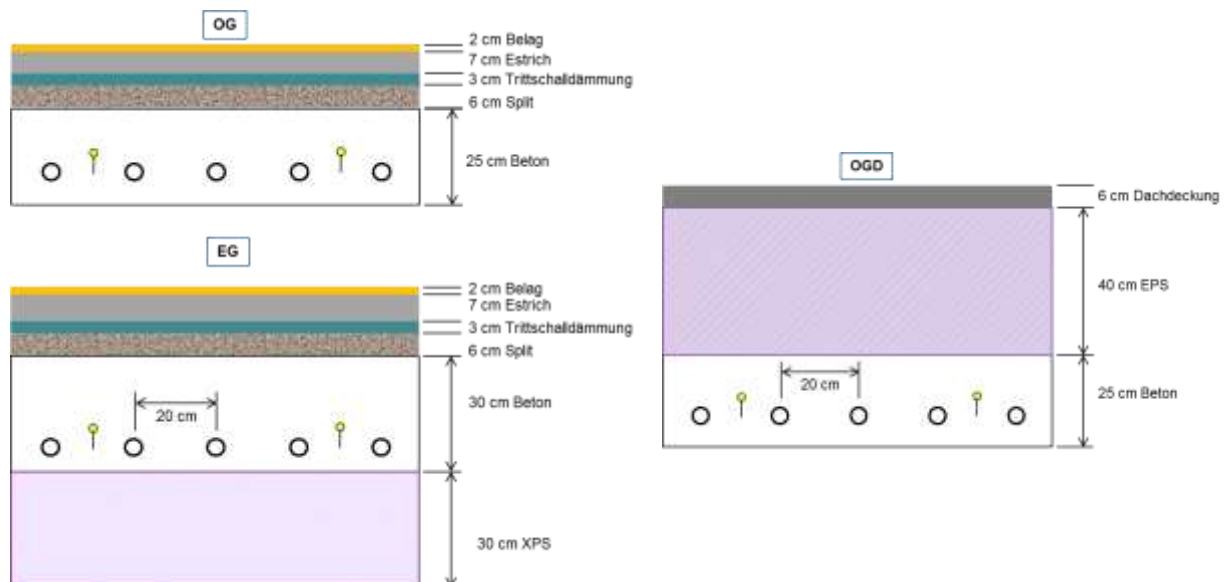


Abbildung 78: Aufbau der Fundamentplatte (EG), der Zwischendecke (OG) und der obersten Geschossdecke (OGD) (Quelle: Einreichplan, eigene Darstellung)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem Solarhaus Wieder ist als Blockschaltbild in Abbildung 80 dargestellt.

Mit Hilfe eines 5-Wege-Ventils schichtet die 40 m² große Solaranlage über interne Wärmetauscher die Energie in den 31 m³ großen Pufferspeicher oder speist direkt in die Bauteilaktivierung ein. Abhängig vom Durchflussverhältnis zwischen Solar- und Bauteilaktivierungskreis wird bei Betrieb der Bauteilaktivierung auch über den untersten Wärmetauscher der Pufferspeicher beladen. Alle 3 Kreise der Bauteilaktivierung können mit Hilfe von Absperrventilen getrennt angesteuert werden.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über ein Frischwassermodul. Wand- und Fußbodenheizung werden über ein 5-Wege-Ventil aus dem Puffer bedient. Beide 5-Wege-Ventile mischen jeweils 2 Anschlüsse im Sinne eines Fixwertreglers auf die vorgegebene Solltemperatur zusammen. Die Ruhestellung des Ventils ist in Abbildung 79 dargestellt. Durch Rotation des Kückens (um max. 270°) können nun jeweils zwei benachbarte Anschlüsse miteinander gemischt werden. Der Anschluss für den Vorlauf (rechte Darstellung, unten) ist immer geöffnet.

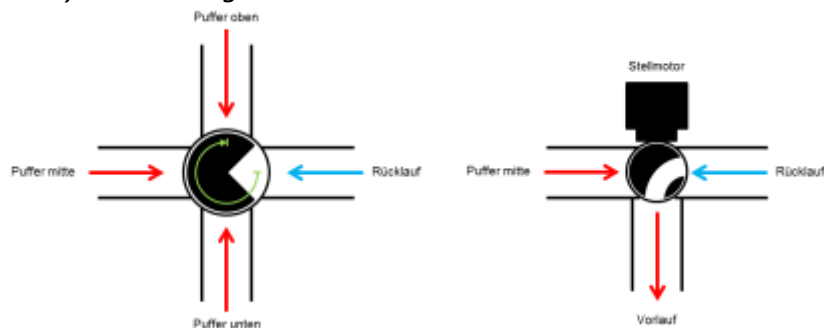


Abbildung 79: Funktionsprinzip des 5-Wege-Mischers. Stellungsmöglichkeiten des Kückens (links) sowie Schnitt (rechts)

Im Falle der Wandheizung ist eine Heizkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur zur Bestimmung der Soll-Vorlauftemperatur hinterlegt.

Der Pufferspeicher hat im oberen Bereich eine 400 Liter fassende Ausbuchtung, in welcher als Notheizung ein elektrischer Heizstab installiert ist. Sollte eine elektrische Nachheizung für Wandheizung und Warmwasserbereitung notwendig werden, muss das 3-Wege-Ventil im oberen Pufferbereich manuell auf den obersten Pufferanschluss gestellt werden. Das ganze Konzept ist auf 100 % solare Deckung ausgelegt.

Das Monitoringkonzept umfasst 4 Wärmemengenzähler, 7 Ventilstellungen, 29 Temperatursensoren sowie 3 Stromzähler und einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene. In den aktivierten Bauteilen sind jeweils zwei Fühler eingebaut. Sie befinden sich in Rohrleitungsebene zwischen zwei Leitungen (vgl. Abbildung 78).

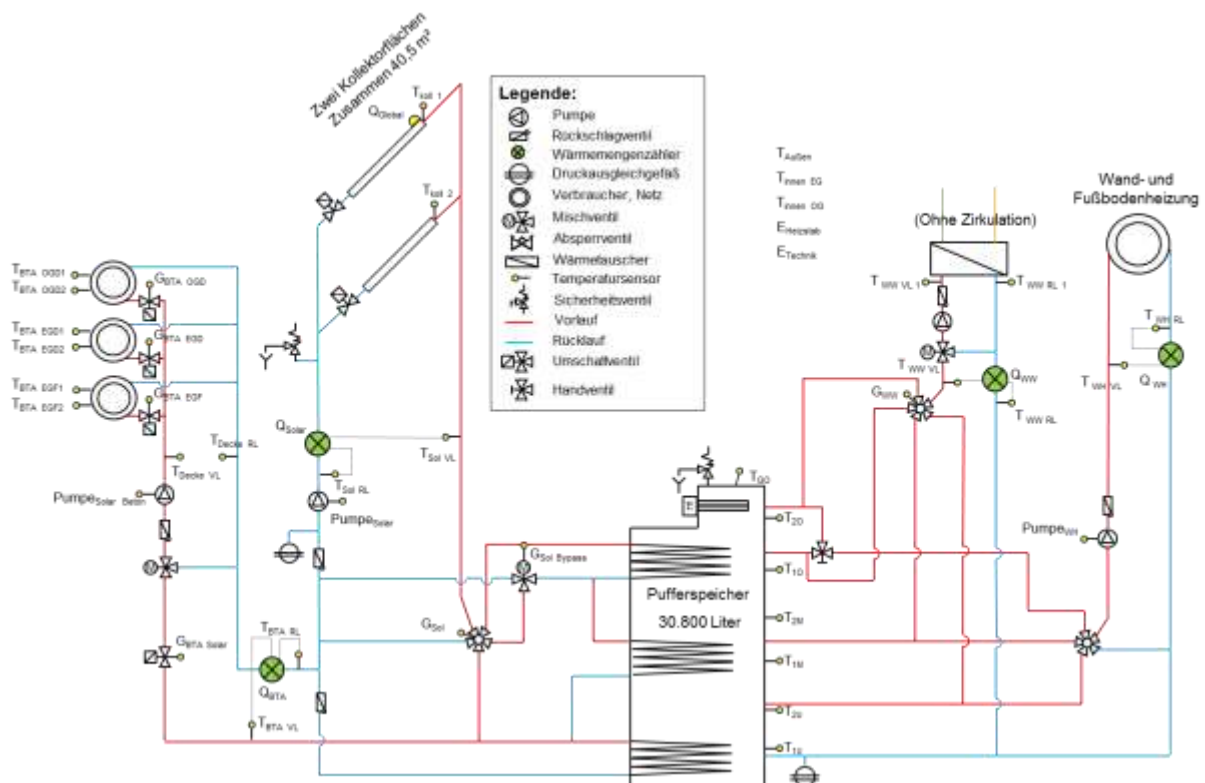


Abbildung 80: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Wieder (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

$Q_{\text{Einstrahlung}}$	Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur Solarkreis
Q_{Solar}	Wärmemengenzähler Solarkreis
$T_{\text{Sol VL}}$	Vorlauftemperatur Solarkreis
$T_{\text{Sol RL}}$	Rücklauftemperatur Solarkreis
$\text{Pumpe}_{\text{Sol}}$	Signal der Solarkreispumpe
G_{Sol}	Stellung des 5-Wege-Ventils im Solarkreis
$G_{\text{Sol Schnell}}$	Stellung des 3-Wege-Ventils im Solarkreis

Bauteilaktivierung

Q_{BTA}	Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung
$T_{\text{BTA VL}}$	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
$T_{\text{BTA RL}}$	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung
$T_{\text{Decke VL}}$	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung nach Beimischung
$T_{\text{Decke RL}}$	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung nach Beimischung
$T_{\text{BTA OGD 1}}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung Decke Obergeschoss nordseitig
$T_{\text{BTA OGD 2}}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung Decke Obergeschoss südseitig
$T_{\text{BTA EGD 1}}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung Decke Erdgeschoss nordseitig
$T_{\text{BTA EGD 2}}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung Decke Erdgeschoss südseitig
$T_{\text{BTA EGF 1}}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung Fundamentplatte Erdgeschoss nordseitig
$T_{\text{BTA EGF 2}}$	Kerntemperatur Bauteilaktivierung Fundamentplatte Erdgeschoss südseitig

$G_{BTA\ OGD}$	Absperrventil Bauteilaktivierung Decke Obergeschoss
$G_{BTA\ EGD}$	Absperrventil Bauteilaktivierung Decke Erdgeschoss
$G_{BTA\ EGF}$	Absperrventil Bauteilaktivierung Fundamentplatte Erdgeschoss
$G_{BTA\ Solar}$	Absperrventil Bauteilaktivierung Solar

Speicher 2

T_{GO}	Pufferspeichertemperatur ganz oben (WW-Blase)
T_{20}	Pufferspeichertemperatur oben
T_{10}	Pufferspeichertemperatur
T_{2M}	Pufferspeichertemperatur
T_{1M}	Pufferspeichertemperatur
T_{2U}	Pufferspeichertemperatur
T_{1U}	Pufferspeichertemperatur unten

Verbraucher Wandheizung

$T_{WH\ VL}$	Vorlauftemperatur Wandheizung
$T_{WH\ RL}$	Rücklauftemperatur Wandheizung
Q_{WH}	Wärmemengenzähler Wandheizung

Warmwasserbereitung

$T_{WW\ VL}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{WW\ RL}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{WW\ VL\ 1}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung nach Beimischung
$T_{WW\ RL\ 1}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung nach Beimischung
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
G_{WW}	Stellung des 5-Wege-Ventils Warmwasserbereitung

Sonstiges

$T_{Außen}$	Außentemperatur
$T_{innen\ EG}$	Wohnraumtemperatur EG
$T_{innen\ OG}$	Wohnraumtemperatur OG
$E_{Heizstab}$	Stromzähler elektrischer Heizstab
$E_{Technik}$	Stromzähler Haustechnik
E_{HH}	Stromzähler Haushalt

7.4.3 Energiebilanz

Abbildung 81 stellt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Solarhaus Wieder“ dar. Der Heizstab (grau) war in der gesamten Messperiode nicht in Betrieb und der gesamte Wärmeinput wird von der Solaranlage (Q_{Solar} , gelb) gedeckt. Der Wärmeverbrauch teilt sich auf Bauteilaktivierung Fundament (dunkelrot), Bauteilaktivierung Decke EG (rot), Bauteilaktivierung Decke OG (hellrot), Wandheizung (grün) und Warmwasser (hellblau) auf. Zusätzlich wird der Pufferspeicher dargestellt (blau schraffiert), der aufgrund seiner Größe teilweise eine Wärmesenke für die Solaranlage und teilweise eine Wärmequelle für die Wärmeverbraucher darstellt. Im Dezember 2017 gab es weniger Solarwärme, als für das System benötigt wurde und die Notheizung (Heizstab) war nicht in Betrieb. Es war jedoch von den Sommermonaten noch Wärme im Pufferspeicher verfügbar. Abbildung 82

zeigt den Ladezustand des Pufferspeichers (bezogen auf 10 °C) jeweils am ersten Tag des Monats sowie die gemessene max. Puffertemperatur. Um den Wärmeeintrag ins Gebäude durch Pufferspeicherverluste in den Sommermonaten zu beschränken, wurden monatsweise maximale Speichertemperaturen festgelegt (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Per Regelung maximal erlaubte Puffertemperaturen sowie daraus resultierender maximaler Wärmeinhalt bei einer Referenztemperatur von 10 °C im Jahresverlauf

Monat	Jän, Feb	Mär	Apr-Jul	Aug	Sep-Dez
Max. Puffertemperatur [°C]	95	85	63	73	95
Max. Pufferinhalt [kWh]	3040	2728	2040	2353	3040

Dadurch ist die Beladung in den Sommermonaten zwar immer 100 %, aber die Wärmemenge im Puffer ändert sich aufgrund der unterschiedlichen maximal erlaubten Puffertemperaturen. Abbildung 83 zeigt den Temperaturverlauf der Puffertemperaturen im Monitoringjahr sowie jeweils 4 Monate davor und danach. Der Puffer wird von Anfang März bis Mitte Oktober von der Solaranlage beladen, danach wird er hauptsächlich als Wärmequelle für die Verbraucher benutzt.

In den ersten beiden Monaten (Jänner und Februar 2017) hat es keinen Warmwasserverbrauch gegeben. Dies war eine bewusste Entscheidung der Hausbewohner, um einen Temperaturabfall des Puffers aufgrund eines Regelfehlers Anfang des Jahres auszugleichen (vgl. Abbildung 83 und Abbildung 88). In den Sommermonaten wird der Puffer über die Solaranlage rückgekühlt (grün schraffiert). Dadurch wird in den Sommermonaten mehr Wärme über die Solaranlage erzeugt, als später genutzt werden kann.

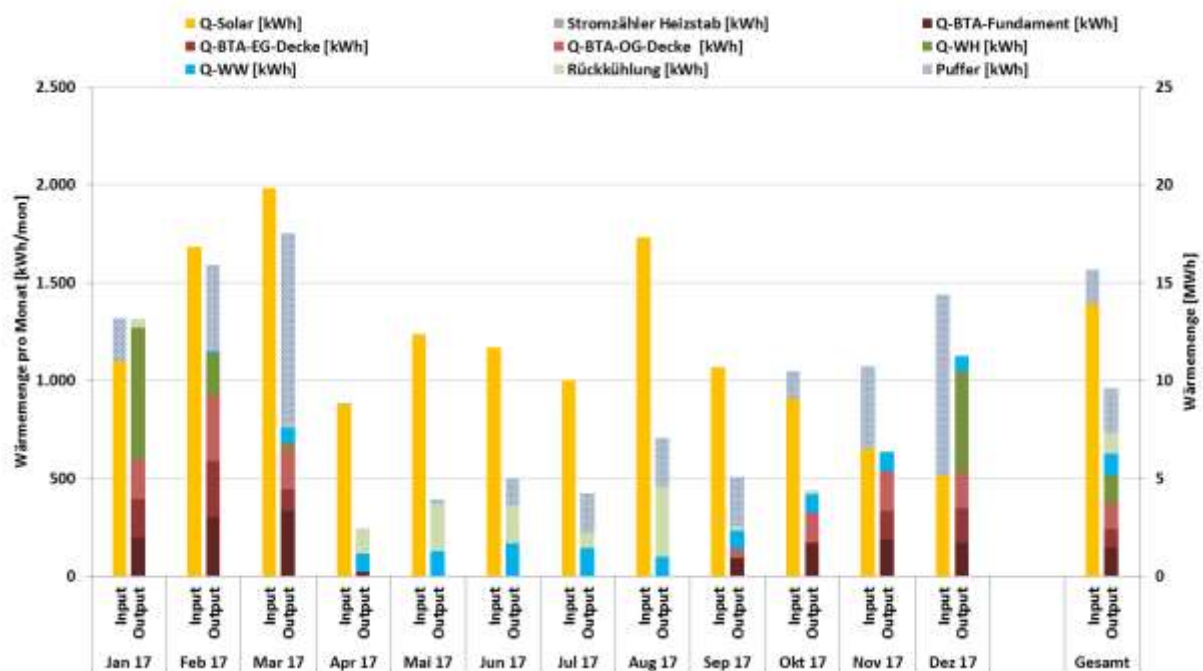


Abbildung 81: Energiebilanz der Anlage „Solarhaus Wieder“ (Jänner bis Dezember 2017)

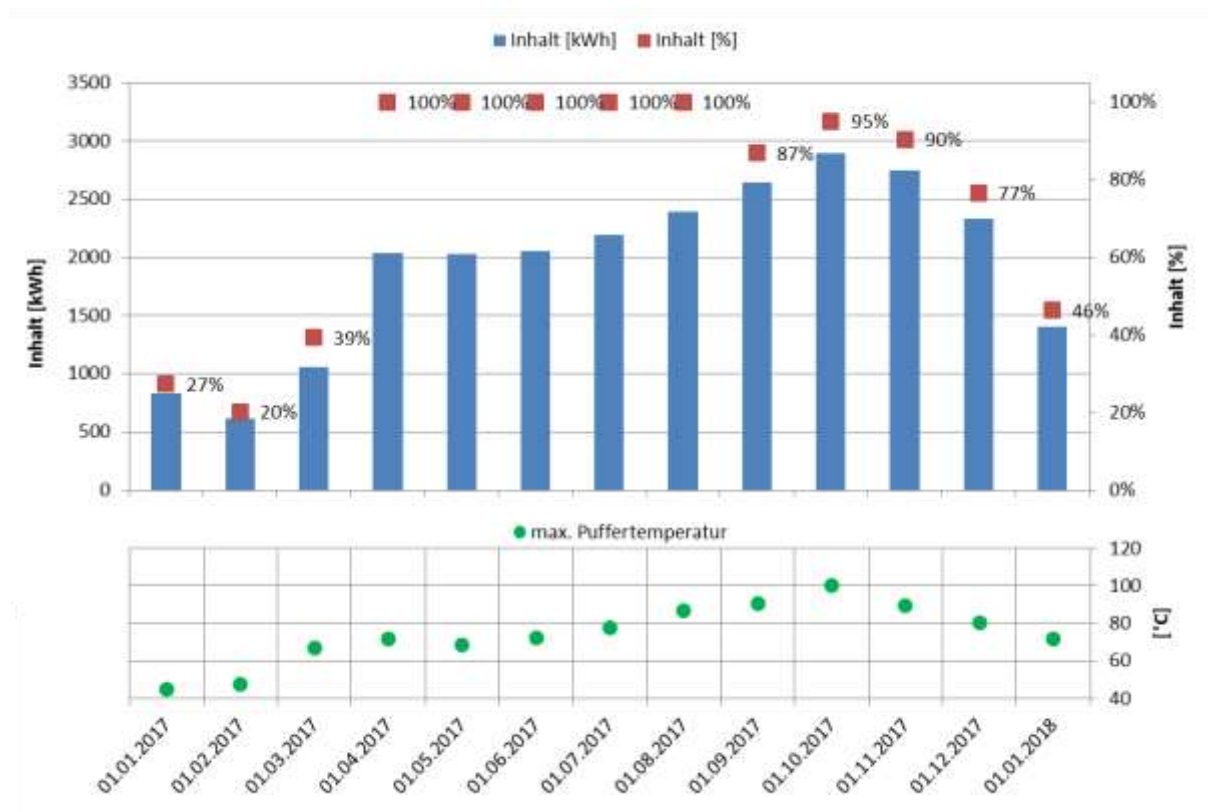


Abbildung 82: Pufferladezustand der Anlage „Solarhaus Wieder“ bezogen auf 10 °C sowie die max. gemessenen Puffertemperaturen (Jänner bis Dezember 2017)



Abbildung 83: Verlauf der Pufferspeichertemperaturen der Anlage „Solarhaus Wieder“ (September 2016 bis April 2018)

7.4.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 84 bis Abbildung 86) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im betrachteten Zeitraum Jänner bis Dezember 2017. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der

relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch). Die Bauteilaktivierung wurde in der Anlagensimulation nicht berücksichtigt. Die daraus entstehenden Ungenauigkeiten der Simulationsergebnisse müssen dementsprechend bei der Interpretation des Vergleichs mit den Messergebnissen berücksichtigt werden.

Ein Vergleich des gemessenen mit dem prognostizierten spezifischen Solarertrag sowie der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 84 angeführt. Der gemessene Solarertrag wird aufgeteilt in „spez. Ertrag Messung gesamt“ und „spez. Ertrag Messung Nutz“, welcher den Solarertrag darstellt, der auch tatsächlich im Gebäude genutzt werden kann, folglich der Solarertrag ohne Rückkühlung (inkl. Puffer- und Verteilverluste). Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 270 kWh/m²a prognostiziert. Der tatsächlich nutzbare Solarertrag liegt mit 352 kWh/m² über dem erwarteten Wert. Der gesamte Solarertrag lag bei 383 kWh/m². Die gemessene Einstrahlung in Kollektorebene lag 16 % über dem prognostizierten Wert.

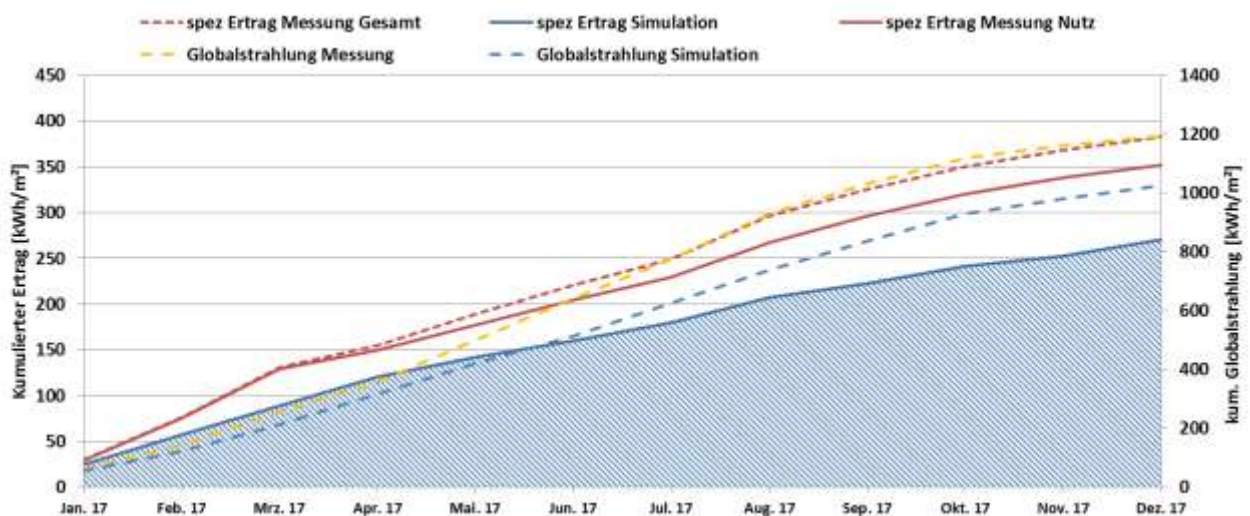


Abbildung 84: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung für das Solarhaus Wieder (Jänner bis Dezember 2017)

Der Vergleich des gemessenen als auch des prognostizierten solaren Deckungsgrades (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) ist in Abbildung 85 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der solare Deckungsgrad bei 100 % und somit über dem prognostizierten Wert. Hierbei ist zu erwähnen, dass der Pufferspeicher zu Beginn des Jahres unbeabsichtigt entleert wurde. Aufgrund eines Programmierfehlers wurde für die Solltemperatur im Puffer 0 °C definiert, wodurch der Puffer über Nacht rückgeköhlt wurde (vgl. Abbildung 88). Das Problem wurde umgehend behoben. Doch die im Puffer verbliebenen Temperaturen reichten ohne Nachheizung nicht für anhaltenden Warmwasserverbrauch. Die Bewohner des Gebäudes verzichteten bewusst auf den Einsatz des Heizstabes und verlegten die Körperpflege ins Büro oder Fitnesscenter.

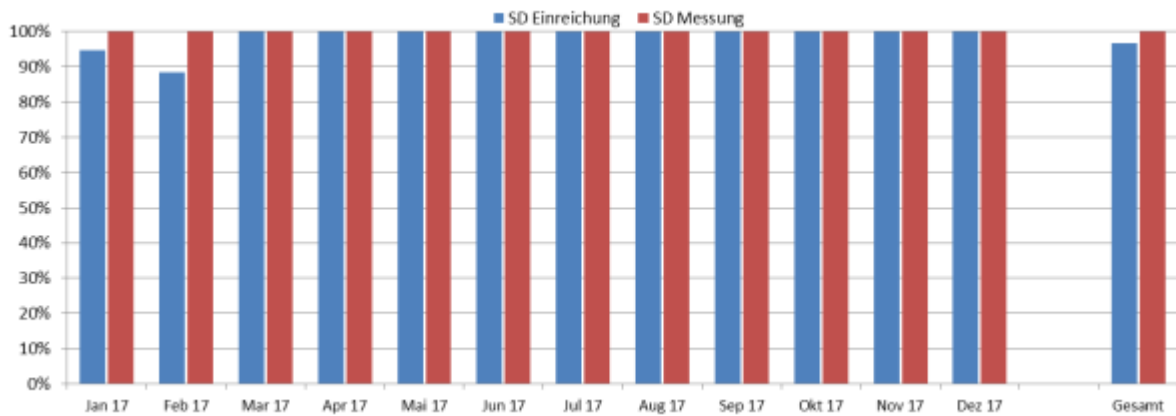


Abbildung 85: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Wieder (Jänner bis Dezember 2017)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 86 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar ist, liegt der gemessene Verbrauch im Rahmen des Prognosewerts.

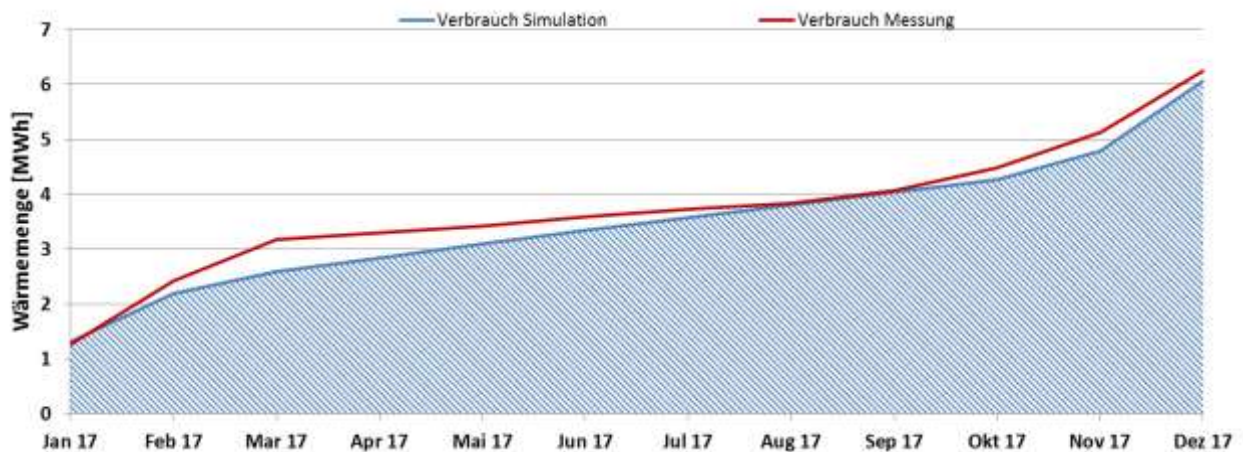


Abbildung 86: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für das Solarhaus Wieder (Jänner bis Dezember 2017)

7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. Bei der Analyse der Anlage kann dabei insbesondere das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage mit der Betonteilaktivierung als interessant angesehen werden. So wird folgend einerseits auf die Betriebsweise bzw. etwaige Optimierungen und im weiteren Verlauf auf die Effekte der Bauteilaktivierung auf die solarthermische Anlage eingegangen.

Für eine bessere Lesbarkeit der Diagramme wurden den Ventilstellungen unterschiedliche Werte zugeordnet. Für die Absperrventile der einzelnen Bauteilaktivierungskreise gilt:

- Absperrventil Fundament (Ventil Fund EG) offen = 3
- Absperrventil Decke EG (Ventil Decke EG) offen = 2
- Absperrventil Decke OG (Ventil Decke OG) offen = 1

Die Wertezuordnung für das 5-Wege-Ventil, das 3-Wege-Ventil und das Absperrventil im gesamten Bauteilaktivierungskreis sind Abbildung 87 zu entnehmen.

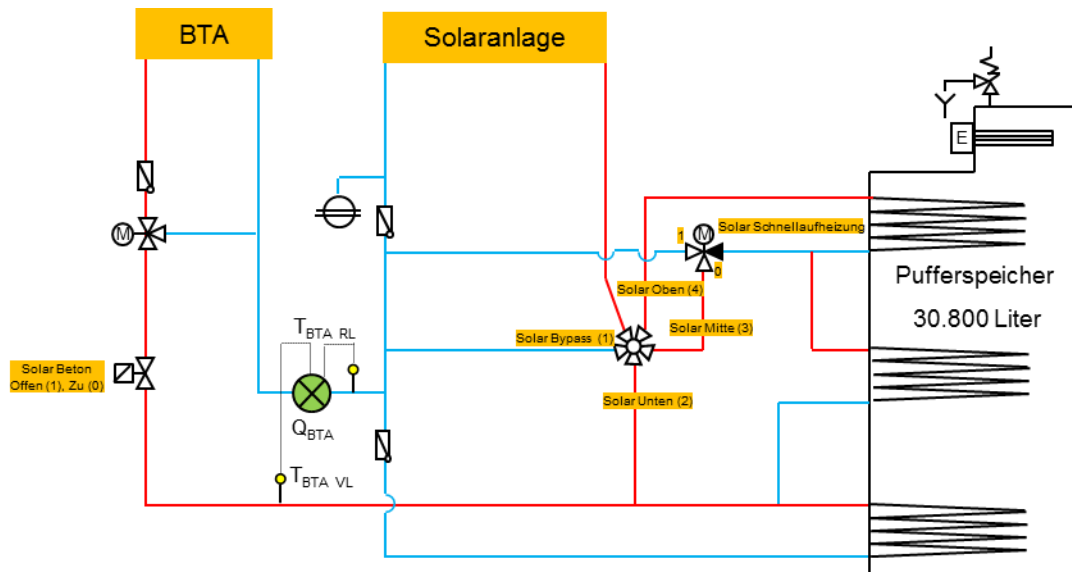


Abbildung 87: Zuordnung der Ventilstellungen in den Messdaten für das 5-Wege-Ventil und das 3-Wege-Ventil für die Pufferladung und das Absperrventil im gesamten Bauteilaktivierungskreis

Zu Jahresbeginn kam es zu der oben bereits beschriebenen Entleerung des Pufferspeichers aufgrund eines Programmierfehlers. Pünktlich zu Mitternacht ging die Regelung von 0 °C Solltemperatur im Puffer aus. Dies hatte zur Folge, dass die Solarpumpe anlief und den Pufferspeicher über die Solaranlage rückkühlte. Wie Abbildung 88 zu entnehmen ist, hielt dieser Zustand bis etwa 10:30 Uhr an, bis die Anlage manuell gestoppt werden konnte. Als Folge davon wurde der Pufferspeicher im oberen Bereich von rund 60 °C auf rund 40 °C (T_{P_20}) bzw. 50 °C auf rund 35 °C (T_{P_10}) abgekühlt. Der Programmierfehler konnte noch am selben Tag behoben werden.

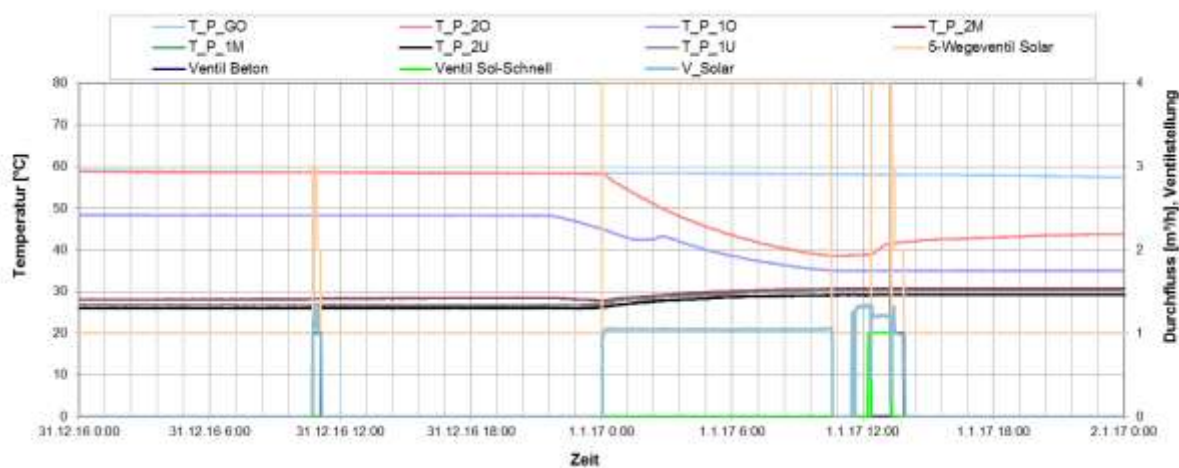


Abbildung 88: Verlauf der Puffertemperaturen, des Durchflusses in der Solaranlage und der Ventilstellungen im Solarkreis: Programmierfehler der Regelung (31.12.2016 – 1.1.2017)

Abbildung 89 bis Abbildung 91 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solar- und Bauteilaktivierungskreislaufs, die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innen-, Außen-, Kern-temperaturen der Bauteilaktivierung und die Stellung der Umschaltventile im Solarkreis sowie der Absperrventile in den Bauteilaktivierungskreisläufen.

Es handelt sich bei dem dargestellten Zeitraum um den 23.1.2017, einen einstrahlungsreichen Tag in der Kernheizperiode.

An dem betrachteten Tag versorgte die Solaranlage primär den mittleren Pufferbereich und die Bauteilaktivierung (V_{BTA} , dunkelblau). Der Puffer wird auf einem

Vorlauftemperaturniveau bis etwa 55 °C beladen, das Vorlauftemperaturniveau der Bauteilaktivierung liegt bei rund 30 °C. In Abbildung 90 sind die Reaktionen der Puffertemperaturen auf die unterschiedlichen Ventilstellungen zu sehen. Während des Vormittags brachte die Solaranlage Energie in den unteren und in den mittleren Pufferbereich ein (Ventilstellung „Solar unten“ und „Solar mitte“). Die Restwärme wurde in die Bauteilaktivierung eingebracht („Ventil Beton“ ist offen). Wie Abbildung 91 zu entnehmen ist, wurden alle 3 aktivierten Bauteile beladen: Alle 3 Absperrventile waren offen und alle Bauteiltemperaturen stiegen an. Von etwa 12:30 bis 13:30 Uhr wurde die verfügbare höhere Temperatur von rund 55 °C genutzt um via Schnellaufladung (nur oberster Wärmetauscher, Ventilstellung „Solar oben“ und „Ventil Sol-schnell“ = 1) nur in den obersten Pufferbereich Energie einzubringen. Neben der Stellung der Ventile ist das auch deutlich am Temperaturverlauf der obersten beiden Temperaturen (T_{P_GO} , hellblau und T_{P_2O} , rosa) in Abbildung 90 zu entnehmen. Danach wurde in Abhängigkeit der vorhandenen Kollektortemperatur wieder der mittlere Solarwärmetauscher und später der unterste Solarwärmetauscher, jeweils gefolgt von der Bauteilaktivierung, beschickt.

Der Durchfluss im Solarkreis blieb während der jeweiligen Betriebsmodi „Solar in Puffer“ und „Solar in Bauteilaktivierung“ praktisch konstant. Auffallend ist jedoch der Unterschied zwischen den beiden Betriebsmodi. Im Solekreis befinden sich zwei Pumpen („Solar gesamt“ und „Solar Beton“). Dies führt beim Beladen der Bauteile zu etwas höheren Durchflüssen im gesamten hydraulischen Kreis, hat jedoch keine negativen Auswirkungen auf Anlagenbetrieb.

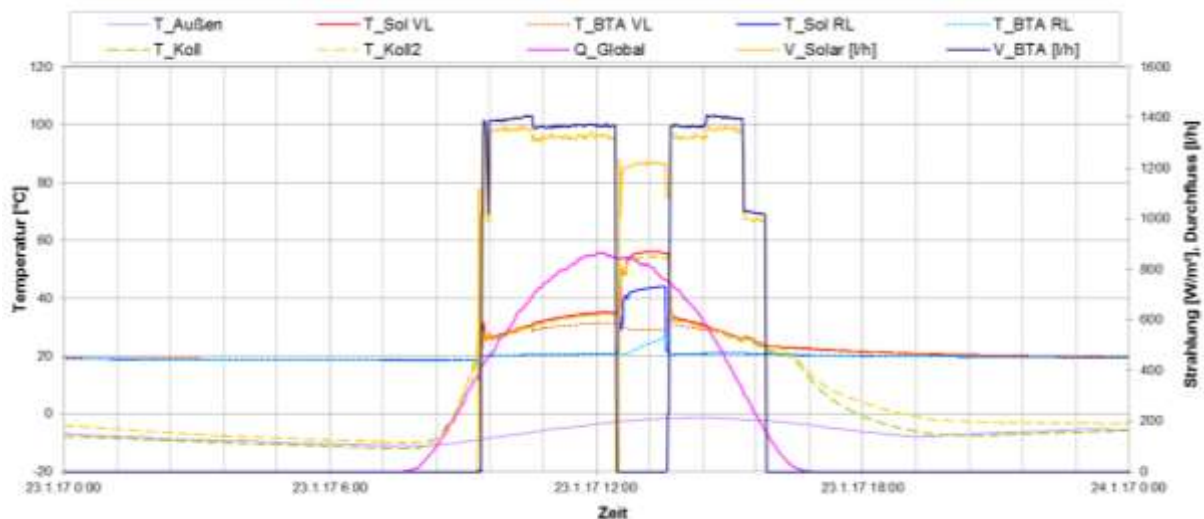


Abbildung 89: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsreichen Tag im Winter (23.1.2017)

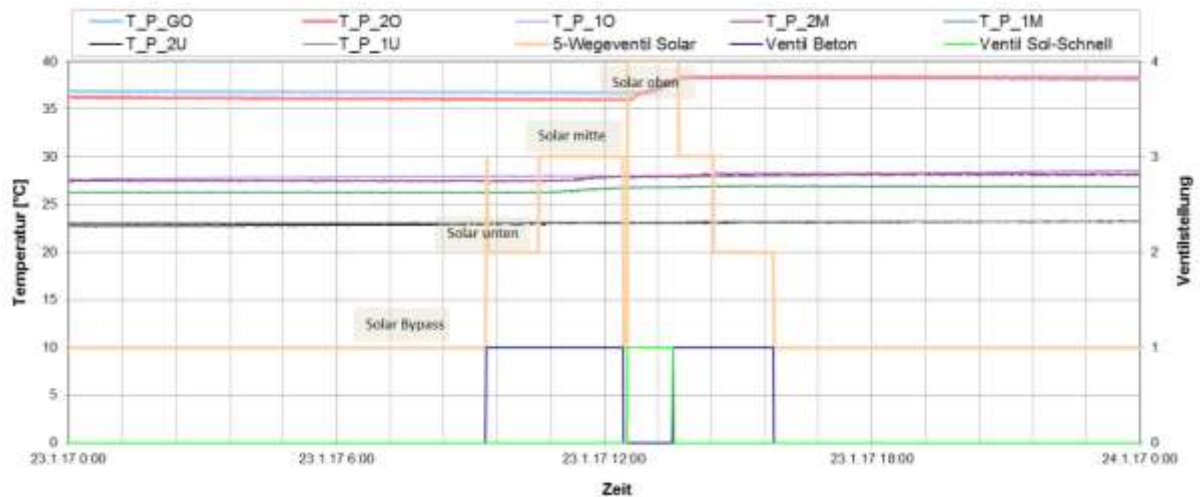


Abbildung 90: Beispielhafter Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis an einem einstrahlungsreichen Tag im Winter (23.1.2017)

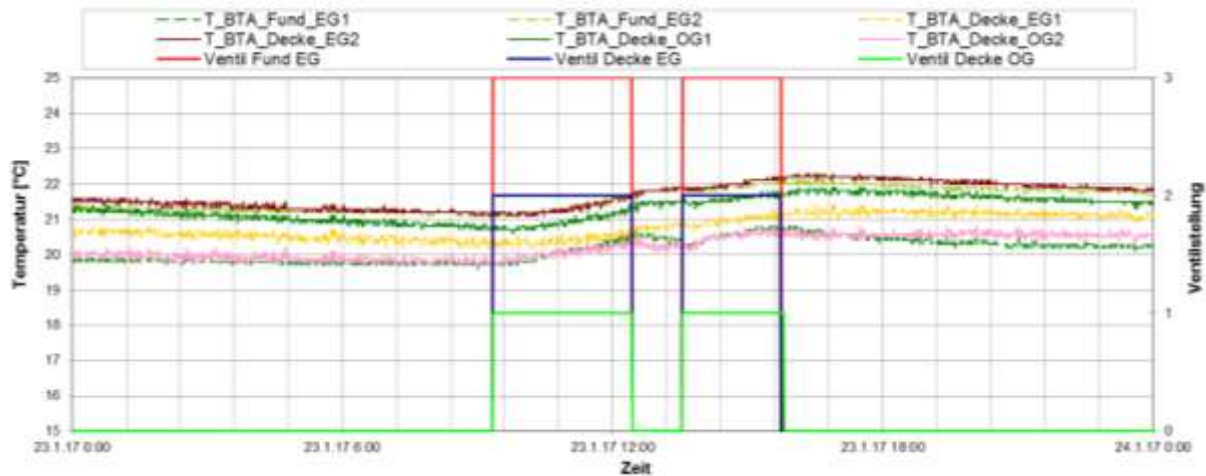


Abbildung 91: Beispielhafter Temperaturverlauf der Bauteiltemperaturen und Stellung der Absperrventile der aktivierten Bauteile an einem einstrahlungsreichen Tag im Winter (23.1.2017)

Abbildung 92 und Abbildung 93 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie Umschaltventile im Solarkreis an einem einstrahlungsreichen Sommertag (23.08.2017). Der Pufferspeicher ist zu diesem Zeitpunkt voll aufgeladen (alle Pufferspeichertemperaturen sind gleich hoch). Um die Stagnationszeiten der Solaranlage zu reduzieren, wird der Puffer über Nacht rückgekühlt (18:00 – 00:00 Uhr, rot hinterlegt), wie an der untersten Puffertemperatur in Abbildung 93 erkennbar ist.

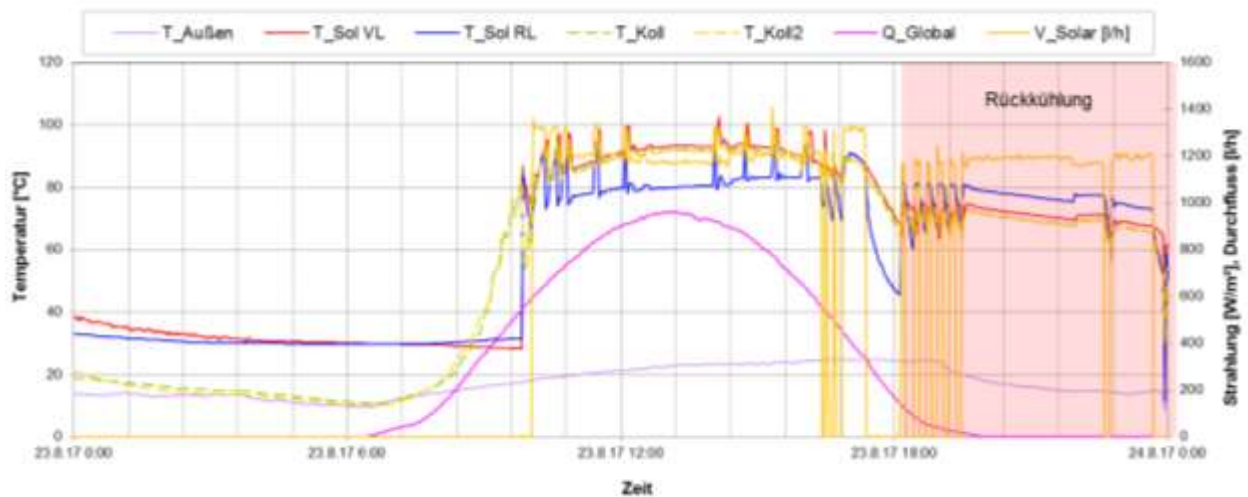


Abbildung 92: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsreichen Tag im August (23.08.2017)

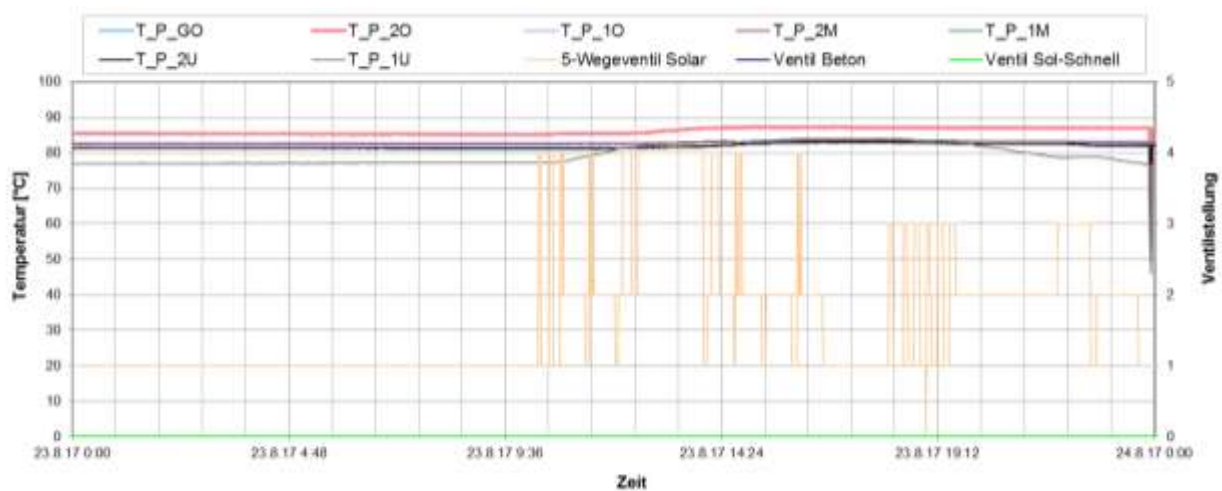


Abbildung 93: Beispielhafter Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis an einem einstrahlungsreichen Tag im August (23.08.2017)

Als weiterführende Analyse wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 94). Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen über einen weiten Bereich innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Raumtemperaturen unter 20 °C treten fast nur in der kalten Jahreszeit, was teilweise auch auf den Programmierfehler der Regelung hinsichtlich Entladung des Pufferspeichers Anfang des Jahres zurückzuführen ist.

Abbildung 95 zeigt Tagesmittelwerte der Kerntemperaturen sowie deren Häufigkeitsverteilung im Monitoringzeitraum. Hierbei zeigt sich, dass alle drei bauteilaktivierten Platten (Fundament, Zwischendecke und Decke OG) in der Heizperiode sehr ähnliche Temperaturen von 20 °C bis 25 °C aufweisen. Die Kerntemperaturen unterstreichen die hohe Behaglichkeit des Gebäudes.

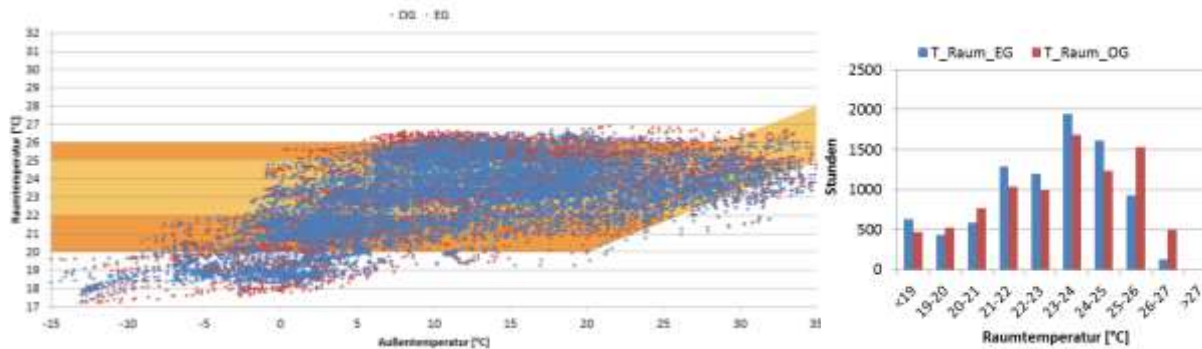


Abbildung 94: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen aufgetragen über der Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) für den Zeitraum Jänner 2017 bis Dezember 2017

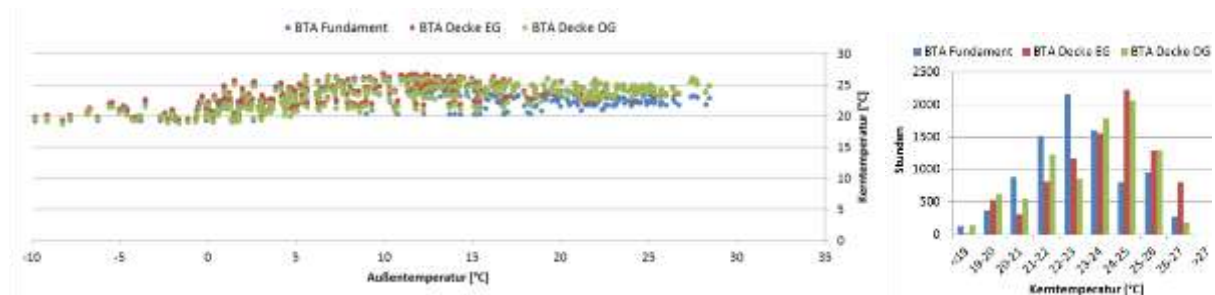


Abbildung 95: Tagesmittelwerte (links) und Häufigkeitsverteilung (rechts) der Kerntemperaturen (links) für den Zeitraum Jänner 2017 bis Dezember 2017

Des Weiteren ist in Abbildung 96 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar gesamt, Solar in Bauteilaktivierung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauf-temperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des Betrachtungszeitraums (Jänner bis Dezember 2017). Deutlich erkennbar ist, dass die Beladung der Bauteilaktivierung auf einen Vorlauf-temperaturniveau bis max. 45 °C, meist aber im Bereich 28 °C – 38 °C stattfindet. Der Pufferspeicher wird hingegen auf einem Vorlauf-temperaturniveau bis teilweise 100 °C beladen. Deutlicher Vorteil dieser Betriebsweise ist, dass die benötigte Wärme für die Aktivierung der Bauteile auf einem für das Kollektorfeld vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau und damit günstigen Wirkungsgradbereich erzeugt werden kann.

In Abbildung 97 ist die Wirkungsgradkennlinie des eingesetzten Kollektortyps laut Solar Keymark Datenblatt bei 1000 W/m² Einstrahlung und 30 °C Außentemperatur dargestellt. Die mittlere gewichtete Kollektortemperatur bei Beladung der Bauteilaktivierung (BTA) liegt bei rund 31,5 °C (blauer Punkt) und liegt damit mit einem Wirkungsgrad von 0,67 besser, als während der Pufferladung mit rund 70 °C und einem Wirkungsgrad von 0,47 (roter Punkt).

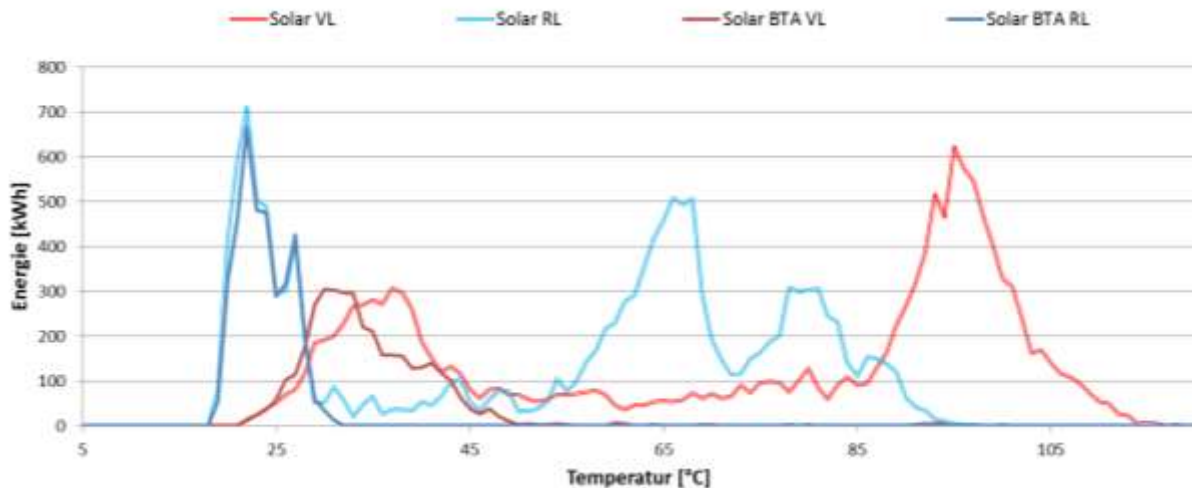


Abbildung 96: Darstellung der Wärmemengen (Solar, Solar in Bauteilaktivierung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- und Rücklauf Temperaturniveau – jeweils in rot und blau) im Betrachtungszeitraum Jänner bis Dezember 2017

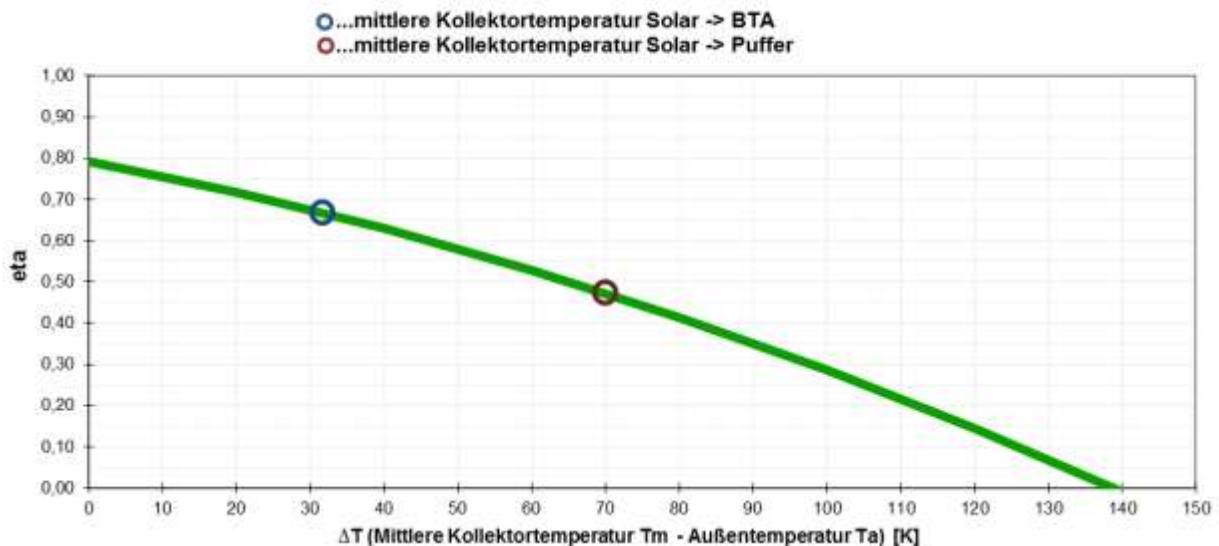


Abbildung 97: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Wieder eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen Jänner bis Dezember 2017 bei den Betriebszuständen Pufferladung (roter Punkt) und Beladung der Bauteilaktivierung (blauer Punkt)

7.4.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Wieder zeigt ein solides Betriebsverhalten und arbeitete im Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme. Es wurde ein hoher spezifischer Solarertrag von 352 kWh/m²a (nutzbar) bzw. von 383 kWh/m²a (inkl. Rückkühlung) bei einer solaren Deckung von 100 % erreicht. Die gezielte Rückkühlung des Pufferspeichers führte zu einem stagnationsfreien Betrieb der Solaranlage.

Die Systemdimensionierung ist im Vergleich zu anderen Einfamilienhäusern mit vollständiger solarer Deckung als schlank und zukunftsweisend anzusehen. Ein 1997 in Österreich realisiertes Gebäude mit 100 % solarer Deckung hatte einen 75 m³ großen Pufferspeicher und 85 m² dachintegrierte Solaranlage mit einem Neigungswinkel von

55°². Auch in Deutschland gibt es vereinzelt Beispiele für derartige Systemkonzepte wie beispielsweise das 2006 errichtete Sonnenhaus Lehner, das mit dem 39 m³ fassenden Pufferspeicher und einer 82 m² großen Solaranlage (40° Neigung) bereits schlanker dimensioniert war³. Dass eine weitere Reduktion der Dimensionierung möglich ist, konnte mit dem Solarhaus Wieder gezeigt werden.

Durch die Beschränkung der Puffertemperaturen in den Sommermonaten und durch die intelligente Nutzung eines schaltbaren Kamineffekts konnte einer Überwärmung des Gebäudes durch Pufferverluste entgegengewirkt werden. Dies führte zu einer sehr guten Behaglichkeit hinsichtlich Raumtemperaturen ohne Einschränkungen des Komforts in Kauf nehmen zu müssen.

² „Einfamilienhaus Nader – Heizen mit der Sonne zu 100 %“, erneuerbare energie, Zeitschrift für eine nachhaltige Energiezukunft, 1997-1, Gleisdorf 1997, C. Fink, H. Hegedys

³ „Sonnenhaus Lehner - Massives Ziegelhaus 100 % mit Sonnenenergie beheizt“, Sonnenhaus-Institut e.V, 2017

7.5 Solarhaus Zellhofer, OÖ

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Zellhofer
<u>Adresse:</u>	4622 Eggendorf im Traunkreis
<u>spez. HWB (nach PHPP):</u>	33 kWh/(m ² a)
<u>EBF:</u>	176 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	30 m ² , Flachkollektor (Variosol A von Winkler Solar)
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	27 m ²
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	202° SSW
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1200 Liter Kombispeicher, 90,8 m ³ Bauteilaktivierung (Beton), davon 66,6 m ³ in Erd- und Obergeschoss und 24,2 m ³ als Erdspeicherplatte
<u>Nachheizungssystem:</u>	Stückholz-Kachelofen (13 kW), Elektroheizstab (6 kW) im Kombispeicher
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	57 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	350 kWh/(m ² a) (Messwert, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Beim „Solarhaus Zellhofer“ handelt es sich um ein nicht unterkellertes, zweigeschossiges Einfamilienhaus mit 176 m² Energiebezugsfläche (EBF). An einem Teil der nördlichen Außenwand dieses Neubaus ist direkt eine eingeschossige Doppelgarage angebaut. Die Wärmeversorgung erfolgt über eine Solarthermie-Anlage, einen händisch beschickten Stückholz-Kachelofen (13 kW, rechtes Bild in Abbildung 99) und einen Elektroheizstab im Kombispeicher (6 kW, linkes Bild in Abbildung 99). Die Wärmeversorgung erfolgt zum wesentlichen Teil (57 % laut Messung) über die ins Dach integrierten Solarthermie-Flachkollektoren. Die Kollektoren haben eine Bruttokollektorfläche von 30 m², sind nach Süd-Südwest orientiert und ihre Neigung beträgt 70° (siehe Abbildung 98). Es wird ein Kombispeicher mit einem Gesamtvolumen von 1200 l als Pufferspeicher eingesetzt. Die Warmwasserbereitung erfolgt im Kombispeicher durch den integrierten Edelstahl-Brauchwasserboiler mit einem Volumen von 270 l. Die Raumheizung erfolgt über die Strahlungswärme des Stückholz-Kachelofens, über die solarthermisch aktivierte Bodenplatte und Zwischendecke (36,3 m³ und 30,3 m³ Beton) sowie in den Bädern und dem WC zusätzlich über eine Fußbodenheizung. Solarwärme wird außerdem in eine aktivierte Erdspeicherplatte (24,2 m³ Beton) eingespeist, die sich unter einer Schotterschicht unter der Bodenplatte des Gebäudes befindet und auch zur Raumheizung beitragen soll. Der Aufbau der aktivierten Betonbauteile (Erdspeicherplatte, Bodenplatte und Zwischendecke) ist in Abbildung 100 dargestellt. Die Erdspeicherplatte, die Bodenplatte und die Zwischendecke haben eine Mächtigkeit von 20, 30 und 25 cm Beton. Die Rohre der Bauteilaktivierung sind jeweils auf der untersten Bewehrungsebene mit einem Rohrabstand von etwa 20 cm montiert.

Zur Eigenstromversorgung ist ebenfalls in der nach Süd-Südwest ausgerichteten Dachfläche des Gebäudes eine Photovoltaikanlage (18 m²) mit einer Neigung von 35° installiert.



Abbildung 98: Süd-Südwest-Ansicht des Gebäudes mit Solarthermie-Kollektoren (oben) und PV-Modulen (unten), (Quelle: AIT)



Abbildung 99: Linkes Bild: Kombispeicher (links), Elektroheizstab (Mitte); Rechtes Bild: Hauptteil des Stückholz-Kachelofens im Wohnzimmer (Quelle: AIT)

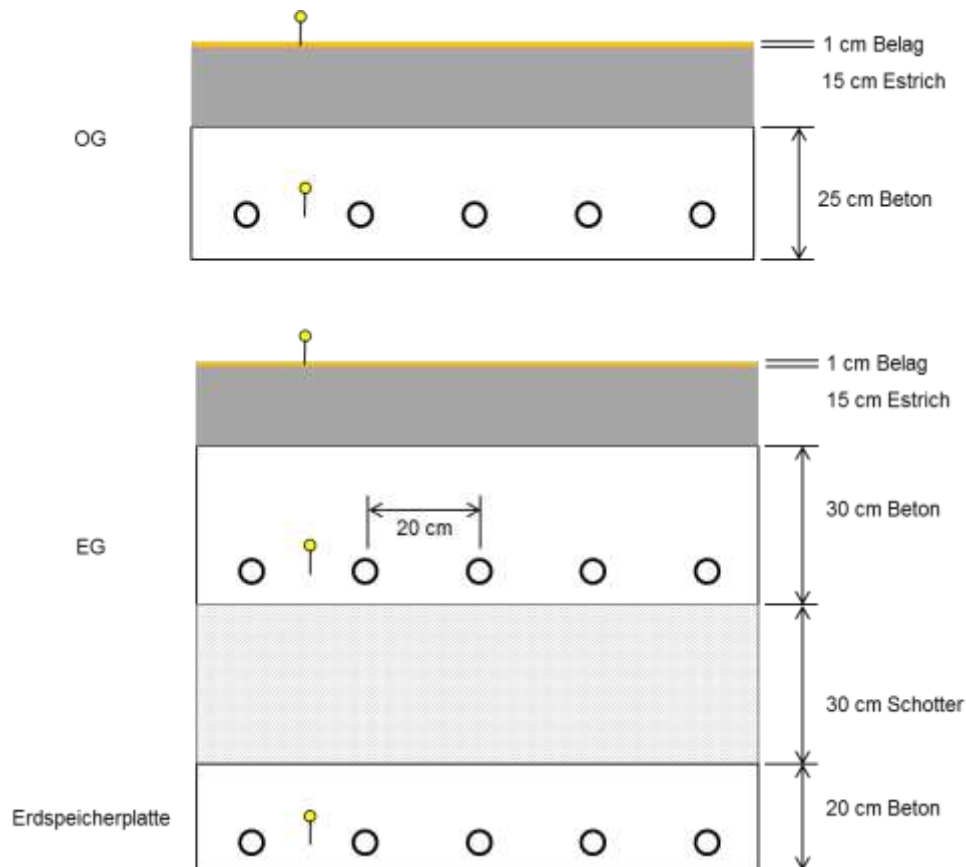


Abbildung 100: Aufbau der Erdspeicherplatte, der Bodenplatte und der Zwischendecke (Quellen: Einreichplan, Informationen des Bauherrn, eigene Darstellung)

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Zellhofer ist als Blockschaltbild in Abbildung 101 dargestellt.

Die Solaranlage kann entweder über einen internen Wärmeübertrager den Kombispeicher beheizen oder solare Wärme direkt in die Bauteilaktivierung (Erdspeicherplatte, Bodenplatte und Zwischendecke) einbringen. Die Erdspeicherplatte dient auch als Stagnationskühler, wenn weder der Speicher noch Bodenplatte oder Zwischendecke Solarenergie aufnehmen können. Die Regelung der Bauteilaktivierung sieht vor, dass jeweils die zwei kühleren dieser drei Heizregister gleichzeitig beladen werden. Die Beladung der einzelnen Register wird gestoppt, sobald ihre separat einstellbare Beladetemperatur erreicht ist. Die Beladetemperaturen sind kalendergesteuert und betragen im Winter 25 °C, im Frühling 22 °C und im Sommer 18 °C.

Der Stückholz-Kachelofen (13 kW) ist mit sieben wasserführenden Absorberelementen ausgestattet, die zwischen den Schamott-Steinen eingebaut und seriell verschaltet sind. Sie übertragen Wärme vom Mauerwerk des Kachelofens zum hydraulischen Wärmeverteilsystem des Gebäudes. Die Wärme wird einerseits über die Fußbodenheizung im Gebäude verteilt und andererseits zur Nachwärmung des Kombispeichers verwendet, wodurch auch eine Unterstützung der Warmwasserbereitung ermöglicht wird. Der Volumenstrom durch die Absorberelemente wird mit einem Drosselventil eingestellt, das in Strömungsrichtung nach der Umwälzpumpe eingebaut ist. Der Kachelofen ist mit einer Abbrandautomatik ausgestattet, die selbsttätig die Wärmeeinspeisung in verschiedene Höhen des Kombispeichers vornimmt und die gleichzeitige Wärmeabnahme durch die Fußbodenheizung zulässt bzw. verhindert. Nur wenn in den obersten Bereich des Kombispeichers eingespeist wird, wird der Betrieb der

Fußbodenheizung verhindert, die aus dem aus dem Kombispeicher bzw. dem Kachelofen Wärme bezieht.

Die in den Bädern und dem WC ausgeführten Fußbodenheizflächen sind mit rund 20 m² je Geschosebene relativ klein gehalten. Die Warmwasserbereitung erfolgt im Kombispeicher (gebautes Gesamtvolumen 1200 l; Angabe bei Einreichung 950 l) durch den integrierten Edelstahl-Brauchwasserboiler mit einem Volumen von 270 l, welchem zusätzlich ein interner Edelstahl-Wärmeübertrager vorgeschaltet ist. Dieser wärmt das nachströmende kalte Brauchwasser vor und kühlt dadurch den unteren Bereich des Kombispeichers, sodass im Bereich des Solarregisters geringere Temperaturen vorliegen und die Effizienz der Solaranlage gesteigert wird. Da sich alle Speicheranschlüsse, die Heizungswasser führen, von der halben Speicherhöhe an aufwärts befinden, wird das Heizungswasser im untersten Bereich des Kombispeichers nicht umgewälzt. Die Wärmeübertragung am internen Solarwärmeübertrager und am Edelstahl-Wärmeübertrager für die Warmwasserbereitung erfolgt daher vor allem durch natürliche Konvektion bei relativ hoher Temperaturdifferenz zwischen den Medien. In den Warmwasserboiler ist zusätzlich ein Elektroheizstab (6 kW) eingeschraubt, der das Warmwasser nachwärmt, wenn die Temperatur im umgebenden Kombispeicher dafür nicht ausreicht.

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

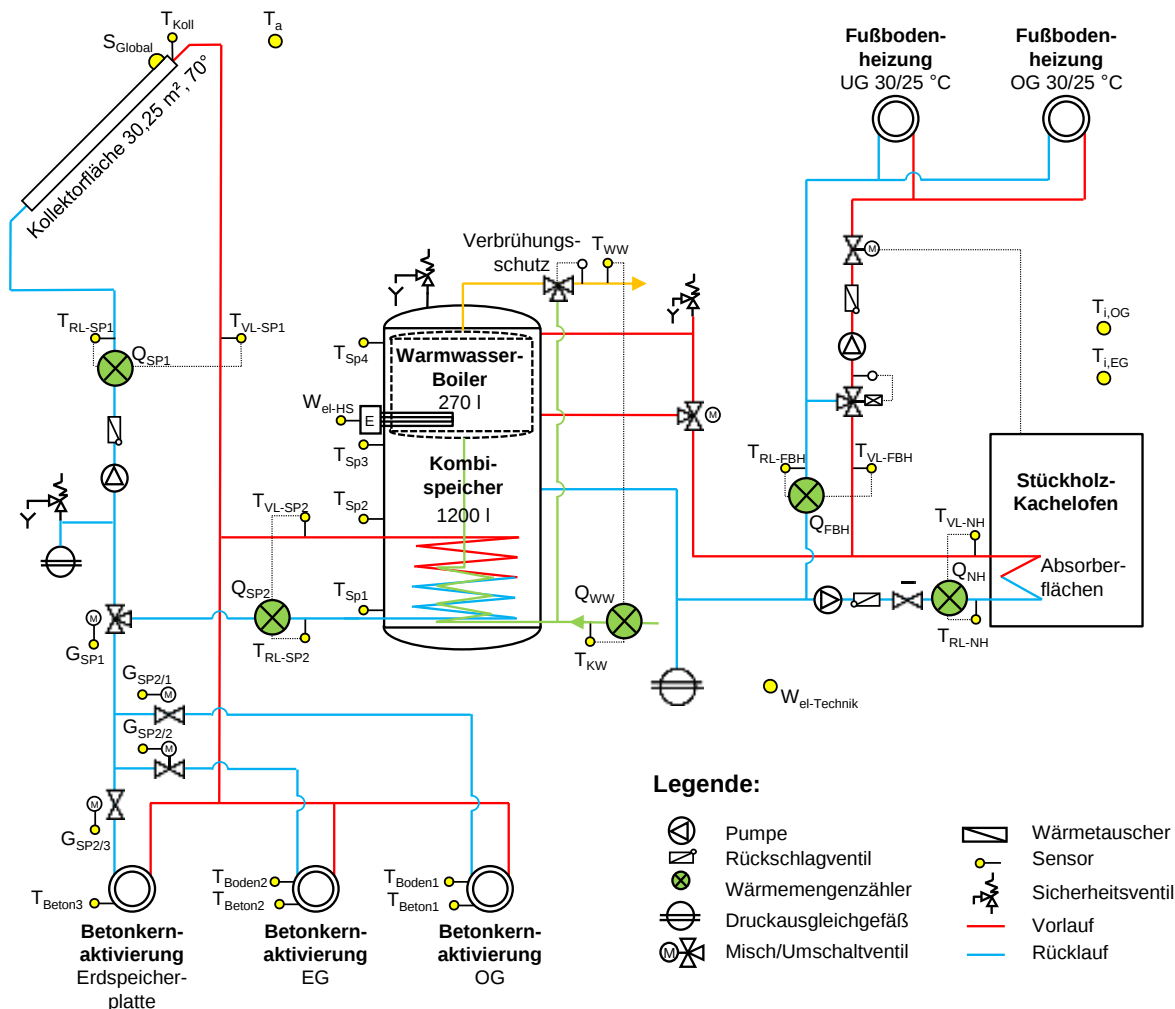


Abbildung 101: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Zellhofer (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
G_{SP1}	Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Kombispeichers bzw. zur Bauteilaktivierung
$G_{\text{SP2/1}}$	Stellung des Umschaltventils für die Aktivierung der Zwischendecke
$G_{\text{SP2/2}}$	Stellung des Umschaltventils für die Aktivierung der Bodenplatte
$G_{\text{SP2/3}}$	Stellung des Umschaltventils für die Aktivierung der Erdspeicherplatte
$T_{\text{VL-SP1}}$	Vorlauftemperatur Solarkreis
$T_{\text{RL-SP1}}$	Rücklauftemperatur Solarkreis
Q_{SP1}	Wärmemengenzähler Solarkreis
$T_{\text{VL-SP2}}$	Vorlauftemperatur Solarkreis am Kombispeicher
$T_{\text{RL-SP2}}$	Rücklauftemperatur Solarkreis am Kombispeicher
Q_{SP2}	Wärmemengenzähler Solarkreis an Kombispeicher

Kombispeicher

T_{Sp1}	Temperatur unten
T_{Sp2}	Temperatur Mitte unten
T_{Sp3}	Temperatur Mitte oben
T_{Sp4}	Temperatur oben

Stückholz-Kachelofen (Nachheizung)

$T_{\text{VL-NH}}$	Vorlauftemperatur Kachelofen
$T_{\text{RL-NH}}$	Rücklauftemperatur Kachelofen
Q_{NH}	Wärmemengenzähler Kachelofen

Warmwasserbereitung

T_{WW}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T_{KW}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
$W_{\text{el-HS}}$	Stromzähler Elektroheizstab für Warmwasserbereitung

Fußbodenheizung

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

Bauteilaktivierung

T_{Beton1}	Betonkerntemperatur im Obergeschoss
T_{Boden1}	Bodentemperatur im Obergeschoss
T_{Beton2}	Betonkerntemperatur im Erdgeschoss
T_{Boden2}	Bodentemperatur im Erdgeschoss
T_{Beton3}	Betonkerntemperatur in Erdspeicherplatte

Heiztechnik

$W_{\text{el-Technik}}$	Stromzähler Heiztechnik
-------------------------	-------------------------

Umgebungstemperaturen

T_{a}	Außenlufttemperatur
$T_{\text{i,EG}}$	Wohnraumtemperatur im Erdgeschoss

$T_{i,OG}$

Wohnraumtemperatur im Obergeschoss

7.5.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 5 dargestellte Energiebilanz des Solarhauses Zellhofer zeigt einerseits die fünf Wärmeinputs in das Gesamtsystem (braun: Solarwärme an Bauteilaktivierung; violett: Solarwärme an Kombispeicher; hellrot: Differenz aus Heizwert des im Stückholz-Kachelofen verbrannten Holzes und der mit dem Absorber des Kachelofens in den Kombispeicher eingespeiste Wärmemenge; schwarz: elektrische Nachheizung mittels Elektroheizstab; dunkelrot: Nachheizung des wassergeführten Systems durch den Kachelofen) und andererseits die den Verbrauchern (Raumheizung, Warmwasser) zur Verfügung gestellte Wärmemenge (dunkelblau: Bauteilaktivierung Erdspeicherplatte; mittelblau: Bauteilaktivierung Bodenplatte; hellblau: Bauteilaktivierung Zwischendecke; hellrot schraffiert: Raumheizung durch Strahlungswärme des Kachelofens; grün: Warmwasserverbrauch; gelb: Fußbodenheizung). Der Elektroheizstab zur Nachheizung im Kombispeicher war bisher nicht in Verwendung. Die Abgasverluste wurden basierend auf Angaben des Ofenherstellers mit 20 % angesetzt. Auffallend ist, dass beim Kachelofen der Anteil der Wärme, der über das wassergeführte System an den Kombispeicher geliefert wird, nur 13 % ausmacht. Der laut Datenblatt nach EN 13229 W ermittelte Wert beträgt 33 %. Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Output ergibt sich für den Monitoringzeitraum ein Gesamtverlust von 20 %.

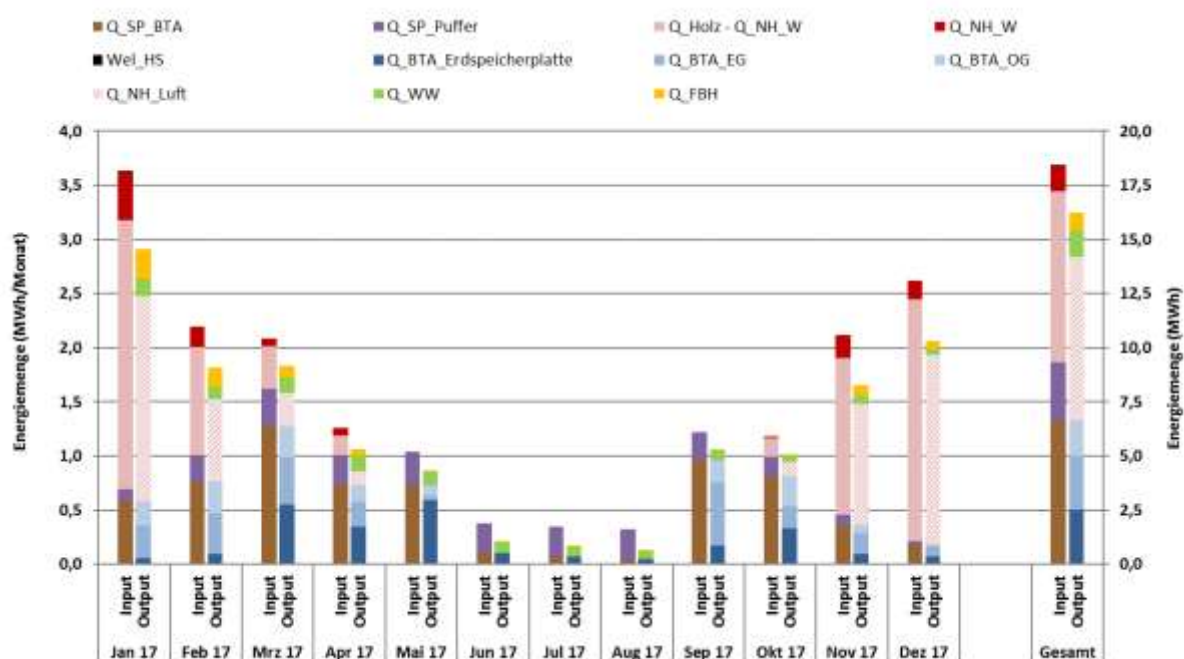


Abbildung 102: Energiebilanz für das Solarhaus Zellhofer (Jänner bis Dezember 2017)

7.5.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 103 bis Abbildung 105) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings wurden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten Kennzahlen (Einstrahlung, Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen (siehe Abbildung 6). Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist,

wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Heizungs-Pufferspeichers mit einem Volumen von 40,1 m³ zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung (Erdspeicherplatte nicht berücksichtigt) mit T*Sol simuliert. Gemäß der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 252 kWh/(m²a) erwartet. Die gemessene Einstrahlung (gelb) entspricht beinahe exakt dem Simulationswert von ca. 1100 kWh/m² (gelb gestrichelt). Der gemessene gesamte Solarertrag (hellrot) ist mit 350 kWh/m² um 38 % größer als der Simulationswert (blau durchgezogen). Dies liegt hauptsächlich an dem im Vergleich zur Simulation größeren Verbrauch und der Einbindung des Erdspeichers, siehe Abbildung 105.

Der gemessene Solarertrag wurde im Monitoringzeitraum zu 72 % (250 kWh/m²) in die Bauteilaktivierung eingespeist (dunkelrot durchgezogen), wovon etwa 37 % (93 kWh/m²) in die Erdspeicherplatte (dunkelrot gestrichelt) eingespeist wurden.

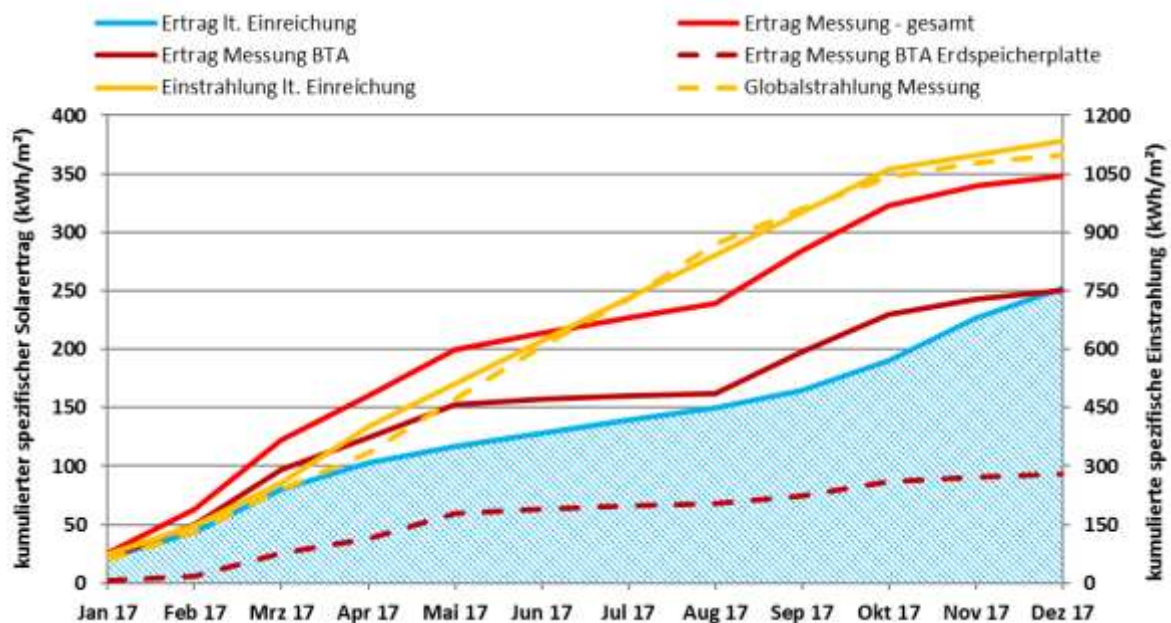


Abbildung 103: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemessen (gesamter Ertrag, in die gesamte Bauteilaktivierung eingespeister Anteil, in die Erdspeicherplatte eingespeister Anteil) und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Zellhofer

In Abbildung 7 ist der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: gesamter Solarertrag dividiert durch die Summe aller Wärmeinputs) dargestellt. Er wurde gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers mit 70,3 % prognostiziert. In den Monaten von März bis Oktober wird von einer nahezu vollständigen solaren Deckung des Wärmebedarfs ausgegangen, was laut der Messung tatsächlich nur in den Monaten Mai bis September der Fall ist. Im März, April und Oktober deckt der Kachelofen zwischen 12 und 18 % der benötigten Wärmemenge ab. Der gemessene solare Deckungsgrad berücksichtigt, wie oben erwähnt, Abgasverluste von 20 %. Über den gesamten Monitoringzeitraum betrachtet ist er mit 57 % um 14 % geringer als der Simulationswert. Dies liegt daran, dass die Differenz zwischen dem gemessenen und dem prognostizierten Verbrauch deutlich größer ist, als die Differenz zwischen dem gemessenen und dem prognostizierten Solarertrag.



Abbildung: 104 Solarer Deckungsgrad gemäß der eingereichten Simulationsrechnung sowie gemessen für das Solarhaus Zellhofer

Der gemessene und prognostizierte kumulierte monatliche Verbrauch ist in Abbildung 105 dargestellt. Der jährliche Gesamtwärmeverbrauch wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 8,1 MWh abgeschätzt. Der gemessene Gesamtverbrauch für die Heizung und Warmwasserbereitung liegt mit 15 MWh um 75 % über der Prognose (blau), wobei der Verbrauch für die Warmwasserbereitung (rot gestrichelte Linie) mit 1,23 MWh um 54 % kleiner ist als erwartet. Gründe für den erhöhten Verbrauch können erhöhte Raumtemperaturen gegenüber der Wärmebedarfsberechnung, Baufeuchte, klimatische Gegebenheiten, etc. sein.

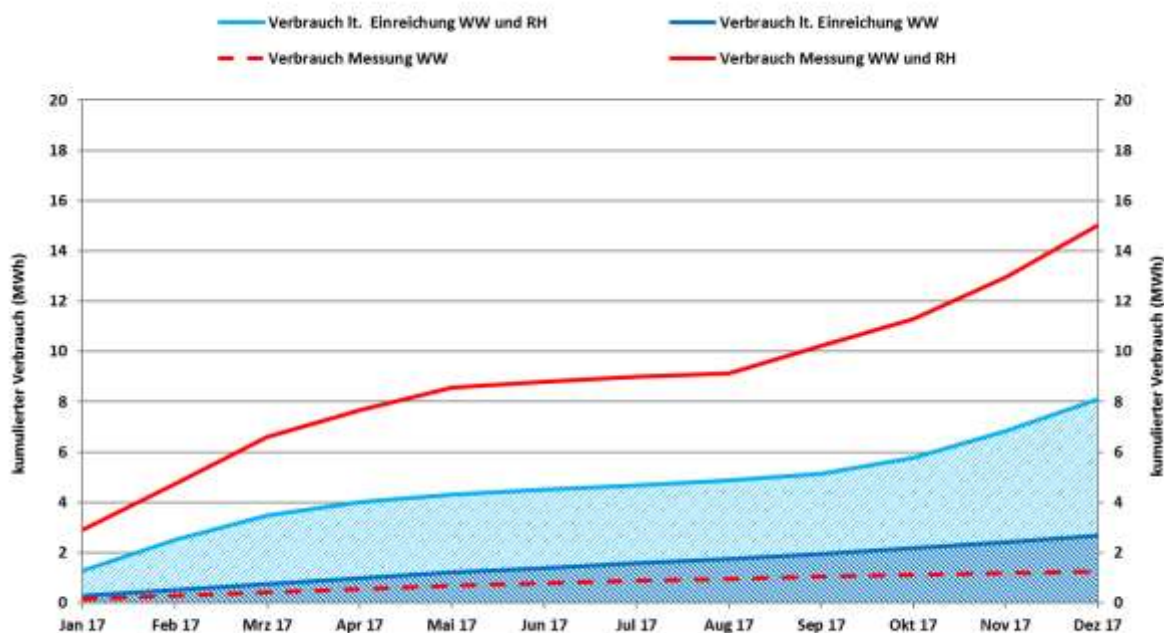


Abbildung 105: Messwerte und Simulationsergebnisse des Verbrauchs für WW sowie des Verbrauchs gesamt des Solarhauses Zellhofer

7.5.5 Detailbetrachtung

Das Betriebsverhalten der Solaranlage im Winter ist exemplarisch für den 10.1.2017 in Abbildung 106 dargestellt. Die Solaranlage startet um 11:10 Uhr und speist in die Bauteilaktivierung ein. Die an das System abgegebene Wärmeleistung der Solaranlage weist einige Schwankungen auf. Ab 12:10 Uhr erfolgt eine Beladung des Kombispeichers bis dessen Gesamtvolumen um ca. 13:30 Uhr fast vollständig auf 60 °C aufgewärmt ist (magenta hinterlegt). In diesem Zeitraum erwärmt sich die untere Speichertemperatur von 25 °C auf 55 °C.

Ab ca. 13:30 Uhr wird wieder in die Bauteilaktivierung eingespeist, bis um ca. 15:30 Uhr die Kollektortemperatur unter die Systemtemperaturen fällt und die Solaranlage außer Betrieb geht. Da durch den Stillstand der Solaranlage die Kollektortemperatur wieder den Einschaltsschwellwert übersteigt, ist sie an diesem Tag zwischen 15:55 und 16:15 ein letztes Mal in Betrieb.

Bei der Beladung des Kombispeichers beträgt der Wirkungsgrad $\eta = \dot{Q}_{SP1} / \dot{Q}_{global}$ der Solaranlage (graue Linie) nur etwa 40 %. Dies ist auf erhöhte Wärmeverluste an die Umgebung aufgrund der höheren Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Außenluft in diesem Betriebszustand zurückzuführen. Während der Beladung der Bauteilaktivierung beträgt der Wirkungsgrad rund 57 %.

Bei der Einspeisung von Solarenergie in den Pufferspeicher treten logarithmische Temperaturdifferenzen bis zu 19 K auf. Dies lässt auf einen zu klein dimensionierten innenliegenden Wärmetauscher schließen. Die Fläche des installierten Glattrohr-Wärmetauschers beträgt 2,2 m². Für einen ausreichend guten Wärmeübergang müsste entsprechend der 30 m² Solaranlage ein Glattrohr-Wärmetauscher mit einer Fläche von mindestens 6 m² verbaut sein.

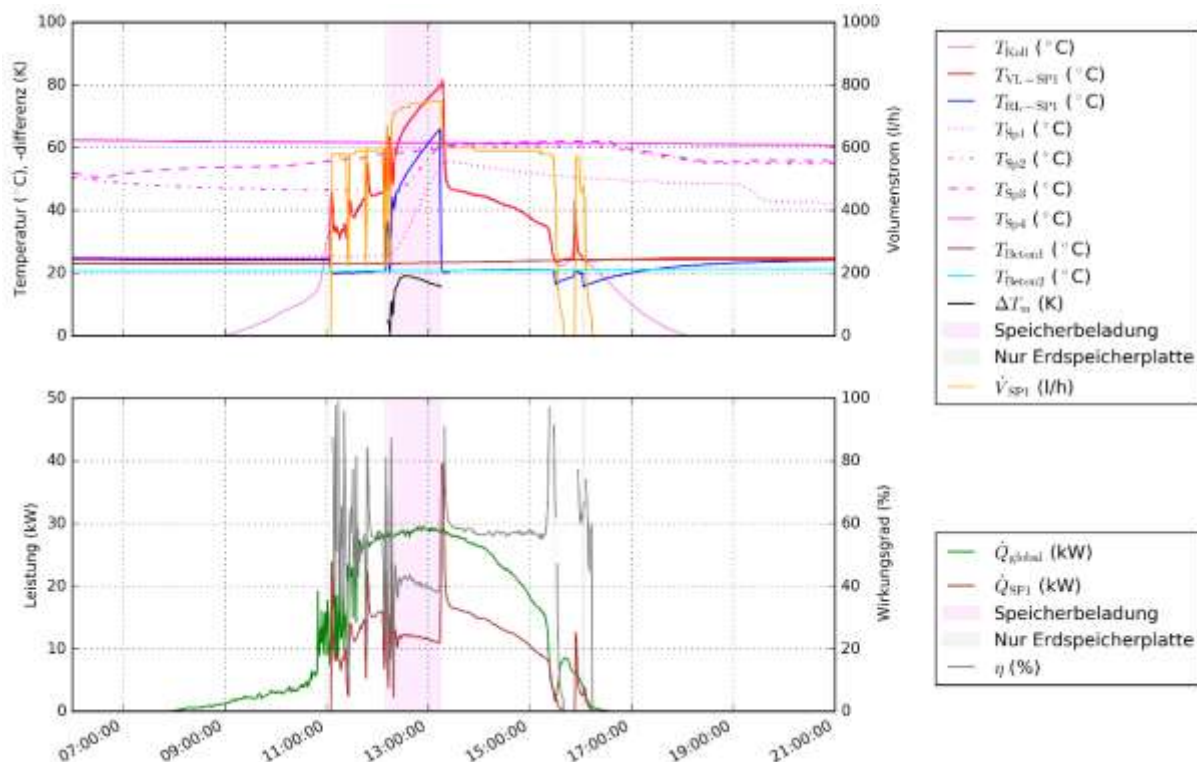


Abbildung 106: Oben: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklaufteperatur des Solarsystems, Temperaturen im Kombispeicher und in den Betonkernen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, Durchfluss im Solarsystem; Unten: Einstrahlungsleistung und Leistung des Solarsystems sowie Wirkungsgrad des Solarsystems. Magenta hinterlegt: Beladung des Kombispeichers; Grau hinterlegt: Einspeisung nur in die Erdspeicherplatte (10.1.2017, 6:00-21:00 Uhr)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage in der Übergangszeit ist exemplarisch für den 13.3.2017 in Abbildung 107 dargestellt. Die Solaranlage startet um 9:00 Uhr und speist in die Bauteilaktivierung ein. Dieser Betrieb wird regelmäßig unterbrochen, um das Temperaturniveau der Kollektoren auf eine mögliche Beladung des Kombispeichers hin zu überprüfen. Ab 12:00 Uhr schaltet die Solaranlage auf die Beladung des Kombispeichers um bis dessen Gesamtvolumen um 13:15 Uhr fast vollständig auf 70 °C aufgewärmt ist (magenta hinterlegt).

Ab 13:15 Uhr wird wieder in die Bauteilaktivierung eingespeist, bis um 15:00 Uhr die Beladesollwerte der Bodenplatte und der Zwischendecke erreicht sind und Solarenergie bis 17:30 nur noch in die Erdspeicherplatte eingespeist wird (grau hinterlegt).

Auch an diesem Tag bestätigt sich der für den 10.1.2017 festgestellte geringe Wärmeübergang vom innenliegenden Solar-Wärmeübertrager auf den Kombispeicher. Die Kollektortemperatur erreicht bis zu 94°C und die logarithmische Temperaturdifferenz liegt zwischen 18 und 22 K. Bei der Beladung des Kombispeichers liegt der Wirkungsgrad daher auch an diesem Tag nur bei ca. 45 %.

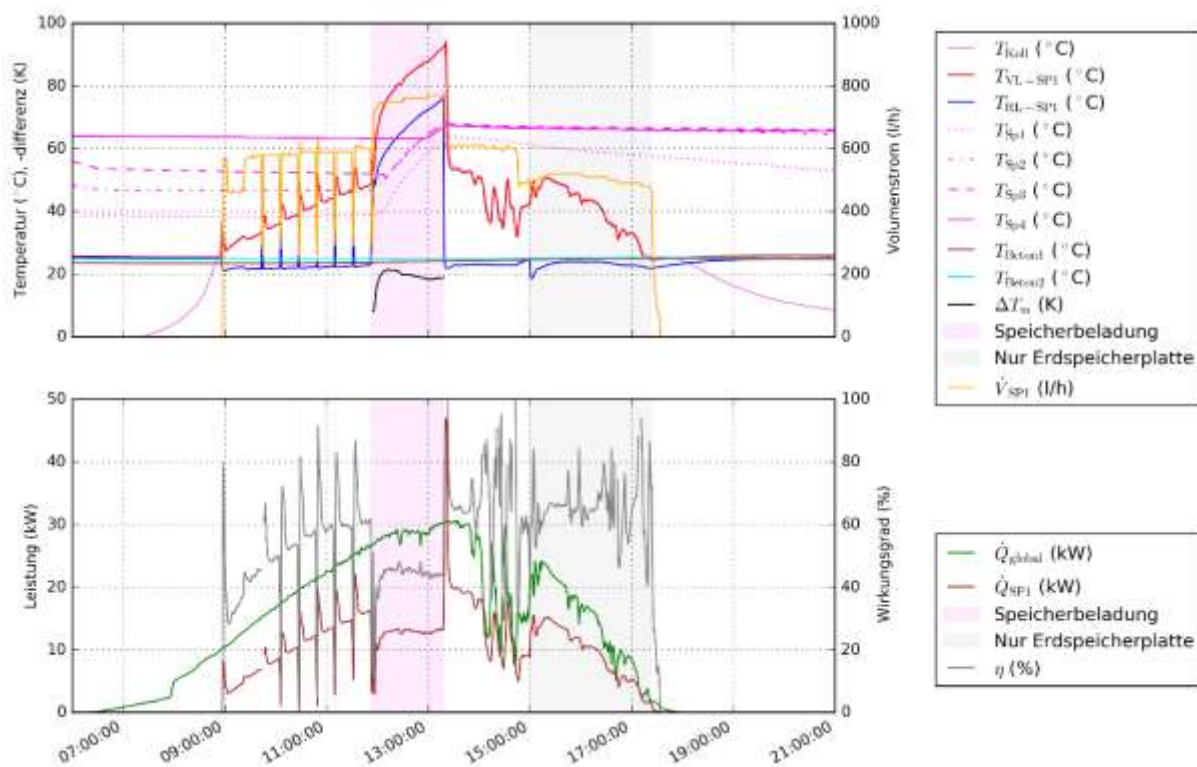


Abbildung 107: Oben: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur des Solarsystems, Temperaturen im Kombispeicher und in den Betonkernen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, Durchfluss im Solarsystem; Unten: Einstrahlungsleistung und Leistung des Solarsystems sowie Wirkungsgrad des Solarsystems. Magenta hinterlegt: Beladung des Kombispeichers; Grau hinterlegt: Einspeisung nur in die Erdspeicherplatte (13.3.2017, 6:00-21:00 Uhr)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage im Sommer ist exemplarisch für den 14.8.2017 in Abbildung 108 dargestellt. Zwischen 10:45 Uhr und 12:05 erfolgt die Beladung des Kombispeichers auf eine obere Speichertemperatur von 70 °C (magenta hinterlegt). Die unterste gemessene Speichertemperatur steigt dabei von 48 °C auf 62 °C. Die Beladung endet bei Erreichen der oberen Ladegrenze.

Auch eine Einspeisung in den Erdspeicher erfolgt nicht, da in dessen Regelung für die Sommermonate eine relativ niedrige Ladegrenze von 21 °C eingestellt ist. Es kommt es zur Stagnation der Solaranlage, was jedoch keine Probleme nach sich zieht.

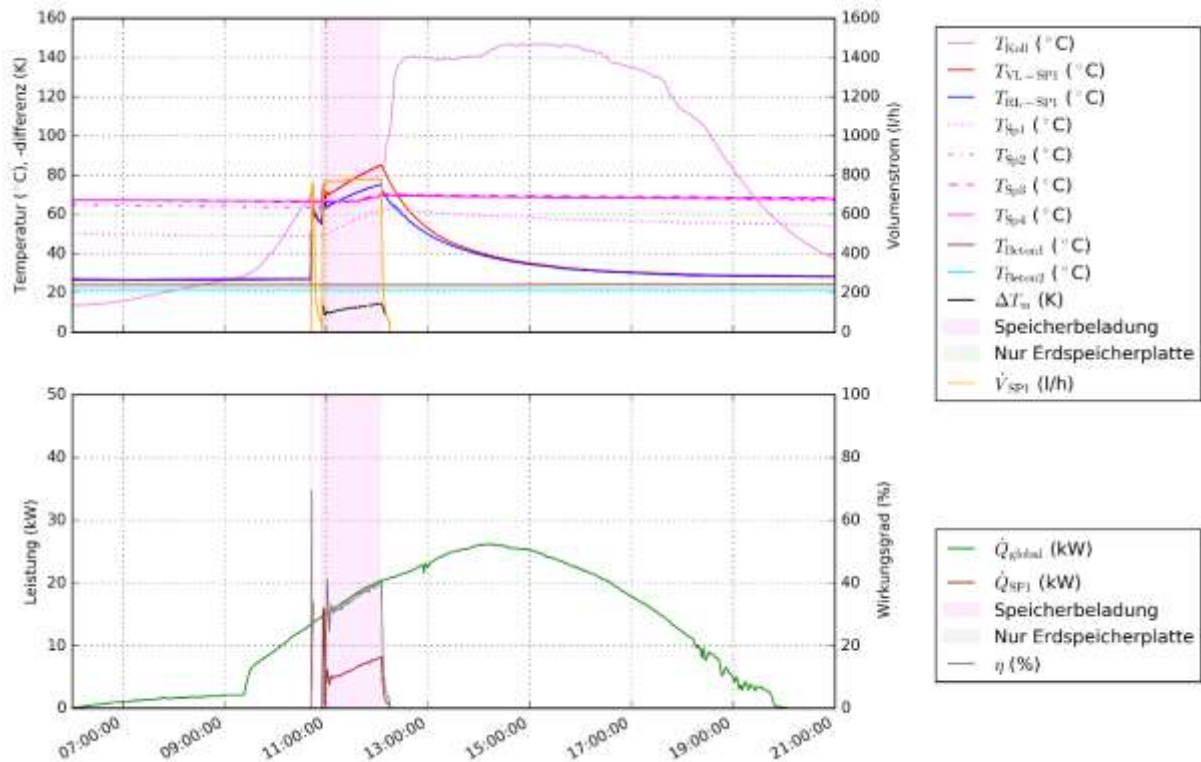


Abbildung 108: Oben: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur des Solarsystems, Temperaturen im Kombispeicher und in den Betonkernen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, Durchfluss im Solarsystem; Unten: Einstrahlungsleistung und Leistung des Solarsystems sowie Wirkungsgrad des Solarsystems. Magenta hinterlegt: Beladung des Kombispeichers; Grau hinterlegt: Einspeisung nur in die Erdspeicherplatte (14.8.2017, 6:00-21:00 Uhr)

Die wassergeführte Wärmeeinspeisung vom Kachelofen in den Pufferspeicher und das Betriebsverhalten der Fußbodenheizung sind exemplarisch für den 19.1.2017 in Abbildung 12 dargestellt.

Der Kachelofen ist mit einer Abbrandautomatik ausgestattet, die selbsttätig die Wärmeeinspeisung in verschiedene Höhen des Kombispeichers vornimmt und die gleichzeitige Abnahme durch die Fußbodenheizung zulässt bzw. verhindert. Bei Einspeisung in den obersten Bereich des Kombispeichers wird der Betrieb der Fußbodenheizung verhindert. Der Kachelofen schaltet um 1:00 Uhr auf die Beladung des obersten Bereichs im Kombispeicher um, dadurch steigt die Temperatur in diesem Speicherbereich (T_{Sp4} , braun durchgezogen) und es sinkt der Durchfluss durch den Kachelofen ($\dot{V}_{NH}$, gelb). Allerdings wird in diesem Betriebszustand ein noch größerer Anteil des Durchflusses über das Beimischventil zur Versorgung der Fußbodenheizungs-Kreise umgewälzt ($\dot{V}_{FBH}$, grau; vgl. Abbildung 109, punktiert), wenngleich die Leistungsabnahme durch die Fußbodenheizungs-Kreise mit einem Zwei-Wegeventil (innerhalb der Beimischschaltung) gesperrt ist (erkennbar an der Leistung $\dot{Q}_{FBH}$, schwarz). Dadurch wird die Rücklauftemperatur des Kachelofens ungewollt höher gemischt.

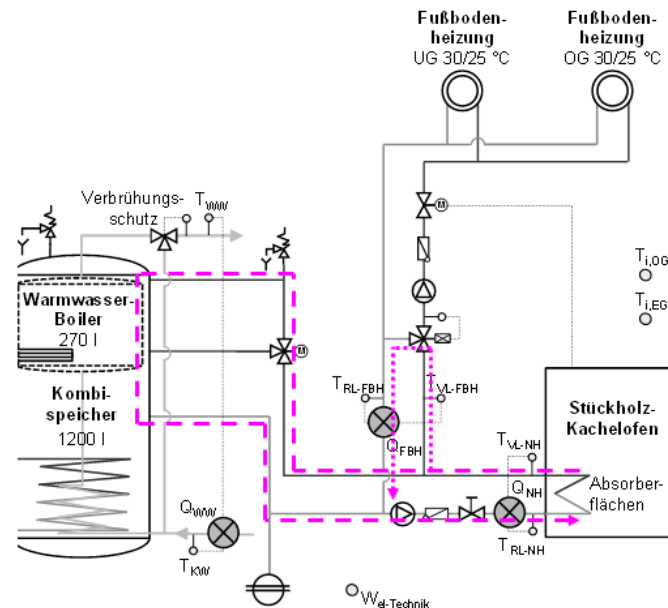


Abbildung 109: Fehlströmung über das Beimischventil im Heizkreislauf bei Betrieb des Kachelofens

Die Optimierungsmaßnahme, dass die Regelung bei ruhender Heizkreispumpe das Beimischventil schließt, wurde vom Fördernehmer beim Installateur beauftragt, konnte jedoch bis zum Stichtag der Berichtslegung noch nicht umgesetzt werden. Kurz vor 3:00 Uhr schaltet die Abbrandautomatik wieder auf die Beladung des mittleren Speicherbereichs um, die mit kleiner werdender Leistung kurz vor 12:00 Uhr endet. Der Betrieb der Fußbodenheizung während der Holzverbrennung ist von 4:30 bis 7:30 Uhr zu beobachten. Die Rücklauftemperatur der Fußbodenheizung (T_{RL-FBH} , cyan) von etwa 32 °C verringert auch die Rücklauftemperatur der Nachheizung (T_{RL-NH} , blau), wodurch die Leistung des Kachelofens etwas größer wird ($\dot{Q}_{NH}$, braun). Der Betrieb der Fußbodenheizung ohne gleichzeitige Holzverbrennung ist am Nachmittag von 16:30 bis 18:15 Uhr an einer Heizleistung von durchschnittlich 2 kW erkennbar. Den Rest des Nachmittags wird ein sehr geringer Durchfluss ($\dot{V}_{FBH}$, grau) bei hoher Rücklauftemperatur (T_{RL-FBH} , cyan) gemessen. Dabei ist die Leistungsabnahme ($\dot{Q}_{FBH}$, schwarz) praktisch null. Hierbei handelt es sich um thermisch induzierte Zirkulationsströmungen entweder bis zur Beimischschaltung der Versorgung der Fußbodenheizungs-Kreise. Derartige Strömungen ließen sich durch Thermosiphone an den Speicheranschlüssen verhindern.

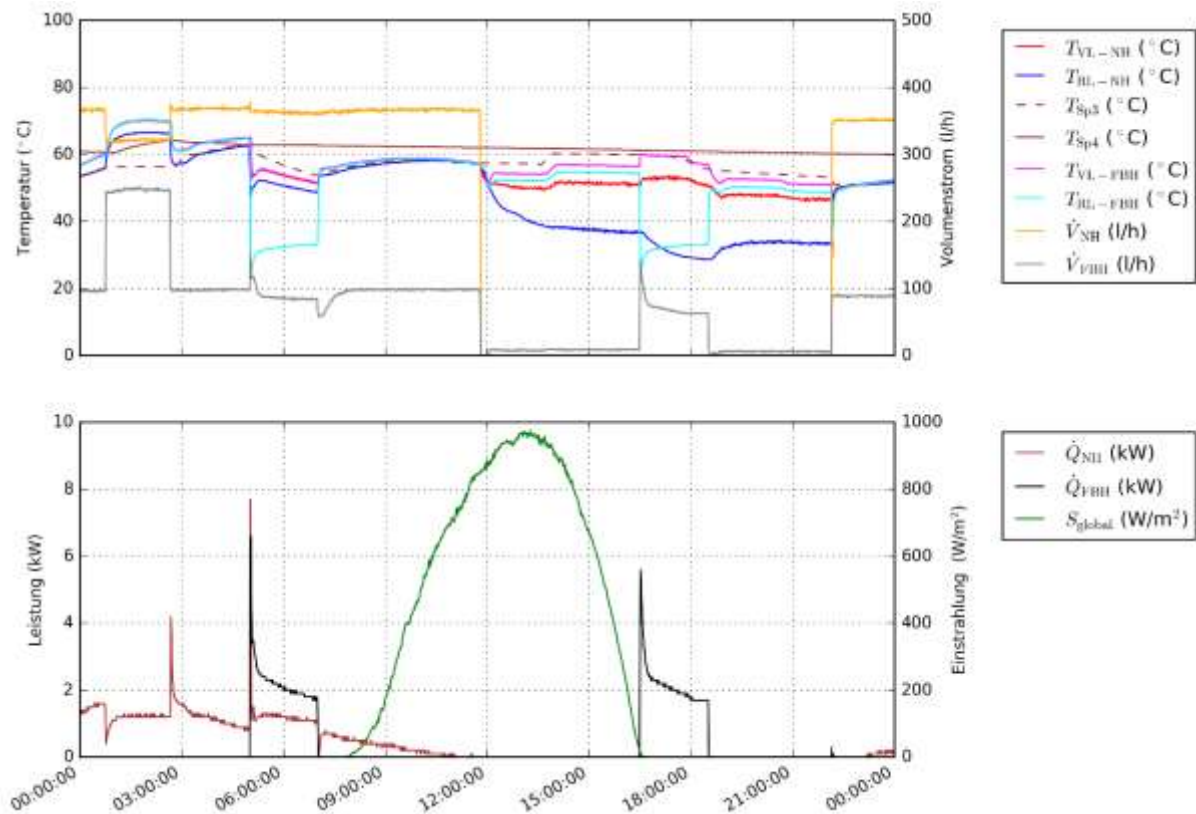


Abbildung 110: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen der Nachheizung, zwei Temperaturen im oberen Teil des Kombispeichers, Vor- und Rücklauftemperaturen der Versorgung der Fußbodenheizkreise, Durchflüsse der Nachheizung und in der Versorgung der Fußbodenheizkreise; Unten: Leistungen der Nachheizung und der Versorgung der Fußbodenheizkreise (19.1.2017)

Die über den Tag verteilten Warmwasserzapfungen sind beispielhaft für den 17.1.2017 in Abbildung 111 dargestellt. Bei einer Temperatur im obersten Bereich des Kombispeichers von über 60 °C (T_{Sp4} , cyan durchgezogen) wird die Zapftemperatur mittels Verbrühungsschutz verlässlich auf etwa 50 °C (T_{WW} , rot) beschränkt. Die Zapfleistung beträgt bis zu 25 kW. Wie geplant senkt die Warmwasserzapfung das Temperaturniveau im untersten Bereich des Speichers (T_{Sp1} , cyan gestrichelt) und steigert damit die Effizienz der Solaranlage.

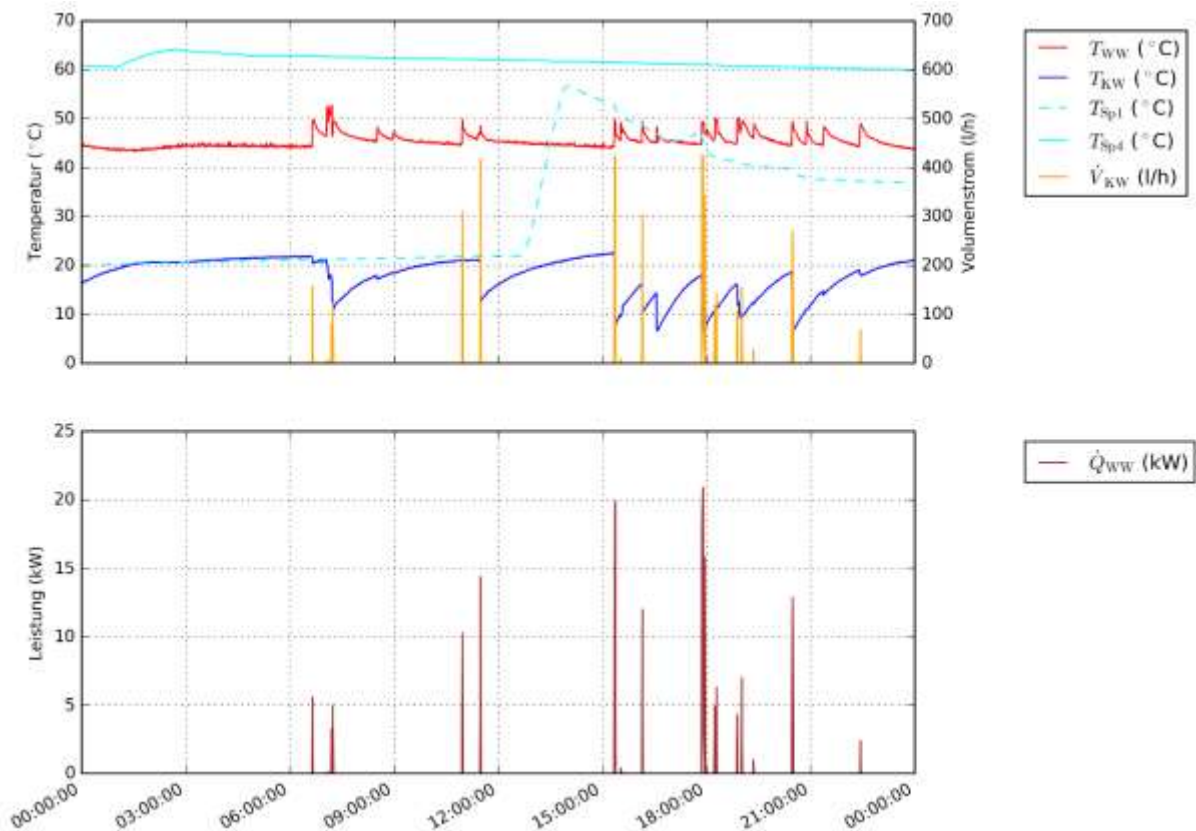


Abbildung 111: Oben: Warm- und Kaltwassertemperatur, Temperatur im untersten und im obersten Bereich des Kombispeichers, Volumenstrom der Warmwasserzapfung; Unten: Leistung der Warmwasserzapfung (17.1.2017)

Die Behaglichkeit des Solarhauses Zellhofer wird durch Abbildung 112 und Abbildung 113 dargestellt. Abbildung 112 zeigt alle Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß (EG) und Obergeschoß (OG) im Monitoringzeitraum in Bezug auf die jeweils vorliegenden Außentemperaturen. Außerdem sind in Abbildung 112 die Behaglichkeitsbänder (gelb: Sehr hohe Behaglichkeit, orange: hohe Behaglichkeit) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Raumtemperaturen im OG sich fast ausschließlich im sehr guten und guten Behaglichkeitsbereich befinden, während die Raumtemperaturen im EG die obere Behaglichkeitsgrenze häufig (ca. 18 % der Jahresstunden, vgl. Abbildung 113) überschreiten.

Im Winter treten Überschreitungen der oberen Behaglichkeitsgrenze ab einer Außentemperatur von -3°C auf, was auf die für Kachelöfen typische direkte Wärmeabgabe an das EG zurückzuführen ist. Die Bewohner des Gebäudes sind mit der Behaglichkeit sowohl im Winter, als auch im Sommer sehr zufrieden.

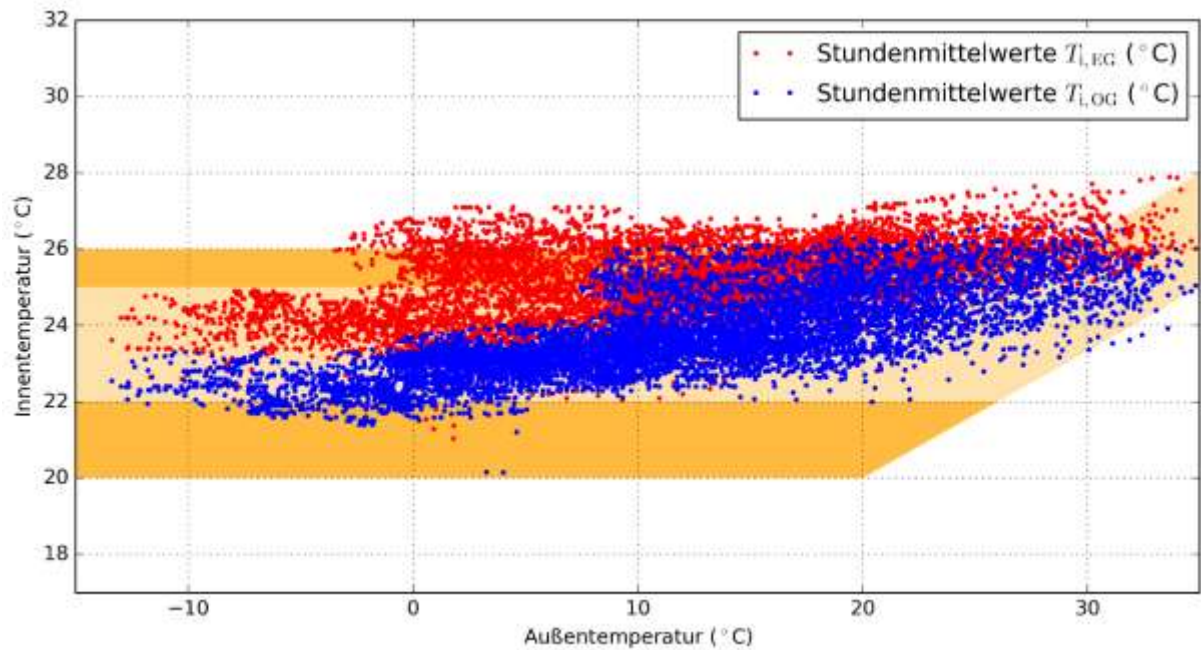


Abbildung 112: Häufigkeit der Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß (EG) und Obergeschoß (OG) bezogen auf die Außentemperatur und Bewertung der Behaglichkeit beim Solarhaus Zellhofer (Jänner bis Dezember 2017)

In Abbildung 113 ist ergänzend zu Abbildung 112 die Häufigkeit der Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß (EG) und Obergeschoß (OG) in Stunden pro Jahr dargestellt. Dem Solarhaus Zellhofer kann eine hohe Behaglichkeit bescheinigt werden.

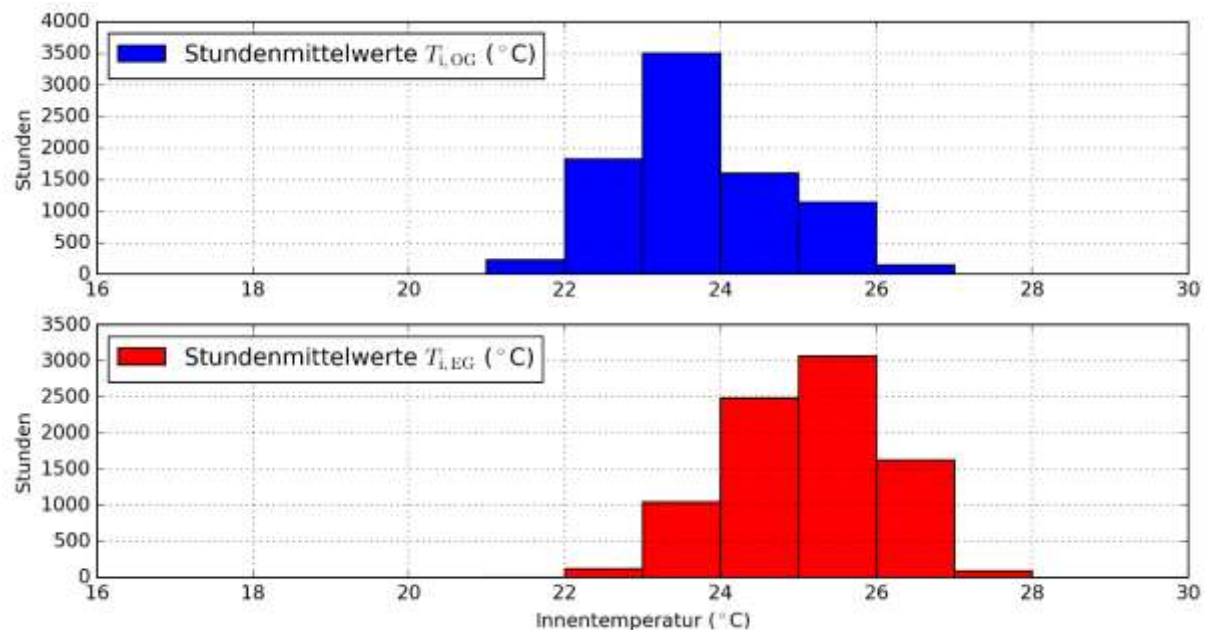


Abbildung 113: Häufigkeit der Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß (EG) und Obergeschoß (OG) beim Solarhaus Zellhofer in Stunden pro Jahr (Jänner bis Dezember 2017)

In Abbildung 114 sind die auftretenden Kerntemperaturen in den aktivierten Bauteilen Erdspeicher ($T_{\text{Beton } 3}$), Bodenplatte ($T_{\text{Beton } 2}$) und Zwischendecke ($T_{\text{Beton } 1}$) bezogen auf die Außentemperatur dargestellt. Erwartungsgemäß weist die Erdspeicherplatte die größte Streuung auf. Da die Erdspeicherplatte weniger Einfluss auf die Raumtemperatur hat, als die Bodenplatte und die Zwischendecke, werden von der Regelung im Winter und der Übergangszeit höhere Temperaturen zugelassen. Durch die größere Nähe zum Erdreich (im Vergleich z.B. zur Bodenplatte) sind auch niedrigere Temperaturen als die

Raumtemperatur (unter 20°C) möglich. Die gleichmäßigste Verteilung weist die Zwischendecke auf, die Bodenplatte liegt mit ihrer Verteilung dazwischen.

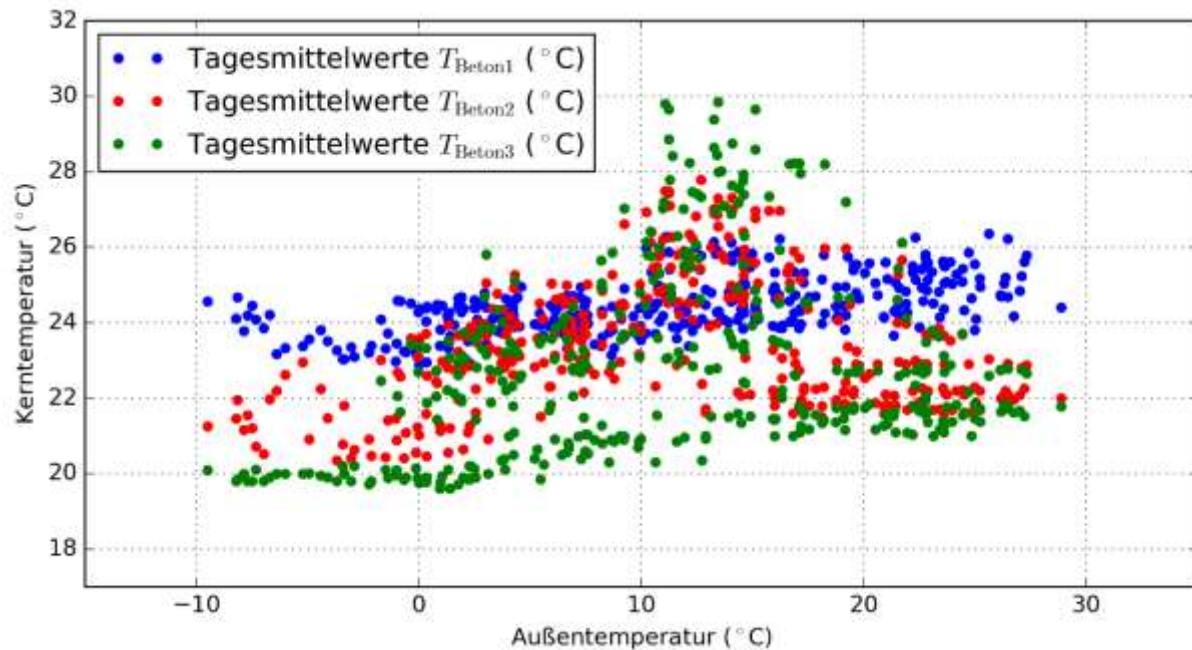


Abbildung 114: Häufigkeit der auftretenden Kerntemperaturen in den aktivierten Bauteilen Erdspeicherplatte, Bodenplatte und Zwischendecke des Solarhauses Zellhofer bezogen auf die Außentemperatur

7.5.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Zellhofer zeigt ein solides Betriebsverhalten. Obwohl die gemessene Einstrahlung dem Simulationswert weitgehend entspricht, ist der gemessene gesamte Solarertrag um 38 % größer als der Simulationswert. Dies liegt hauptsächlich an dem um 75 % größeren gemessenen als simulierten Verbrauch. Dies kann einerseits auf die Beladung der Erdspeicherplatte und andererseits auf erhöhte Raumtemperaturen gegenüber der Wärmebedarfsberechnung, Baufeuchte, klimatische Gegebenheiten, etc. zurückzuführen sein.

Beim Betrieb der wassergeführten Nachheizung durch den Stückholzkachelofen wird ein großer Anteil des Durchflusses über das Beimischventil zur Versorgung der Fußbodenheizungs-Kreise umgewälzt, obwohl die Leistungsabnahme durch die Fußbodenheizungs-Kreise mit einem Zwei-Wegeventil gesperrt ist. Dadurch wird die Rücklauftemperatur des Kachelofens ungewollt höher gemischt. Die Optimierungsmaßnahme, dass die Regelung bei ruhender Pumpe das Beimischventil schließt, wurde vom Fördernehmer beim Installateur beauftragt konnte aber bis zum Stichtag der Berichtslegung nicht umgesetzt werden.

Am Wärmezähler der Fußbodenheizung zeigen sich thermisch induzierte Zirkulationsströmungen aus dem Puffer heraus. Derartige Strömungen ließen sich durch Thermosiphone an den Speicheranschlüssen verhindern.

Das Solarhaus Zellhofer zeichnet sich durch eine hohe Behaglichkeit aus.

7.6 Solarhaus Schachinger, OÖ

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Schachinger
<u>Standort:</u>	4311 Schwertberg
<u>spez. HWB (nach PHPP)</u>	42 kWh/m ² a
<u>EBF</u>	194 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	42 m ² Flachkollektor (Winkler Variosol A)
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	39 m ²
<u>Neigung:</u>	60°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	180° Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1.200 Liter Wasserpuffer, 93 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	9 kW Pelletskessel
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	62 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	268,5 kWh/m ² a (Messung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Solarhaus Schachinger handelt es sich um ein Einfamilienhaus mit 193 m² Energiebezugsfläche und Flachdach (Abbildung 115), welches 2015 errichtet wurde.



Abbildung 115: Südansicht des Solarhauses Schachinger und Solaranlage am Dach
(Quelle: AEE INTEC)

Für die primäre Wärmeversorgung dient die am Flachdach in zwei Reihen aufgeständerte Solaranlage. Laut Simulation soll ein Deckungsgrad von 70 % erreicht werden. Als Nachheizung dient ein Pelletskessel mit 9 kW Leistung. Als Wärmespeicher stehen die bauteilaktivierte Bodenplatte und die beiden Zwischendecken mit einer Gesamtmasse von 93 m³ Beton (53 m³ Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) sowie der 1.200 Liter fassende Pufferspeicher zur Verfügung. Abbildung 117 zeigt schematisch den Aufbau der bauteilaktivierten Bauteile und des Fußbodens. Die Bodenplatte ist nach unten hin mit rund 20 cm XPS gedämmt. Der Fußbodenaufbau bei den beiden Zwischendecken ist gleich. Bei der Fundamentplatte liegen die Rohre der Bauteilaktivierung auf der untersten Bewehrungsebene, bei den beiden Zwischendecken jedoch in der Plattenmitte. Der Rohrleitungsabstand beträgt rund 15 cm.

Die Wärmeverteilung für Raumheizung erfolgt über Bauteilaktivierung und über Fußbodenheizung im Erdgeschoß (ohne Gang) sowie Fußbodenheizkreisen im Obergeschoß (Kinderzimmer, Bad). Die Warmwasserbereitung erfolgt über Tank-in-Tank-Technologie, dessen Vorratsvolumen 270 Liter beträgt.

Das Gebäude ist in den Hang integriert, sodass die Garage ebenerdig in den Keller übergeht, in welchem sich der Heiz- und der sehr kompakte Technikraum befinden (Abbildung 116). Der Pelletskessel benachbarten Heizraum.



Abbildung 116: Technikraum mit Pufferspeicher samt hydraulischen Aufbauten (Quelle: AEE INTEC)

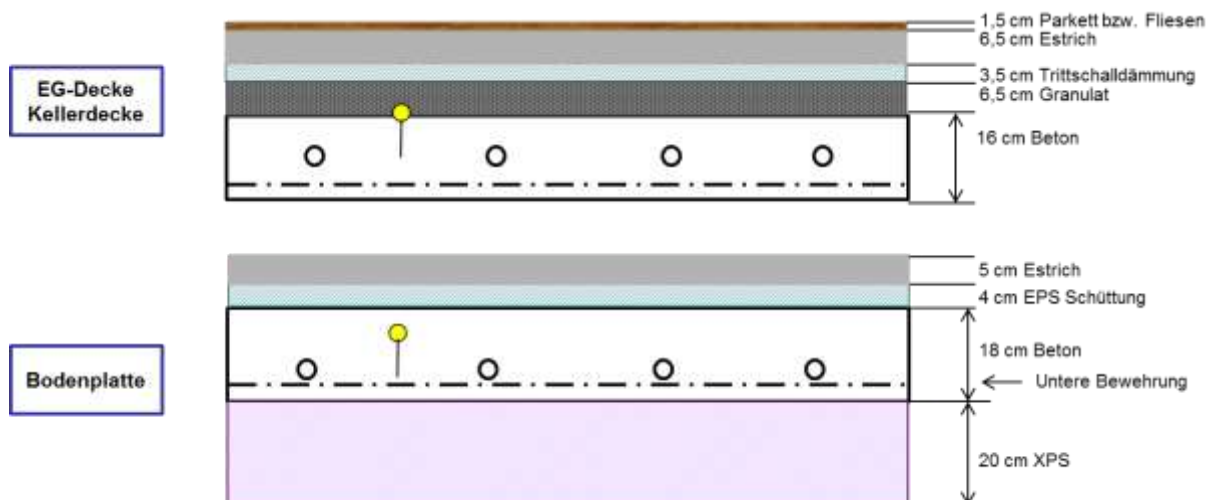


Abbildung 117: Aufbau der bauteilaktivierten Bodenplatte bzw. der Zwischendecken (Kellerdecke, EG-Decke) inkl. Fußbodenaufbau (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Schachinger ist als Blockschaltbild in Abbildung 118 dargestellt. Die Solaranlage liefert einerseits Energie für

die Warmwasserbereitung und Versorgung der Fußbodenheizung in den Pufferspeicher und andererseits wird Bauteilaktivierung direkt versorgt. Die Bauteilaktivierung kann ausschließlich von der Solaranlage beladen werden. Der Pelletskessel stellt die Warmwasserversorgung in einstrahlungsarmen Zeiten sicher und versorgt die Fußbodenheizkreise und den Handtuch-Heizkörper im Badezimmer direkt. Zusätzlich ist zur Notversorgung ein elektrischer Heizstab im Pufferspeicher eingebaut. Fünf Wärmemengenzähler, 4 Ventilstellungen, 2 Stromzähler, 20 Temperatursensoren und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung. In den Betonplatten befindet sich je ein Kerntemperaturfühler, welcher mittig zwischen den Rohrschlangen montiert ist (vgl. Abbildung 117).

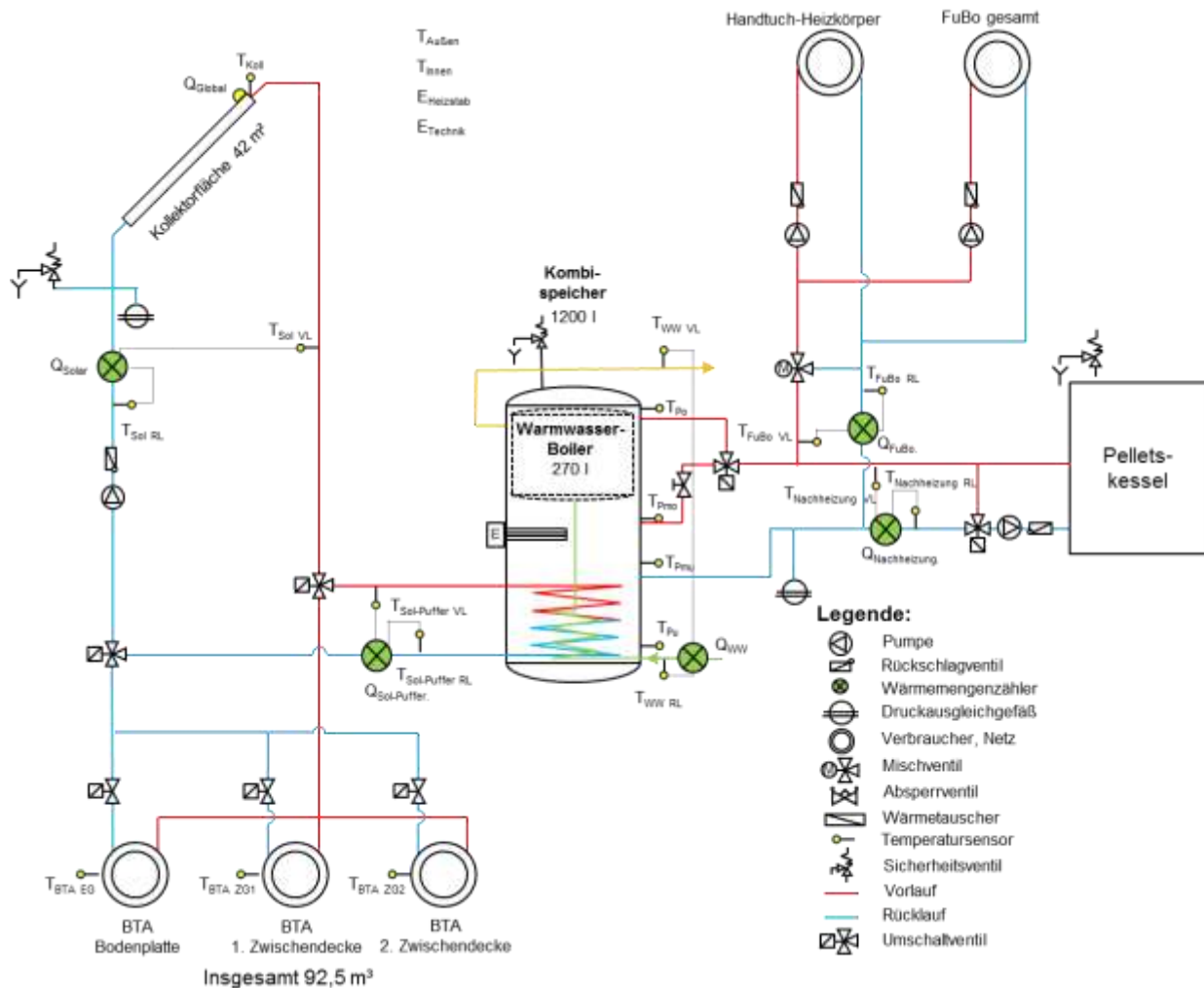


Abbildung 118: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Schachinger
(grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
Q_{Sol}	Wärmemengenzähler im Solarkreis, gesamt
$T_{\text{Sol VL}}$	Solarvorlauftemperatur gesamt
$T_{\text{Sol RL}}$	Solarrücklauftemperatur gesamt
$Q_{\text{Sol-Puffer}}$	Wärmemengenzähler im Solarkreis, Puffereinspeisung
$T_{\text{Sol-Puffer VL}}$	Solarvorlauftemperatur, Puffereinspeisung
$T_{\text{Sol-Puffer RL}}$	Solarrücklauftemperatur, Puffereinspeisung

$G_{\text{Sol-Puffer}}$

Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Puffers

Speicher $T_{\text{P_o}}$

Temperatur in Pufferspeicher oben

 $T_{\text{P_mo}}$

Temperatur in Pufferspeicher mitte-oben

 $T_{\text{P_mu}}$

Temperatur in Pufferspeicher mitte-unten

 $T_{\text{P_u}}$

Temperatur in Pufferspeicher unten

Nachheizung $Q_{\text{Nachheizung}}$

Wärmemengenzähler Nachheizung

 $T_{\text{Nachheizung VL}}$

Vorlauftemperatur Nachheizung

 $T_{\text{Nachheizung RL}}$

Rücklauftemperatur Nachheizung

Fußbodenheizung Q_{FuBo}

Wärmemengenzähler Fußbodenheizung & Handtuchwärmer

 $T_{\text{FuBo VL}}$

Vorlauftemperatur Fußbodenheizung

 $T_{\text{FuBo RL}}$

Rücklauftemperatur Fußbodenheizung

Warmwasser Q_{WW}

Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung

 $T_{\text{WW VL}}$

Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung

 $T_{\text{WW RL}}$

Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung

Sonstiges $T_{\text{Außen}}$

Außentemperatur

 T_{Innen}

Wohnraumtemperatur

 $T_{\text{BTA EG}}$

Bauteilkerntemperatur Erdgeschoß

 $G_{\text{BTA EG}}$

Stellung des Absperrventils BTA EG

 $T_{\text{BTA ZG1}}$

Bauteilkerntemperatur 1. Zwischengeschoß

 $G_{\text{BTA ZG1}}$

Stellung des Absperrventils BTA ZG 1

 $T_{\text{BTA ZG2}}$

Bauteilkerntemperatur 2. Zwischengeschoß

 $G_{\text{BTA ZG2}}$

Stellung des Absperrventils BTA ZG 2

 E_{Heizstab}

Strombedarf Heizstab im Puffer

 E_{Technik}

Strombedarf der Haustechnik

7.6.3 Energiebilanz

Abbildung 119 stellt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Solarhaus Schachinger“ dar. Als Wärmeerzeuger stehen die Solaranlage (gelb), der Pelletskessel (Q-Nachheizung, grün) und eine Heizpatrone (E-Heizpatrone, hellblau) zur Verfügung. Der Wärmeverbrauch teilt sich auf in Bauteilaktivierung Fundament (rot), Bauteilaktivierung Erdgeschoß-Decke (dunkelrot), Bauteilaktivierung Obergeschoßdecke (rosa), Warmwasser (violett), und Fußbodenheizung (dunkelblau) auf. Der Wärmemengenzähler der Fußbodenheizung zählt auch die Wärme für den Handtuchwärmer im Badezimmer, welcher das ganze Jahr aktiv ist. Dadurch und durch eine Fehlzirkulation im Heizkreis (vgl. Detailauswertung) ist auch in den Sommermonaten Mai bis September eine Abnahme am Fußbodenheizungs-Wärmemengenzähler (dunkelblau) erkennbar. In der Übergangszeit kann der Großteil der Heizlast über die Betonteilaktivierung abgedeckt werden. Da die Beheizung der Fundamentplatte die niedrigste Priorität darstellt, wird sie nur in Monaten mit Solarüberschuss gespeist. Die Solarenergie wird in den Monaten

Dezember, Jänner und Februar fast ausschließlich zur Beheizung der Betonteilaktivierung genutzt.

Die Heizpatrone war nie in Betrieb.

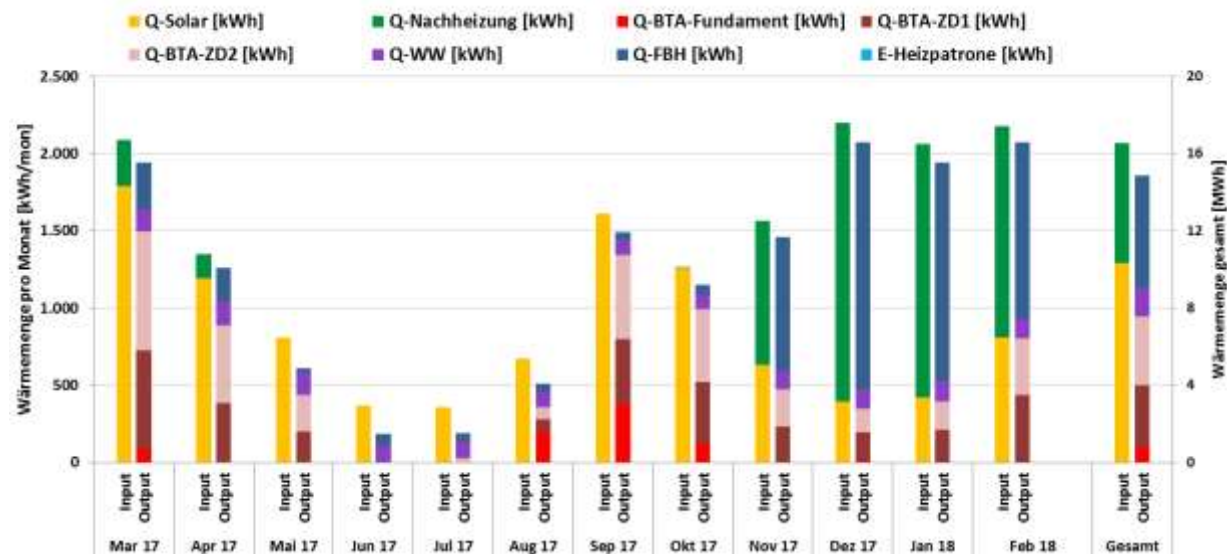


Abbildung 119: Energiebilanz der Anlage „Solarhaus Schachinger“ (März 2017 bis Februar 2018)

7.6.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 120 bis Abbildung 122) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Die Simulationsergebnisse werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der 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 59,5 m³ (Wasseräquivalent) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert. Ein Vergleich des gemessenen mit dem prognostizierten spezifischen Solarertrags sowie der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 120 angeführt. Laut der Anlagensimulation zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 229 kWh/m²a prognostiziert. Der gemessene Solarertrag liegt mit 268 kWh/m²a leicht über der Prognose, was primär auf den erhöhten Verbrauch zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 122). Die gemessene Globalstrahlung liegt rund 5 % unter der prognostizierten.



Abbildung 120: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung für das Solarhaus Schachinger (März 2017 bis Februar 2018)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Einreichers mit rund 70 % angegeben. In den Monaten März bis Oktober liegen die prognostizierten solaren Deckungsgrade bei 100 % (siehe Abbildung 121), welche nur von Mai bis September erreicht werden können. In den Wintermonaten liegt der gemessene solare Deckungsgrad teilweise weit unter dem erwarteten Wert. Speziell im November führen schlechte Wetterlage und erhöhter Verbrauch zu einem Deckungsgrad von 40 % statt den prognostizierten 90 %. Insgesamt ergibt sich über das Jahr gesehen ein gemessener solarer Deckungsgrad von 62 %.

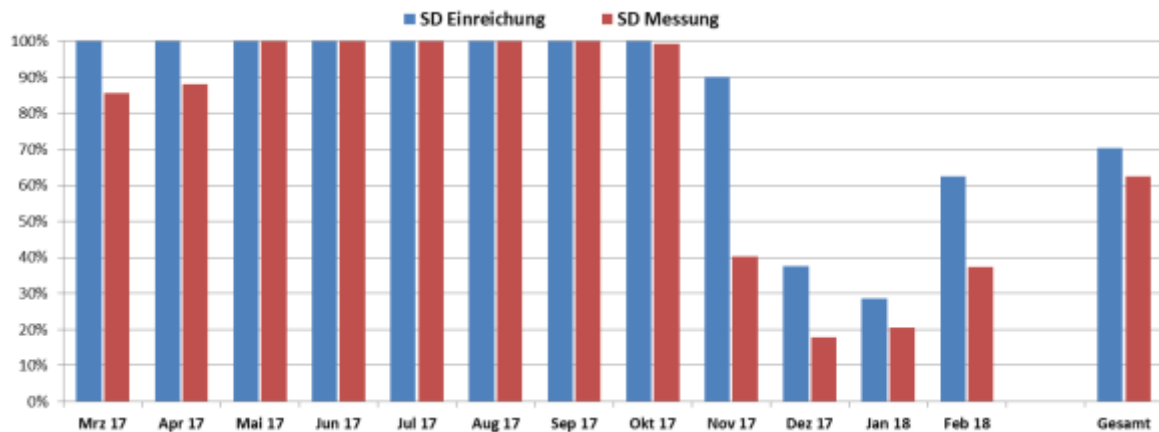


Abbildung 121: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Schachinger (März 2017 bis Februar 2018)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit rund 11 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen gesamten Wärmeabnahme ist Abbildung 122 zu entnehmen. Der gemessene Verbrauch ist um rund 36 % höher als der prognostizierte. Gründe für den erhöhten Verbrauch können erhöhte Raumtemperaturen gegenüber der Wärmebedarfsberechnung, Baufeuchte, klimatische Gegebenheiten, die teilfertiggestellte Fassade, etc. sein.

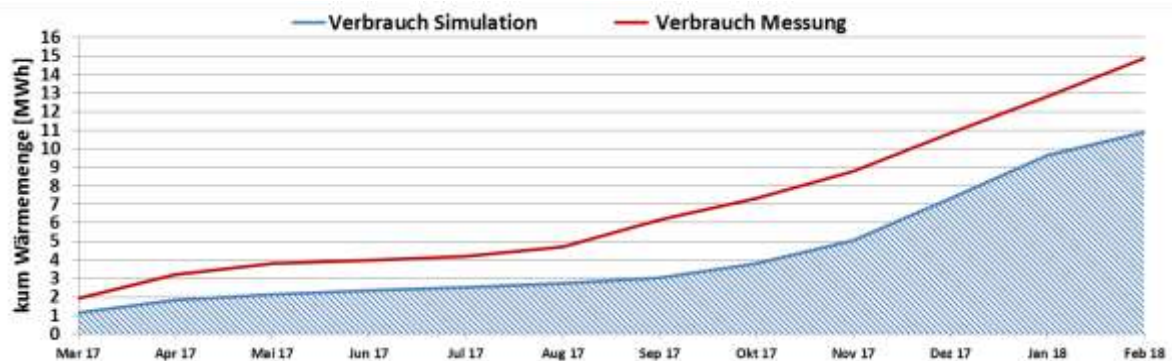


Abbildung 122: Prognostizierter und gemessener monatlicher Wärmeverbrauch für das Solarhaus Schachinger (März 2017 bis Februar 2018)

7.6.5 Detailbetrachtungen und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. Bei der Analyse der Anlage kann dabei insbesondere das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage mit der Betonteilaktivierung als interessant angesehen werden. So wird folgend einerseits auf die Betriebsweise bzw. etwaige Optimierungen und im weiteren Verlauf auf das Zusammenspiel bzw. die Effekte der Bauteilaktivierung auf die solarthermische Anlage eingegangen.

Abbildung 123 zeigt die Temperaturverläufe und die Volumenströme des Solarkreislaufs, die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie die Außentemperatur an einem einstrahlungsreichem Tag in der Übergangszeit im März. Bereits bei niedriger Einstrahlung und geringen Kollektortemperaturen schaltet die Solaranlage (VD-Solar, orange) ein und speist in die Bauteilaktivierung ein. Sobald die Kollektortemperaturen hoch genug sind, wird auf Pufferbetrieb geschaltet (VD_Sol-Puffer, gelb). Da der Pufferspeicher zum Schutz des innenliegenden Warmwasserboilers (hinsichtlich Kalkausfall) nicht über 65 °C aufgeheizt wird, schaltet die Solaranlage nach kurzer Zeit wieder auf die Bauteilaktivierung zurück. Die Ventilstellungen der Bauteilaktivierung sowie die dazugehörigen Betonkern- und Raumtemperaturverläufe sind in Abbildung 124 dargestellt. Aufgrund des Solareintrags steigen die Betonkerntemperaturen um ca. 2,5 K an.

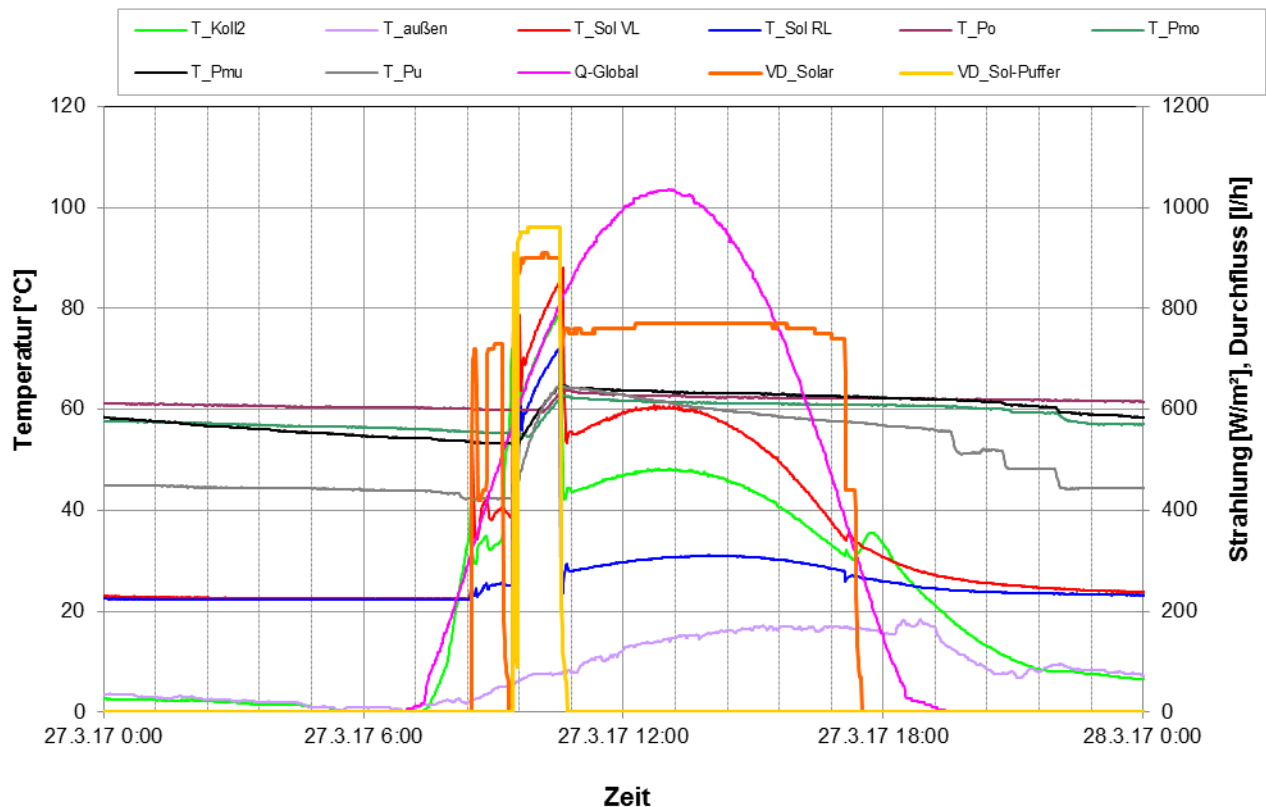


Abbildung 123: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Volumenströme im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag in der Übergangszeit (27.03.2017)

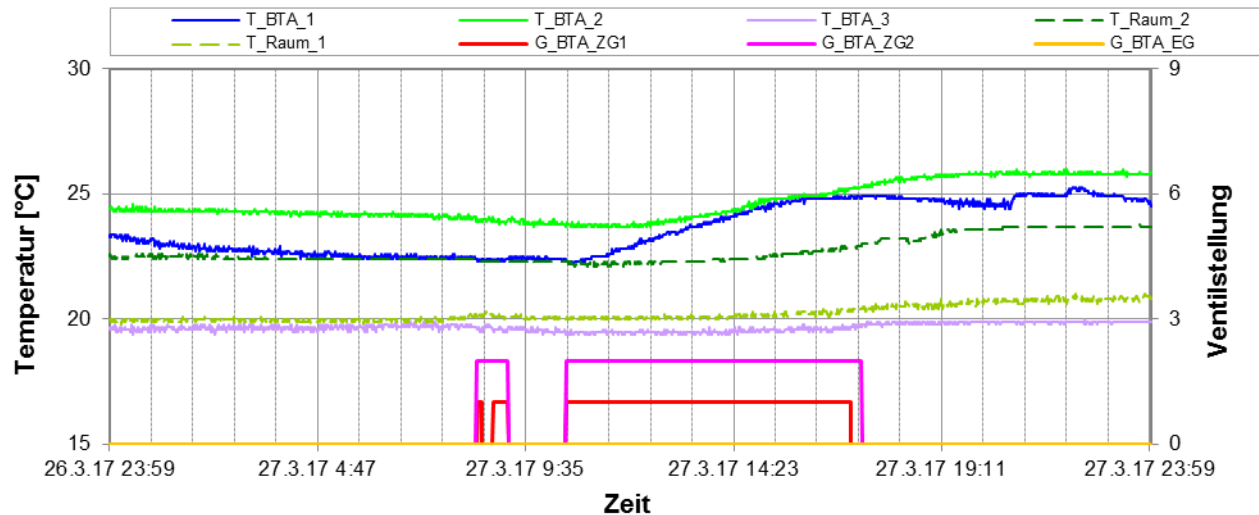


Abbildung 124: Beispielhafter Verlauf Betonkern- und Raumtemperaturen sowie Ventilstellung der Betonkernaktivierung (Zwischendecke 1 ein = VS 1; Zwischendecke 2 ein = VS 2; Fundamentplatte ein = VS 3) an einem einstrahlungsreichen Tag in der Übergangszeit (27.03.2017)

Abbildung 125 zeigt die Temperaturverläufe und die Volumenströme des Solarkreislaufs, die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie die Außentemperaturen an zwei einstrahlungsreichen Tagen im Juli. Aufgrund der maximalen Pufferspeichertemperatur von 65 °C und da die Betonteilaktivierung bei diesen hohen Außentemperaturen nicht benötigt wird, geht die Solaranlage an schönen Tagen im Sommer bereits nach kurzer Zeit in Stagnation. Abbildung 125 links zeigt den Betrieb der Solaranlage am 05.07.2017. Aufgrund von Lufteinlagerungen in Kollektorfeld 2 ging dieses unabhängig von den oben erwähnten Ursachen ab Mitte Juni nicht mehr in Betrieb und damit in Stagnation. Mitte Juli wurde dieser Defekt behoben und seither liefern beide Kollektorfelder wieder Solarenergie (vgl. Abbildung 125 recht, 18.07.2017).

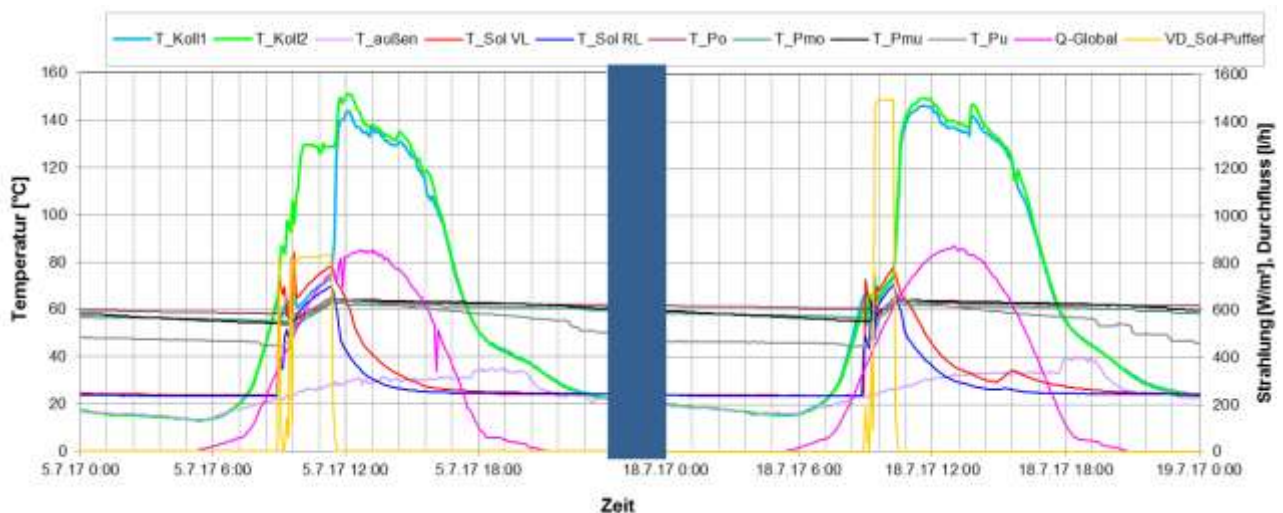


Abbildung 125: Verlauf von Temperaturen und Volumenströme im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Außentemperatur für zwei sonnenreiche Tage (05.07.2017 und 18.07.2017)

Abbildung 126 zeigt die Temperaturverläufe und die Volumenströme des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte, die Pufferspeichertemperaturen sowie die Außentemperatur an einem Wintertag mit mäßiger Einstrahlung. Die Solaranlage speist an diesem Tag nur in die Betonteilaktivierung ein (VD_Sol-Puffer nie in Betrieb, gelb). Der Puffer wird in der Winterzeit hauptsächlich über die Nachheizung erwärmt. Dazu sind in Abbildung 127 der Verlauf der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen

sowie die Durchflüsse der Nachheizung und auch von den Verbrauchern (Fußbodenheizung, Warmwasser) dargestellt. Der Pelletskessel schaltet ein, sobald die mittleren Speichertemperaturen (T_{Pmo} , T_{Pmu}) einen Wert um die 30 °C erreichen. Wenn die Fußbodenheizung (VD_FuBo, gelb) und der Pelletskessel (VD_Nachheizung, grün) gleichzeitig in Betrieb sind, wird die Fußbodenheizung direkt vom Kessel gespeist (T_{VL_FuBo} , rot = $T_{VL_Nachheizung}$, violett). Andernfalls bezieht die Fußbodenheizung die Wärme aus dem Pufferspeicher. Am 07.12.2017 sind Fußbodenheizung und Nachheizung zweimal gleichzeitig aktiv, einmal von ca. 09:00 bis 10:00 Uhr und dann von ca. 13:00 bis 15:30 Uhr. Beide Male schaltet die Fußbodenheizung ein, leert den Puffer und aktiviert damit wieder die Nachheizung. Sobald die Fußbodenheizung abschaltet, speist die Nachheizung solange in den Puffer ein, bis im ganzen Puffer wieder eine Temperatur über 55 °C herrscht. In Fällen, wo die Nachheizung in Betrieb ist, die Fußbodenheizung jedoch nicht (05:00 bis 06:00 Uhr, 10:00 bis 11:00 Uhr und 15:30 bis 16:00 Uhr) wird am Wärmemengenzähler der Fußbodenheizung ein Fehlstrom über das geschlossene Dreiwege-Ventil von ca. 100 l/h gemessen. Diese Fehlströmung ist durch die vernachlässigbare Temperaturdifferenz zwischen „ $T_{FuBo\ VL}$ “ (rot) und „ $T_{FuBo\ RL}$ “ (blau) bei gleichzeitigem Durchfluss am Wärmemengenzähler (VD_FuBo, gelb) identifizierbar.

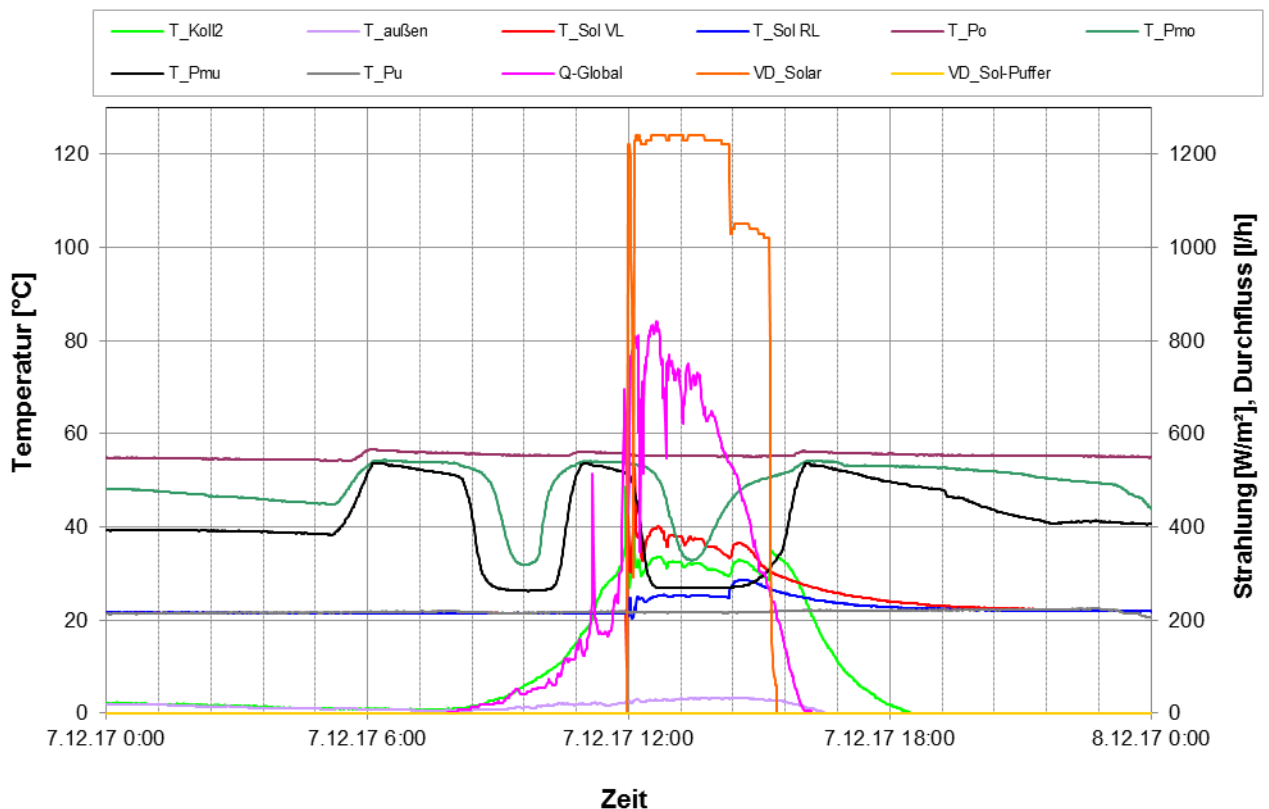


Abbildung 126: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Volumenströme im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Außentemperatur an einem Tag im Dezember (07.12.2017)

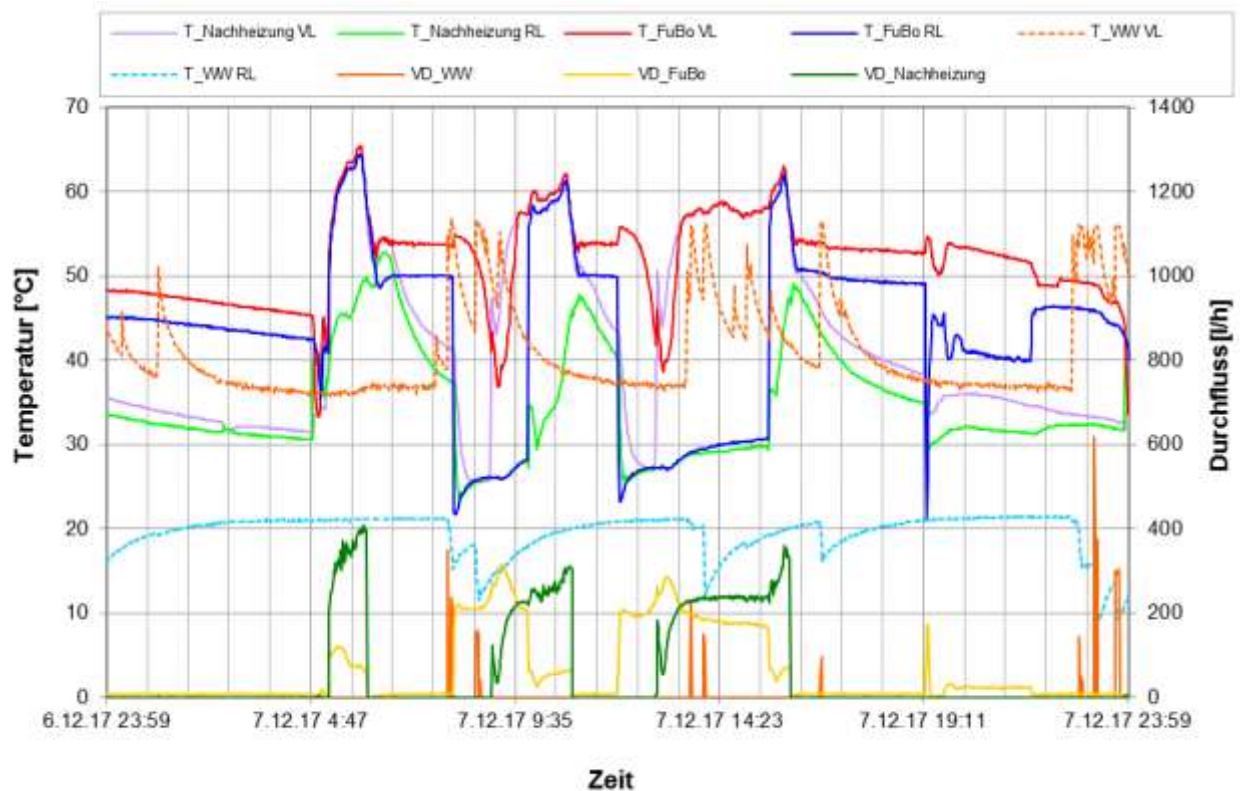


Abbildung 127: Beispielhafter Verlauf von Vorlauf- und Rücklauftemperaturen sowie Volumenströme von Verbrauchern Fußbodenheizung und Warmwasser sowie vom Pelletskessel (07.12.2017)

Hinzu kommt eine thermisch getriebene Zirkulation von 4-9 l/h zwischen dem Pufferspeicher und dem Beimischventil am Heizkreis (vgl. Abbildung 128).

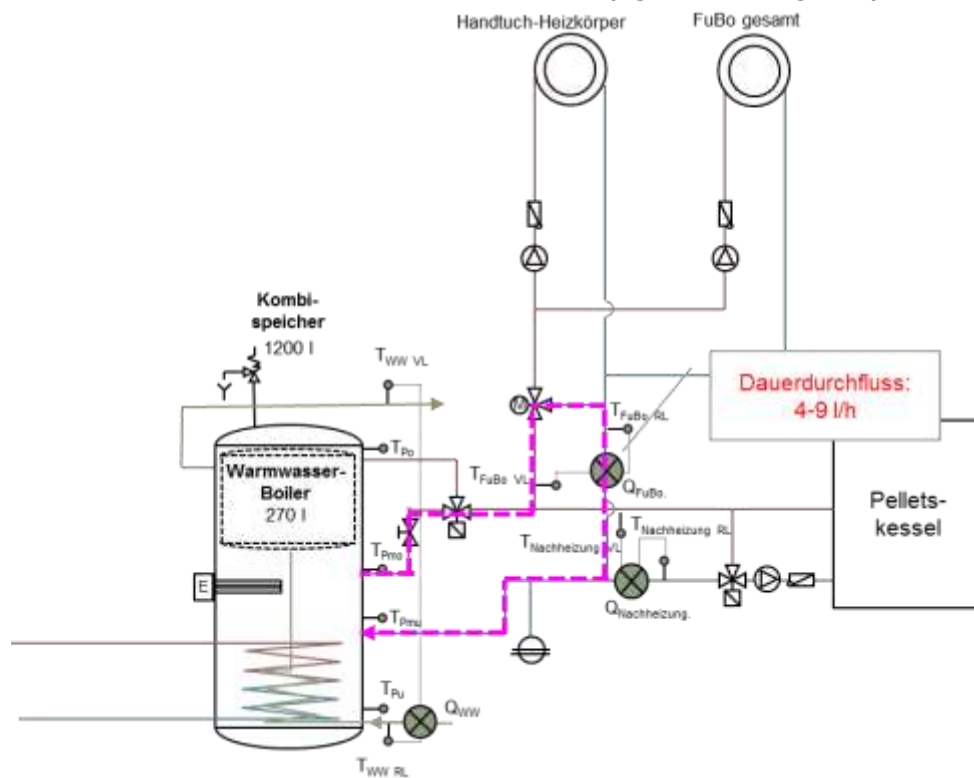


Abbildung 128: Thermisch getriebene Zirkulation im Heizkreislauf im Solarhaus Schachinger

Diese ungewollte Zirkulation kann im Sommer, wenn es keinen Bedarf von Fussbodenheizung und keinen Kesselbetrieb gibt, mit einem manuellen Absperrventil unterbunden werden. Nachteilig an dieser Lösung ist, dass dadurch der Handtuchtrockner, welcher am gleichen Heizkreis wie die Fussbodenheizung hängt, nicht betrieben werden kann.

Um den Nutzen einer Unterbindung der Fehlzirkulation abzuschätzen, wurde an einem schönen Tag im Oktober das Absperrventil geschlossen. Abbildung 129 zeigt den Verlauf der Pufferspeichertemperaturen und von Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Durchflüsse von der Fußbodenheizung und dem Warmwasserverbrauch an zwei verschiedenen, einstrahlungsreichen Tagen (29.09.2017 und 14.10.2017). In beiden Fällen wurde der Speicher voll aufgeladen. Am 14.10.2017 (rechts) wurde von 08:30 bis 17:10 Uhr das Absperrventil manuell geschlossen und somit die thermisch getriebene Zirkulation im Heizkreis unterbunden (VD_FuBo, orange = 0). An beiden Tagen wurde nach dem Beheizen des Puffers (bis 10:30 Uhr) keine zusätzliche Wärme entnommen. Tabelle 4 zeigt jeweils die Start- und Endpuffertemperaturen sowie den berechneten Speicherinhalt bezogen auf eine Referenztemperatur von 10 °C.

Tabelle 4: Puffertemperaturen an den beiden betrachteten Tagen jeweils um 10:30 und 17:10 Uhr sowie der berechnete Speicherinhalt bezüglich einer Referenztemperatur von 10 °C

	10:30			
	29.09.2017	14.10.2017	29.09.2017	14.10.2017
Po	63,8 °C	63,7 °C	75,18 kWh	74,94 kWh
Pmo	62,2 °C	62,1 °C		
Pmu	64,7 °C	64,4 °C		
Pu	64,5 °C	64,3 °C		
	17:10			
Po	62,7 °C	62,5 °C	71,81 kWh	71,91 kWh
Pmo	60,8 °C	60,7 °C		
Pmu	63,2 °C	63 °C		
Pu	57 °C	58,2 °C		

An dem Tag mit geschlossenem Absperrventil traten um 0,33 kWh geringere Verluste auf. Dieser Wert berücksichtigt jedoch auch die Pufferverluste. Eine Berechnung der gesamten Verluste der Fehlzirkulation ergab 111 kWh/a, das entspricht rund 7 % der gesamten Puffer- und Verteilverluste des Systems. Der Mehraufwand für das manuelle Schließen bzw. Öffnen des Absperrventils zur rechten Zeit steht daher in keinem Verhältnis zu den dadurch möglichen Einsparungen.

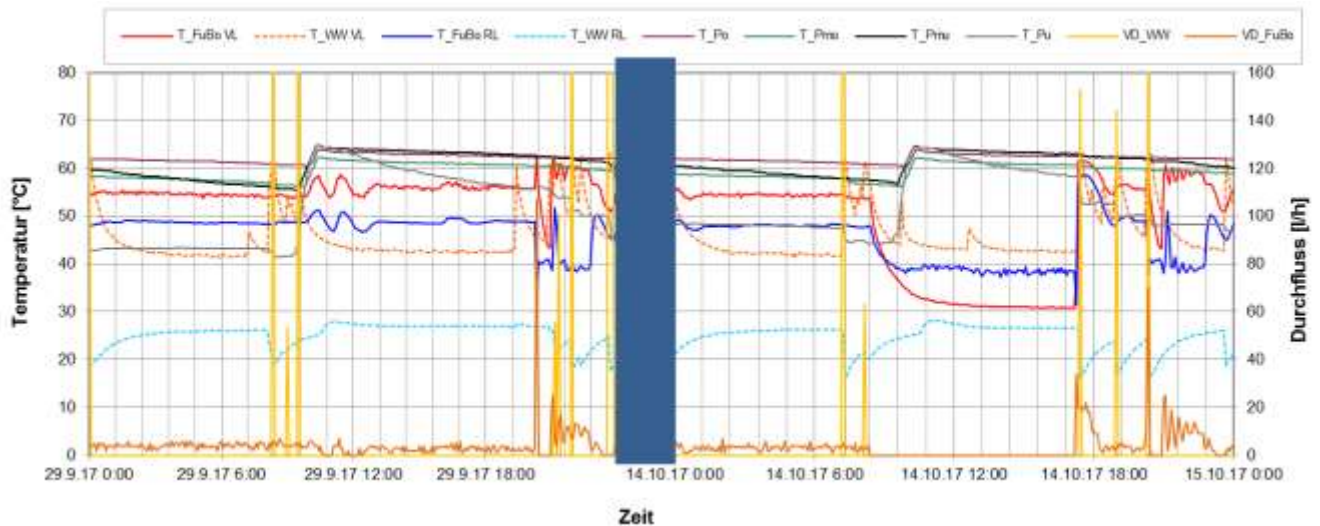


Abbildung 129: Verlauf von Vorlauf- und Rücklauftemperaturen sowie Volumenströme von Verbrauchern Fußbodenheizung und Warmwasser an zwei verschiedenen Tagen (29.09.2017 und 14.10.2017)

Als weiterführende Analyse wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 130). Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen über einen weiten Bereich innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Tendenziell sind die Raumtemperaturen in der kalten Jahres eher am unteren Rand. Das Obergeschoß (blau) ist speziell im Winter um einige Grad kühler als das Untergeschoß (rot). Dies ist auf die Position der Raumtemperaturfühler und die Beladestrategie zurückzuführen. Der Raumtemperaturfühler im Erdgeschoß befindet sich im Koch-/Wohnbereich mit großen Fensterflächen für passive Einstrahlung wo sich zusätzlich auch eine Fußbodenheizung befindet. Der Raumtemperaturfühler im Obergeschoß befindet sich in einem Gang zu Badezimmer und Schlafzimmer, wo keine Fußbodenheizung verlegt ist. Dadurch ist der Fühler im Erdgeschoß einer generell wärmeren Umgebung ausgesetzt und erklärt die höheren Temperaturen.

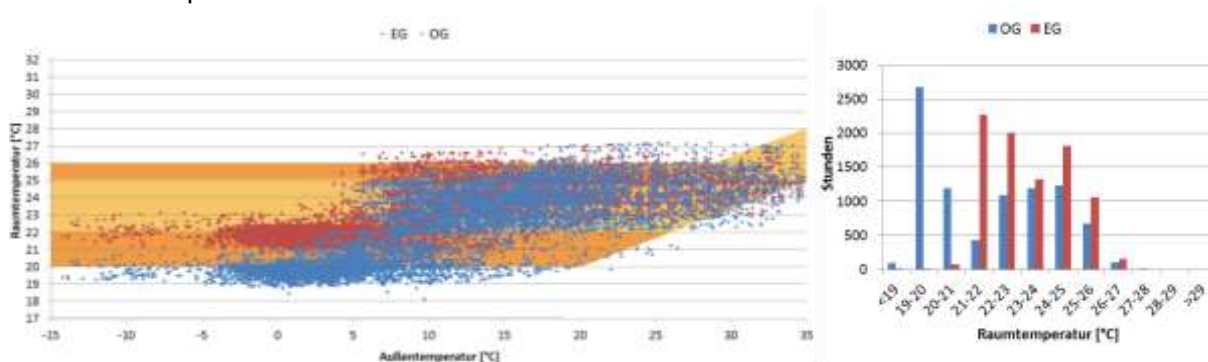


Abbildung 130: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen aufgetragen über der Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) für den Zeitraum März 2017 bis Februar 2018

Abbildung 131 zeigt die Tagesmittelwerte der Kerntemperaturen sowie deren Häufigkeitsverteilung im Monitoringzeitraum. Hierbei zeigt sich, dass die Zwischendecken (ZG2, blau und ZG1, rot) zwischen 21 °C und 25 °C betrieben werden, was sich auch in den Raumtemperaturen niederschlägt. Die Fundamentplatte (EG, grün) wird zwischen 19 °C und 23 °C betrieben, um eine Überwärmung des Kellergeschosses zu vermeiden.

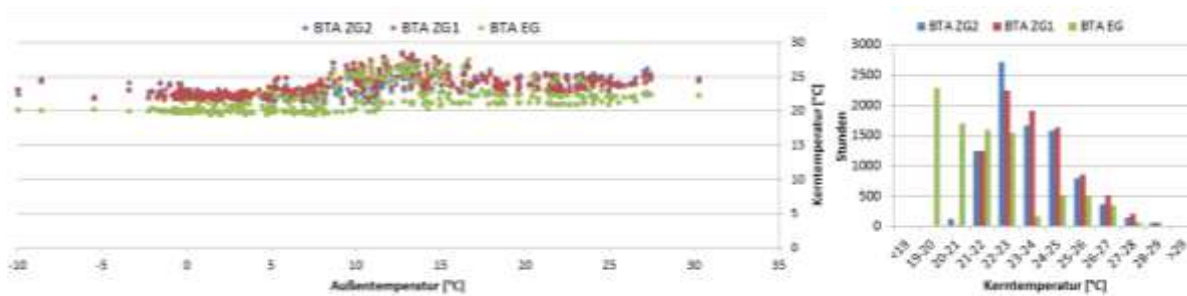


Abbildung 131: Tagesmittelwerte (links) und Häufigkeitsverteilung (rechts) der Kerntemperaturen (links) für den Zeitraum März 2017 bis Februar 2018

Des Weiteren ist in Abbildung 132 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar gesamt, Solar in Puffer) zum Temperaturniveau (Vor- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des Monitoringzeitraums (März 2017 bis Februar 2018). Der Puffer wird erst ab einer Vorlaufftemperatur von 55 °C beladen. Trotz der maximalen Puffertemperatur von 65 °C wird der Puffer mit bis zu 90 °C gespeist. Dies ist durch den internen Wärmetauscher, kurzen Einspeiszeiten bedingt. Die Betonteilaktivierung wird auf einem Temperaturniveau zwischen 30 °C bis 60 °C betrieben. Aufgrund der thermischen Eigenschaften von Beton liegt die solare Rücklaufftemperatur auf einem niedrigen Temperaturniveau, was die Effizienz der Solaranlage in diesem Betriebsmodus erhöht.

In Abbildung 133 ist die Wirkungsgradkennlinie des eingesetzten Kollektortyps laut Solar Keymark Datenblatt bei 1000 W/m² Einstrahlung und 30 °C Außentemperatur dargestellt. Die mittlere gewichtete Kollektortemperatur im Zeitraum März 2017 bis Februar 2018 bei Beladung der Bauteilaktivierung (BTA) liegt bei rund 36 °C (blauer Punkt) und damit bezüglich Wirkungsgrad besser als während der Pufferladung mit rund 64 °C (roter Punkt).

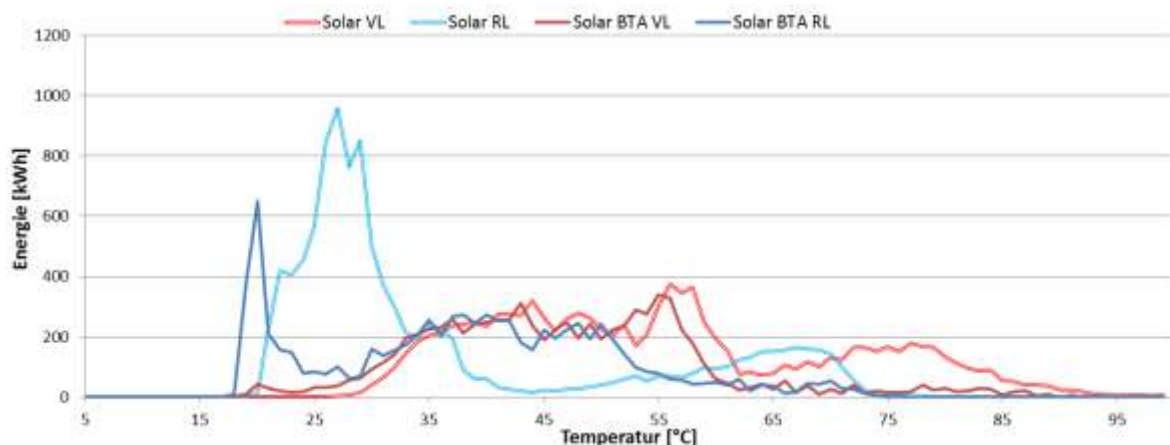


Abbildung 132: Darstellung der Wärmemengen (Solar gesamt und Solar in Betonteilaktivierung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- und Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in rot und blau) im Betrachtungszeitraum März 2017 bis Februar 2018)

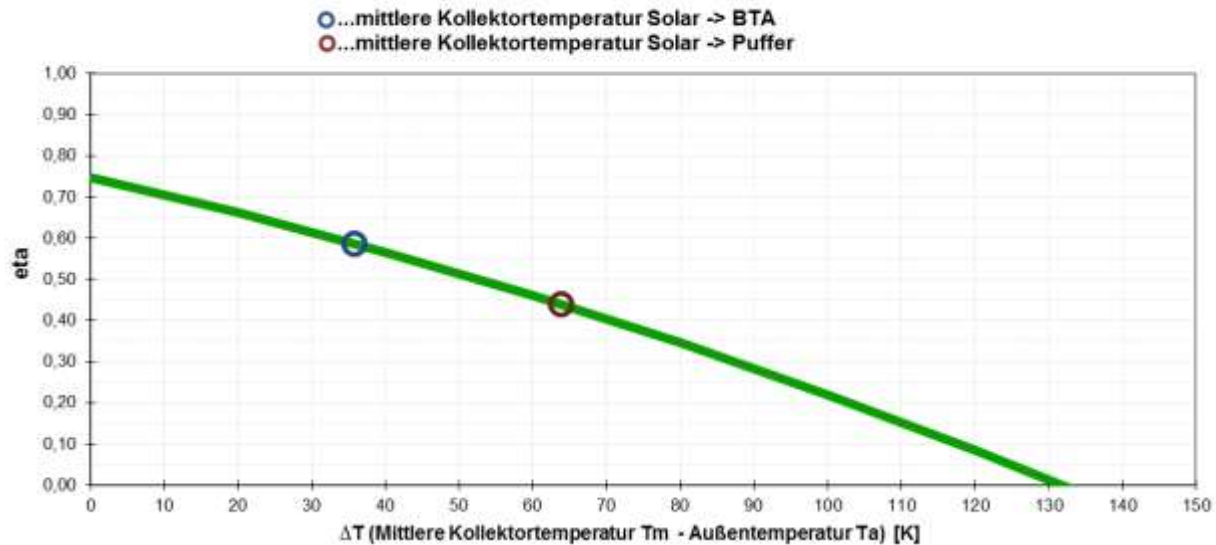


Abbildung 133: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Schachinger eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen März 2017 bis Februar 2018 bei den Betriebszuständen Pufferladung (roter Punkt) und Beladung der Bauteilaktivierung (blauer Punkt)

7.6.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und zufriedenstellend bei guten spezifischen solaren Erträgen und 100 % solarer Deckung in den Sommermonaten bezeichnet werden. Insgesamt wurde ein solarer Deckungsgrad von 62 % erreicht, was wesentlich auf einen erhöhten Verbrauch zurückzuführen ist. Gründe für den erhöhten Verbrauch können erhöhte Raumtemperaturen gegenüber der Wärmebedarfsberechnung, Baufeuchte, klimatische Gegebenheiten und die teilfertiggestellte Fassade sein.

Im Fußbodenheizungskreis wurde eine thermische Fehlströmung über das Beimischventil der Fußbodenheizung festgestellt. Die dadurch entstehenden Verluste liegen im Bereich von 7 % der gesamten Puffer- und Verteilverluste. Daher steht der manuelle Aufwand des regelmäßigen Zu- und Aufdrehens des Absperrventils in keinem Verhältnis zu den dadurch möglichen Einsparungen.

Des Weiteren konnte im Verlauf der Anlagenanalyse Luft in einem Kollektorfeld detektiert werden, was zu Teilstagnation der Solaranlage führte. Dieser Fehler wurde umgehend behoben.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe sowie die berechneten Kennzahlen aus den Messdaten eine stabile Betriebsweise des Solarhauses Schachinger zeigen.

7.7 Solarhaus Lindenberger, Ktn.

7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Lindenberger
<u>Adresse:</u>	9313 St. Georgen am Längssee
<u>spez. HWB (lt. Energieausweis):</u>	24,1 kWh/(m ² a)
<u>BGF:</u>	465 m ²
<u>Art der Speicher:</u>	Pufferspeicher (Wasser), Bauteilaktivierung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	32,7 m ² (13 Stk.) Flachkollektor (Solarenergy), davon 5 Stk. ins Dach integriert und 8 Stk. an der Böschung montiert
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	30,4 m ²
<u>Neigung:</u>	35° auf dem Dach und 65° an der Böschung
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	145° SO
<u>Energiespeichervolumen:</u>	8,5 m ³ Pufferspeicher (Wasser), 50 m ³ Beton Bauteilaktivierung (BTA)
<u>Nachheizungssystem:</u>	Sole-Wasser-Wärmepumpe (5,2 kW Heizleistung bei B0/W35)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	78,4 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	492 kWh/(m ² a) (Messwert, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Solarhaus Lindenberger handelt es sich um ein dreigeschossiges Einfamilienhaus (UG, EG, OG) (Südosthanglage) mit 465 m² Brutto-Grundfläche (BGF). Sowohl die Decke zwischen Unter- und Erdgeschoss, als auch die Bodenplatte des Untergeschosses werden im Bereich der Wohnräume thermisch aktiviert (Gesamtmasse: 50 m³ Beton, entspricht 28,6 m³ Wasseräquivalent). Zusätzlich wird ein 8,5 m³ Pufferspeicher, der über beide Geschosse reicht, für die Raumheizung (überwiegend Niedertemperaturheizung mit Fußboden- und Wandheizung) und Warmwasserbereitung eingesetzt (externes Frischwassermodul). An die Zwischenwände um den Pufferspeicher schließen Treppen und Vorräume an. Abbildung 134 zeigt die Westansicht des Gebäudes samt Solarkollektoren auf dem Dach (aufgeständert dargestellt, tatsächlich ins Dach integriert) und auf der Böschung. Abbildung 135 zeigt die Südansicht des Gebäudes und den integrierten Pufferspeicher.



Abbildung 134: Westansicht des Gebäudes mit Solarkollektoren auf dem Dach (hier aufgeständert dargestellt, tatsächlich sind sie in das Dach integriert) und auf der Böschung (Quelle: Einreichunterlagen des Fördernehmers)

Die Wärmeversorgung erfolgt zum wesentlichen Teil (78,4 % laut Messung) mit Hilfe der solarthermischen Anlage mit einer Bruttokollektorfläche von 32,7 m² (siehe Abbildung 135). Die Azimut-Ausrichtung des Gebäudes sowie der Kollektorflächen ist 35° aus Süden in Richtung Osten, und die Neigung der Solarkollektoren beträgt 35° auf dem Dach und 65° auf der Böschung.



Abbildung 135: Südansicht des nahezu fertigen Gebäudes (links); Ansicht des integrierten Pufferspeichers (rechts, Quelle: AIT)

Als Nachheizsystem wird eine Sole-Wasser-Wärmepumpe in Verbindung mit 400 m² Flächenkollektoren, die im Garten vergraben sind, eingesetzt. Für die Raumkühlung steht ein 500 l Kaltwasserspeicher zur Verfügung.

Abbildung 77 zeigt den Technikraum mit Ansicht des Warmwasserpufferspeichers und der Wärmepumpe.



Abbildung 136: Technikraum des Solarhauses Lindemberger (Quelle: AIT)

7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Lindemberger ist als Blockschaltbild in Abbildung 101 dargestellt.

Die Solaranlage (32,7 m²) besteht aus zwei parallel geschalteten Kollektorfeldern – auf dem Dach und an der Böschung – die aus 5 bzw. 8 hintereinander geschalteten Flachkollektoren aufgebaut sind. Jedes Kollektorfeld wird von einer eigenen Umwälzpumpe beschickt und hat aufgrund der leicht unterschiedlichen Ausrichtung jeweils einen eigenen Globalstrahlungssensor. Die Solaranlage kann entweder über einen externen Wärmeübertrager und eine Schichtladelanze den Pufferspeicher (8,5 m³) beheizen oder solare Wärme direkt in die Bauteilaktivierung (BTA) in Unter- und Erdgeschoss einbringen. Dabei wird die BTA priorisiert beladen und ab einer

Kerntemperatur im EG von 24°C gesperrt bzw. ab Erreichen einer maximalen Vorlauftemperatur wird auf Warmwasserbereitung umgeschaltet, siehe Abbildung 149). Der Wärmeübertrager besteht aus zwei in Serie geschalteten Wärmeübertragern um eine laut Fördernehmer später mögliche Erweiterung der Kollektorfläche vorwegzunehmen. Aus dem Pufferspeicher erfolgt über eine Festwertregelung (60 °C) die Versorgung eines Frischwassermoduls. Die Raumwärmeversorgung erfolgt einerseits über die BTA und andererseits über die Niedertemperatursysteme Fußboden- und Wandheizung (Heizkreis „Verbr“). Der Niedertemperaturheizkreis „Verbr“ kann über ein Umschaltventil (mit Außentemperaturgeführter Festwertregelung) je nach Bedarf auch mit höherer Vorlauftemperatur aus dem Pufferspeicher beaufschlagt werden. Die in den Sommermonaten zu erwartenden Überschüsse werden zur Erreichregeneration verwendet. So wird am Abend der Pufferspeicher in den Flächenkollektor bis zum Erreichen einer unteren Puffertemperatur von 55 °C entladen. Diese Funktion arbeitet damit effektiv als Stagnationsvermeidung. Über den Niedertemperaturheizkreis werden die Räume bei Bedarf auch gekühlt und die Wärme über einen Kaltwasserspeicher (500 l) und eine Wärmepumpe (5 kW Heizleistung) in den Flächenkollektor (400 m²) im Garten abgeführt, der damit regeneriert wird.

Wenn das Temperaturniveau im oberen Bereich des Pufferspeichers für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung zu gering ist, wird mit der Wärmepumpe nachgeheizt. Dabei wird zuerst der Kaltwasserspeicher als Quelle für die Wärmepumpe verwendet. Ist der untere Bereich des Kaltwasserspeichers kälter als der Flächenkollektor im Garten, wird der Flächenkollektor als Wärmequelle genutzt. Der Flächenkollektor wird von Wasser durchströmt und ist über einen zusätzlichen Wärmeübertrager an die Wärmepumpe angebunden. Sinkt nun die Temperatur im Flächenkollektor unter 6 °C wird über den Mischer G_{Q2} Wärme aus dem Pufferspeicher im untersten Bereich (T_{Sp11}) beigemischt um die Frostgefahr zu vermeiden. Diese Funktionsweise wird folgend als Frostschutzmaßnahme referenziert. Die Wärmepumpe besitzt zusätzlich zum Schutz einen Zwischenkreis mit Frostschutzmittel auf der Quellenseite.

Für die Bauteilaktivierung wurde die Solaranlage auf High-Flow ausgelegt, und mittels Drehzahlstellung der Umwälzpumpe soll die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf auf 15 K gehalten werden. Die einzelnen Kupferrohre sind raumweise in Spiralen verlegt und das Medium durchströmt die Rohre von den Wänden zur Raummitte hin.

Das Messkonzept umfasst sechs Wärmemengenzähler, drei Stromzähler, 34 Temperatursensoren, acht Ventilstellungen und zwei Globalstrahlungssensoren in den Kollektorebenen.

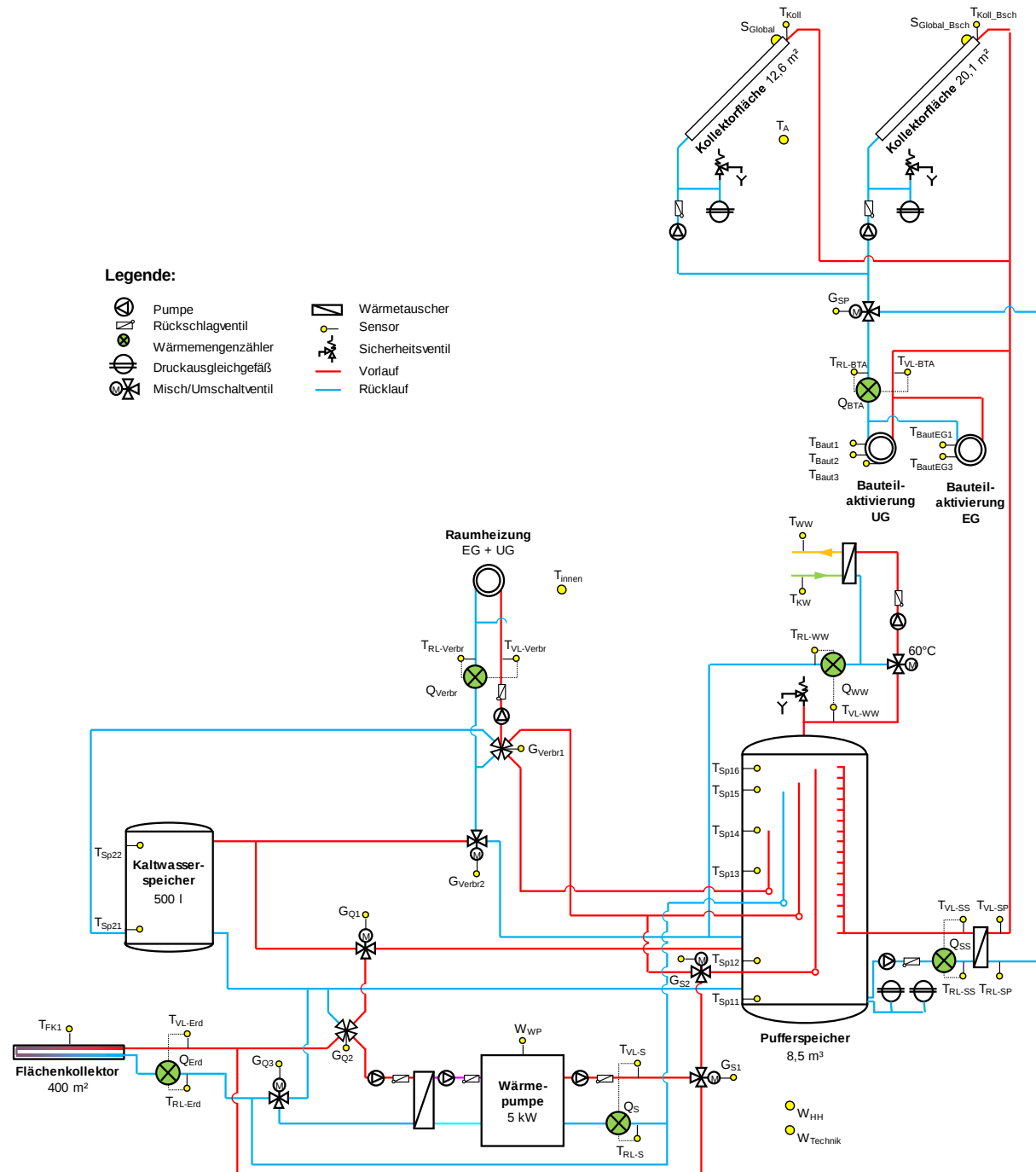


Abbildung 137: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Lindenberger (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreis

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene Dach (35°)
S_{Global_Bsch}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene Böschung (65°)
T_{Koll}	Kollektortemperatur Dach (35°)
T_{Koll_Bsch}	Kollektortemperatur Böschung (65°)
T_{VL-SP}	Vorlauftemperatur Solarkreis
T_{RL-SP}	Rücklauftemperatur Solarkreis
G_{SP}	Stellung des Umschaltventils zur Ladung des Pufferspeichers bzw. zur Bauteilaktivierung

Q_{BTA}	Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung
T_{VL-BTA}	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
T_{RL-BTA}	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung

Pufferspeicher

$T_{Sp11} \dots T_{Sp16}$	Temperatur in verschiedenen Höhen des Pufferspeichers (von unten nach oben)
---------------------------	---

Bauteilaktivierung

T_{Baut1}	Bauteiltemperatur 1 im Betonkern UG
T_{Baut2}	Bauteiltemperatur 2 im Betonkern UG
T_{Baut3}	Bauteiltemperatur an der Oberfläche UG
$T_{BautEG1}$	Bauteiltemperatur im Betonkern EG
$T_{BautEG3}$	Bauteiltemperatur an der Oberfläche EG

Solarsekundärkreis

Q_{SS}	Wärmemengenzähler Solarsekundärkreis
T_{VL-SS}	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
T_{RL-SS}	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis

Warmwasserbereitung

T_{VL-WW}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T_{RL-WW}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
T_{KW}	Temperatur Kaltwasser
T_{WW}	Temperatur Warmwasser

Raumheizung/-kühlung

$T_{VL-Verbr}$	Vorlauftemperatur Fußboden- und Wandheizung
$T_{RL-Verbr}$	Rücklauftemperatur Fußboden- und Wandheizung
Q_{Verbr}	Wärmemengenzähler Fußboden- und Wandheizung
G_{Verbr1}	Stellung des Umschaltventils zur Wahl der Vorlauftemperatur im Heizfall (Höhe der Entnahme aus dem Pufferspeicher) bzw. zur Kühlung. Das Ventil regelt auch die Vorlauftemperatur des Verbraucherausgangs.
G_{Verbr2}	Stellung des Umschaltventils zur Lenkung des Verbraucherrücklaufs in den Puffer- bzw. in den Kaltwasserspeicher
T_{Sp21}	Temperatur unten im Kaltwasserspeicher
T_{Sp22}	Temperatur oben im Kaltwasserspeicher

Wärmepumpe zur Nachheizung und zur aktiven Kühlung

T_{VL-S}	Vorlauftemperatur auf der Senkenseite
T_{RL-S}	Rücklauftemperatur auf der Senkenseite
Q_S	Wärmemengenzähler auf der Senkenseite
T_{VL-Erd}	Vorlauftemperatur auf der Quellenseite Flächenkollektor
T_{RL-Erd}	Rücklauftemperatur auf der Quellenseite Flächenkollektor
Q_{Erd}	Wärmemengenzähler auf der Quellenseite Flächenkollektor
W_{WP}	Drehstromzähler Wärmepumpe
T_{FK1}	Temperatur im Flächenkollektor
G_{N1}	Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Pufferspeichers bzw. der Flächenkollektoren
G_{N2}	Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Pufferspeichers bzw. direkt der Verbraucher

G_{Q1}	Stellung des Umschaltventils in der Vorlaufleitung zur Abkühlung des Kaltwasserspeichers bzw. des unteren Bereichs des Pufferspeichers
G_{Q2}	Stellung des Umschaltventils zur Abkühlung von einem der Wasserspeicher bzw. der Flächenkollektoren. Das Ventil regelt auch die Vorlauftemperatur zur Wärmepumpe.
G_{Q3}	Stellung des Umschaltventils in der Rücklaufleitung zur Abkühlung des Kaltwasserspeichers oder des unteren Bereichs des Pufferspeichers bzw. der Flächenkollektoren

Stromverbrauch

W_{Technik}	Stromzähler Heiztechnik
W_{HH}	Stromzähler Haushalt

Umgebungstemperaturen

T_A	Außenlufttemperatur
T_{innen}	Wohnraumtemperatur

7.7.3 Energiebilanz

Die Energiebilanzen des Solarhauses Lindenberger sind in Abbildung 138 und Abbildung 139 dargestellt, wobei Abbildung 139 eine Vereinfachung von Abbildung 138 darstellt und um die mittlere Puffertemperatur zum Monatswechsel und Extremwerte (Minimum und Maximum) während des jeweiligen Monats erweitert wurde. Die in Abbildung 138 dargestellte Energiebilanz des Solarhauses Lindenberger zeigt einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme an Bauteilaktivierung; blau: Solarwärme an Pufferspeicher; rot: Nachheizung durch Wärmepumpe) und andererseits die den Verbrauchern (Wärmeoutputs an Raumheizung, Warmwasserbereitung, Wärmepumpe) zur Verfügung gestellte Wärmemenge (hellblau schraffiert: Bauteilaktivierung; grün: Raumheizung; hellrot: Entnahme Wärmepumpe; Orange: Warmwasserverbrauch). Die Wärmeinputs sind in diesen Betrachtungen bereits um solaren Ertrag zur Regeneration des Erdreichs bereinigt (etwa 1 MWh im Monitoringzeitraum). Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Output ergibt sich für den Monitoringzeitraum ein Systemverlust (Rohrleitungs- und Speicherverluste) von etwa 25 %.

Die deutlichen monatlichen Unterschiede zwischen Wärmeinputs und Wärmeoutputs lassen sich durch Effekte des 8,5 m³ Pufferspeichers und der 50 m³ Bauteilaktivierung wie folgt erklären. Im ersten Monat war zu Beginn die mittlere Temperatur im Pufferspeicher bei etwa 30 °C und stieg im Laufe des Monats auf etwa 75 °C wodurch sich der im Vergleich zum Output hohe Input erklärt (siehe Abbildung 139). Von Juni bis August liegt die mittlere Pufferspeichertemperatur zwischen 74 °C bis 80 °C. Dies hat hohe Speicherverluste zur Folge, welche die deutlichen Unterschiede in diesen Monaten erklärt. In den Monaten September und November kann eine deutliche Pufferspeicherentladung und im Oktober eine deutliche Pufferspeicherbeladung beobachtet werden. In der Energiebilanz für September und November ergeben sich durch die Entladung eine beinahe ausgeglichene Bilanz (September) und einen höheren Output als Input im November. Ab Dezember ist der Pufferspeicher fast vollständig entladen was sich in niedrigen Verlusten in der Bilanz widerspiegelt.

Bedingt durch die Speicherverluste, die solare Erdreichregeneration (Juni bis September 0.9 MWh) und eine teilweise Abdeckung der Kollektoren auf der Böschung (Plane verdeckt 3 von 8 Kollektoren in den Monaten Juni bis einschließlich August) wurde keine Stagnation im Regelbetrieb beobachtet.

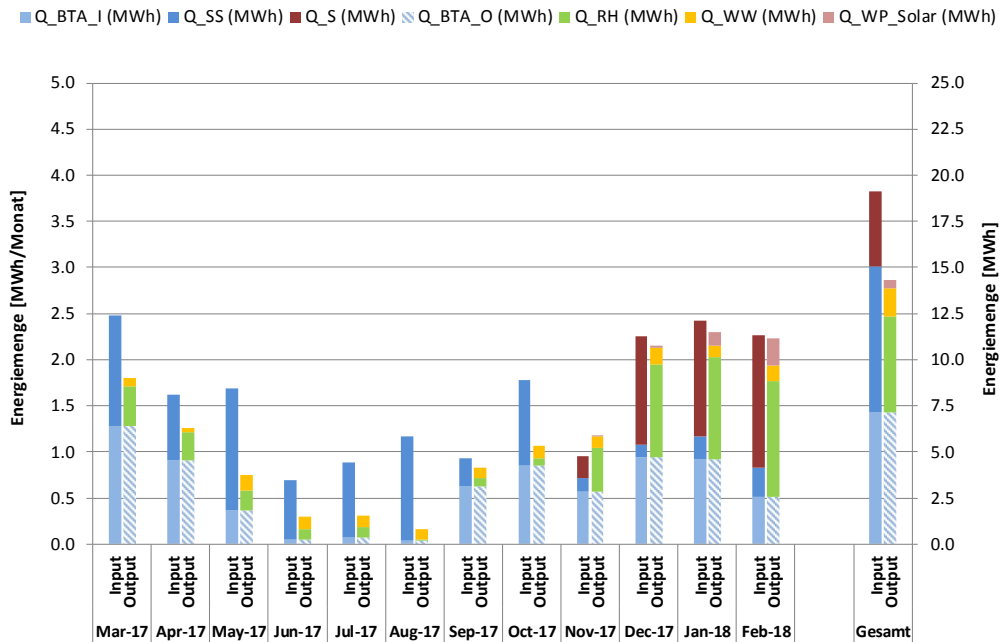


Abbildung 138: Energiebilanz für das Solarhaus Lindenberger

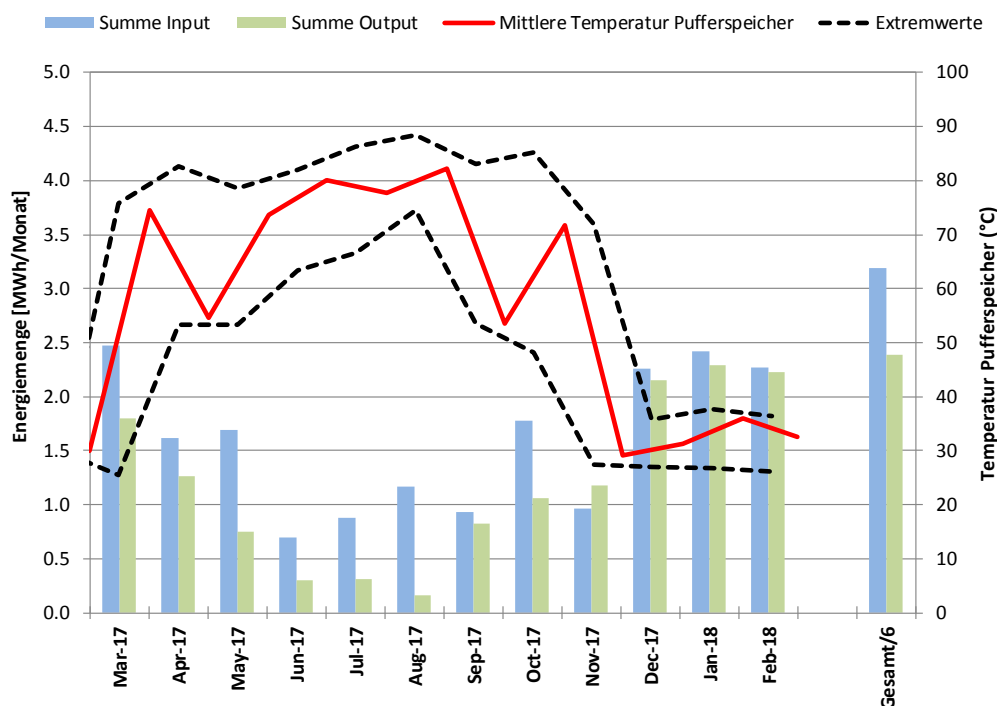


Abbildung 139: Energiebilanz und Puffertemperaturen für das Solarhaus Lindenberger

In Abbildung 140 ist die Energiebilanz des Kältespeichers dargestellt. Da der Wärmemengenzähler für die Raumheizung kein Register für Kühlung hat, wurden die Kühlenergiemengen über die negativen Leistungswerte berechnet. Die Kühlenergie auf der Quellenseite der Wärmepumpe (entspricht Output aus dem Kältespeicher) wird als Differenz der Energie aus der Senke und der durch die Wärmepumpe aufgenommene elektrische Energie berechnet. Beide Berechnungen haben den Nachteil, dass die Messunsicherheiten erhöht werden, wodurch erklärt werden kann, dass sich auch Ergebnisse mit höherem Output als Input ergeben können. Dies ist in Abbildung 140 für den Juni der Fall.

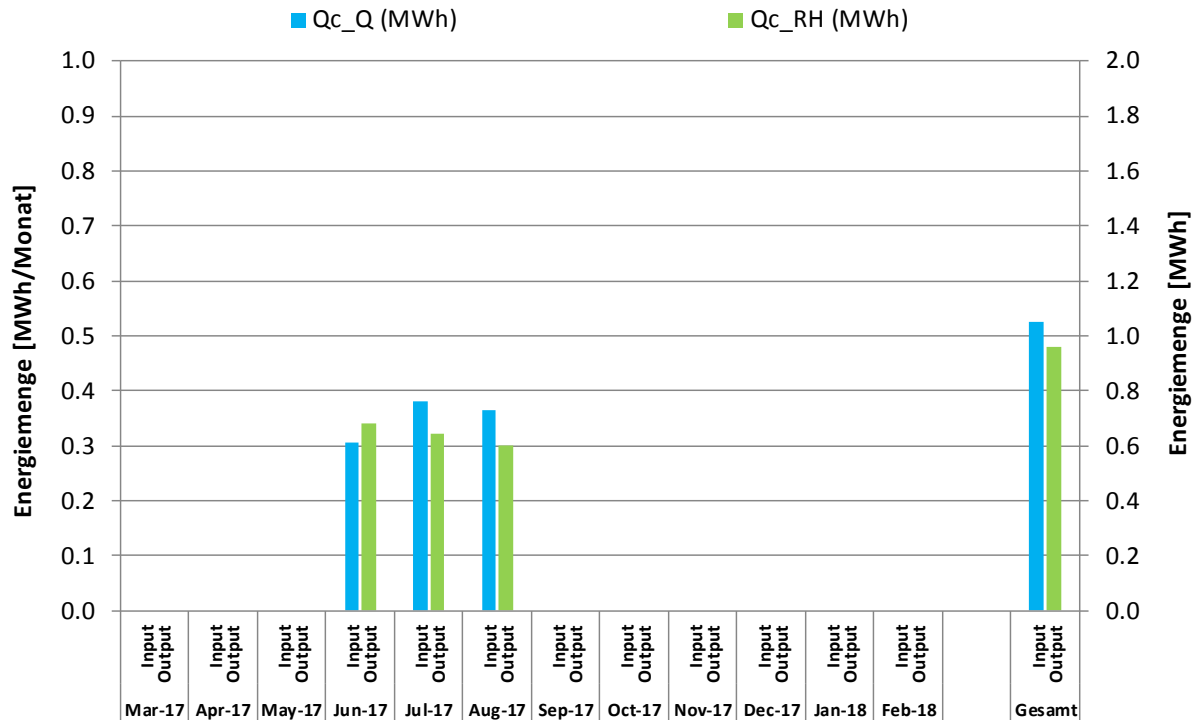


Abbildung 140: Energiebilanz Kältespeicher für das Solarhaus Lindenberg

In Abbildung 141 ist der elektrische Aufwand der Wärmepumpe (W_{WP} , braun) und die Nutzenergie der Wärmepumpe sowohl für den Heizbetrieb ($Q_{h,S}$ in rot) als auch für den Kühlbetrieb ($Q_{c,Q}$ in blau) gegenübergestellt. Die Arbeitszahl berechnet sich jeweils aus dem Quotienten Nutzen zu Aufwand. Im Kühlbetrieb ist der Nutzen die quellenseitig an die Wärmepumpe abgegebene Wärme $Q_{c,Q}$, im Heizbetrieb ist der Nutzen die von der Wärmepumpe an den Pufferspeicher abgeführte Wärme $Q_{h,S}$. Der Aufwand ist jeweils die für den Betrieb benötigte elektrische Energie W_{WP} . Im Kühlbetrieb liegt die Arbeitszahl bei durchschnittlich 6,7 und im Heizbetrieb bei durchschnittlich 4,2. Diese vergleichbar guten Arbeitszahlen lassen sich für den Heizbetrieb durch das relativ hohe Temperaturniveau der Quelle der Wärmepumpe (Flächenkollektor und die Beimischung aus dem Pufferspeicher) und die niederen Temperaturniveaus der Wärmeabnehmer (Frischwassermodule und Flächenheizung) erklären.

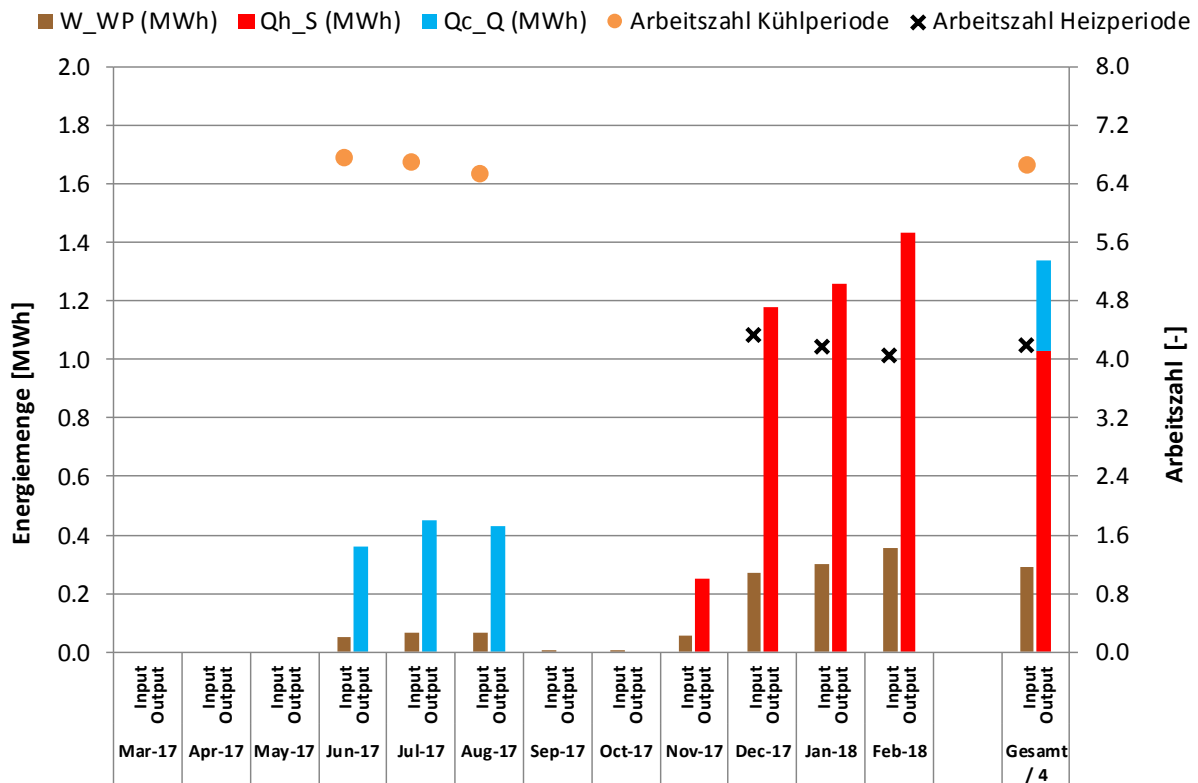


Abbildung 141: Elektrischer Aufwand (W_{WP}) und Nutzenergie Heizbetrieb ($Q_{h,S}$) und Kühlbetrieb ($Q_{c,Q}$) sowie Arbeitszahl der Wärmepumpe für das Solarhaus Lindenerger

7.7.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 103 bis Abbildung 105) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings wurden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten Kennzahlen verglichen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch). Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System ohne einen Speichereffekt der Bauteilaktivierung simuliert. Daher konnte von der gebauten Anlage durchaus ein höherer Solarertrag als der prognostizierte Wert von $440 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ erwartet werden. Dies bestätigt sich mit einem gemessenen Ertrag von $492 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$ (siehe Abbildung 103), der um 12% höher ist als der Simulationswert. Dieser Ertrag ist exklusive Stagnationsvermeidung da diese keinen nutzbaren Ertrag darstellt. Auch ist die gemessene Einstrahlung mit $1569 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$ um 11 % höher als der Simulationswert von $1410 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$.

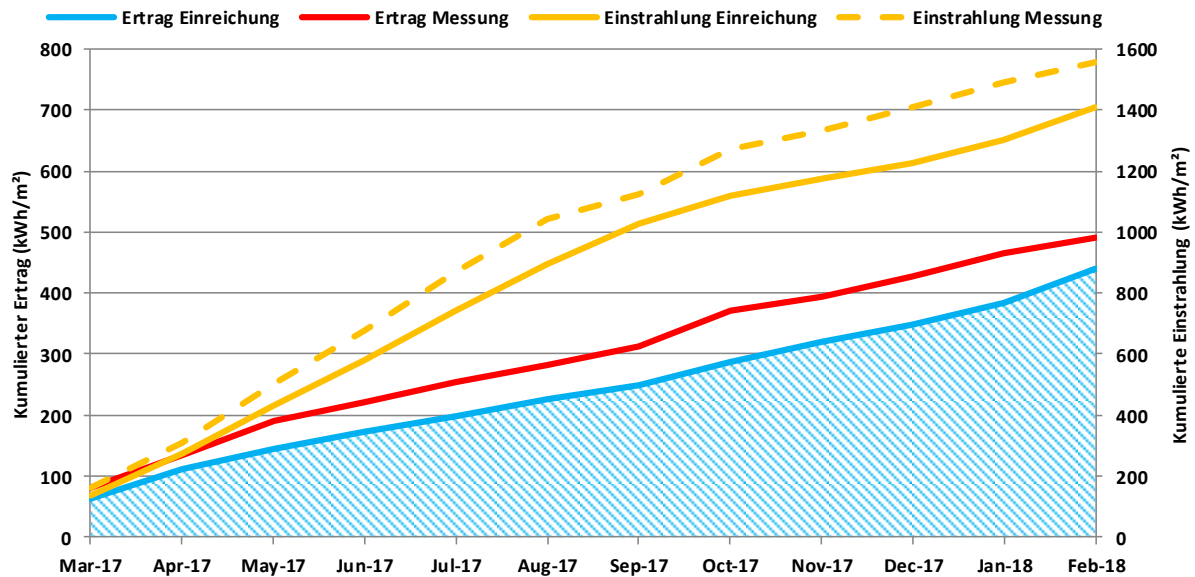


Abbildung 142: Gemessene Einstrahlung und spezifischer Solarertrag im Vergleich zum prognostizierten Verlauf der Einstrahlung und spezifischen Solarertrags für das Solarhaus Lindenberger

Der gemessene solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput in den Pufferspeicher jeweils ohne Erdreichregeneration) beträgt 78,4% und ist damit um 8,1 Prozentpunkte höher als in der Simulationsrechnung (70,3 %) des Betreibers prognostiziert. In den Monaten März bis Oktober liegen die gemessenen Monatswerte aufgrund der Anlagendimensionierung erwartungsgemäß bei 100 % (siehe Abbildung: 104). Die Energie der Erdreichregeneration in den Monaten Juni bis August wird bei der Berechnung der Solaren Deckung nicht als im Gebäude nutzbarer Ertrag bewertet. Im Februar wird eine geringere und in den Monaten März und November bis einschließlich Januar höhere Deckungsgrade erreicht als prognostiziert. Diese Abweichungen können in der höheren Einstrahlung begründet liegen (siehe Abbildung 103).

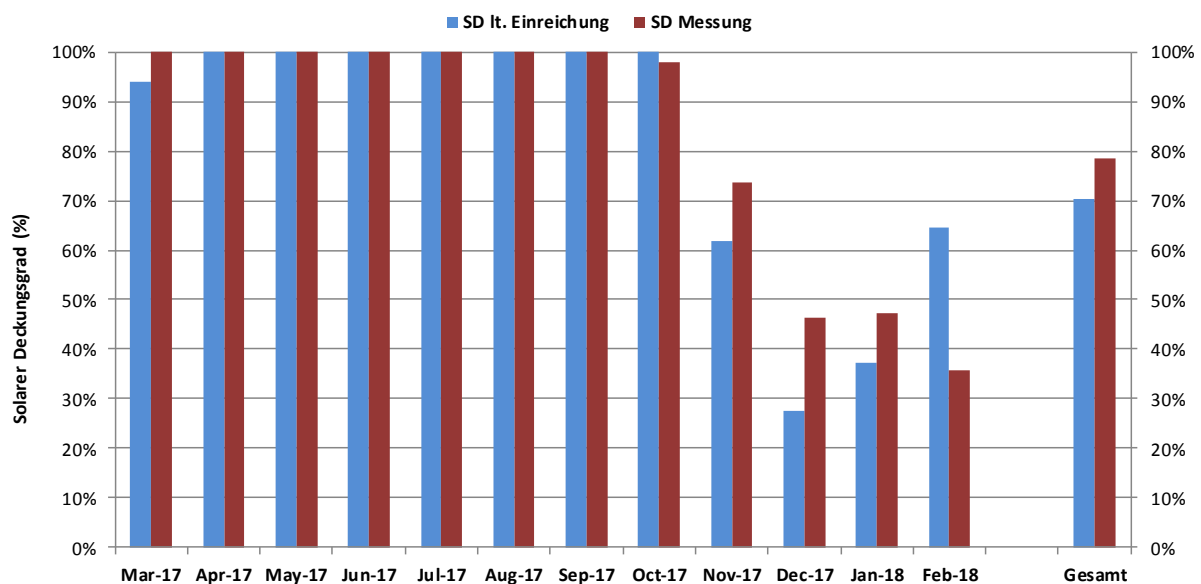


Abbildung 143: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Lindenberger

Der kumulierte Verlauf der gemessenen Wärmeabnahme im Vergleich zur prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist in Abbildung 105 ersichtlich.

Der gemessene Gesamtwärmeverbrauch liegt mit 13,9 MWh um 1,4 % niedriger als der mit der Simulationsrechnung abgeschätzte Gesamtwärmeverbrauch von 14,1 MWh. In Abbildung 105 ist deutlich ersichtlich, dass im ersten Halbjahr bis Oktober der gemessene Verbrauch höher ist als abgeschätzt, während es im zweiten Halbjahr ab November zu einer Annäherung durch einen geringeren Verbrauch kommt. Wie in Abbildung 138 ersichtlich, setzen sich die Verbraucher hauptsächlich aus BTA und Raumheizung zusammen und zu einem wesentlich geringeren Anteil aus Warmwasserverbrauch und Frostschutzmaßnahme.

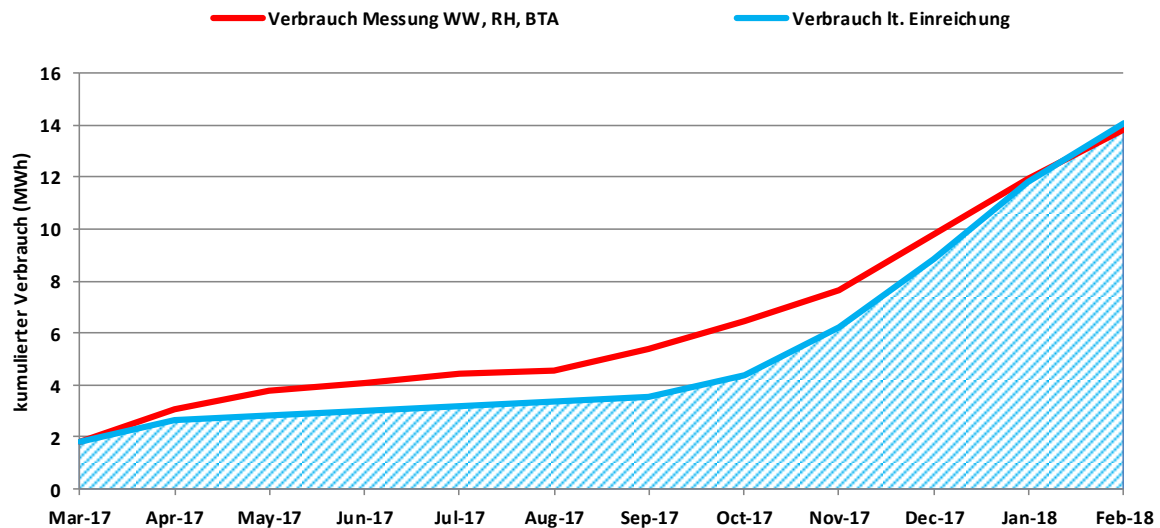


Abbildung 144: Messwerte und Simulationsergebnisse des Gesamtverbrauchs des Solarhauses Lindenberger

7.7.5 Detailbetrachtungen

In den Detailbetrachtungen werden einzelne, repräsentative Tage ausgewählt um das Verhalten der Anlage zu beschreiben. Es wurden zur Bewertung der Solaranlage ein repräsentativer Tag im Sommer, in der Übergangszeit und im Winter betrachtet und ein weiterer Tag an dem Messfehler eines Globalstrahlungssensors am Dach ersichtlich sind. So kam es innerhalb des Messzeitraumes zu nicht plausiblen Messwerten von dem Globalstrahlungssensor auf dem Dach, die in Abbildung 145 zu sehen sind. Die ursprüngliche Vermutung eines Verschattungseffektes konnte nicht bestätigt werden. Erst ein Austauschen im September gegen einen neuen Globalstrahlungssensor hat das Problem behoben. Es besteht der Verdacht, dass der Fehler durch Eindringen von Wasser – begünstigt durch eine ungünstige Montage des Kabels – entstanden ist. Für die weiteren Betrachtungen wird die Annahme getroffen, dass vom funktionstüchtigen Solarstrahlungssensor auf die Einstrahlung auf beide Kollektorfelder geschlossen werden kann. Die Kollektorfelder weisen die gleiche Azimut-Ausrichtung auf, unterscheiden sich jedoch in der Neigung. Für die Analyse des Betriebsverhaltens wird der Solarstrahlungssensor lediglich zur qualitativen Beurteilung der Wetterlage herangezogen. Bei der Bewertung der Anlageneffizienz wird die sich resultierende Unsicherheit in Kauf genommen.

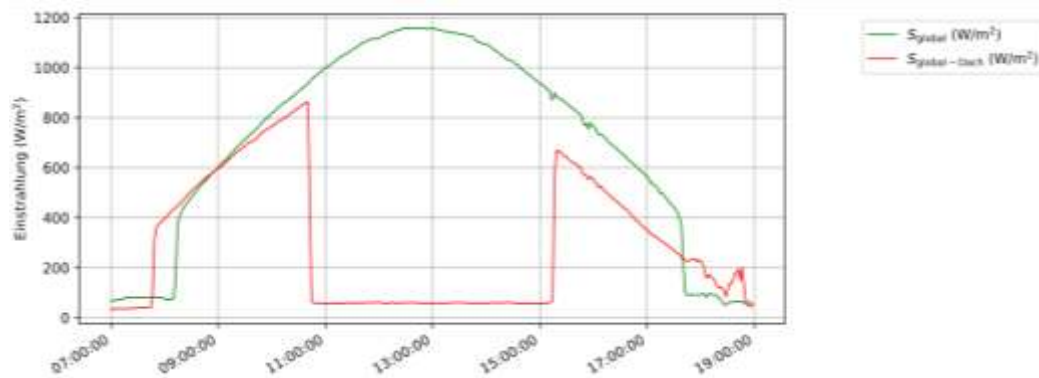


Abbildung 145: Globalstrahlungssensoren Solarhaus Lindenberger, Einstrahlung auf das Kollektorfeld in der Böschung S_{Global} und Einstrahlung auf das Kollektorfeld auf dem Dach $S_{Global-Dach}$ (11.06.2017, 07:00-19:00 Uhr)

An dem Beispieltag für den Sommerbetrieb im August (siehe Abbildung 146 und Abbildung 147) herrscht eine starke Einstrahlung. Gleichzeitig weisen sowohl die BTA als auch der Pufferspeicher geringe freie Kapazitäten auf. Zum Tagesanfang beträgt die mittlere Pufferspeichertemperatur 85,2 °C. Es findet eine kurze Aktivierung der Solarprimärpumpe ab 9:18 Uhr für zwei Minuten und dann wieder um 9:32 Uhr statt. Die Kollektortemperaturen auf dem Dach und in der Böschung erreichen Temperaturen bis zu 89 °C während der Vorlauf im Solarprimärkreis auf bis zu 105,2 °C steigt obwohl 3 der 8 Kollektoren an der Böschung mit einer Plane verdeckt sind. Der Kollektor auf dem Dach erreicht um 13:10 Uhr eine Temperaturspitze von 102,1 °C.

Ab 13:10 wird die Sekundärpumpe kontinuierlich betrieben, dessen Betrieb allerdings von einem Schwingverhalten begleitet wird. Beobachtungen an anderen Tagen haben Perioden von 10 Minuten und Amplituden von knapp 15K der Kollektortemperatur gezeigt. Es besteht daher die Gefahr, dass bei diesem diskontinuierlichen Betrieb der Sekundärpumpe der Primärkreis durch Temperaturspitzen vorzeitig in Stagnation geht. Der Verdacht, dass eine Rückkopplung der Primärpumpe und der Ladepumpenreglung der Sekundärpumpe besteht bzw. dass die PID Regler ungünstig parametrisiert wurden konnte bis zum Ende der Begleitforschung nicht eindeutig geklärt werden, da der Effekt je nach Betriebsfall sehr unterschiedlich ausgeprägt ist.

Bedingt durch das hohe Temperaturniveau der Einspeisung ergibt sich ein Wirkungsgrad von 20-45% in den Pufferspeicher während des kontinuierlichen Betriebs (siehe Abbildung 147).

Allgemein beträgt die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz ΔT_m des Solarwärmeübertragers mit durchschnittlich 2,7 K bei einer hohen Einstrahlung (zwischen 950 und 1050 W/m²). Dies deutet auf eine großzügige (zwei Wärmeübertrager in Serie) und damit energetisch günstige Auslegung des Wärmeübertragers hin.

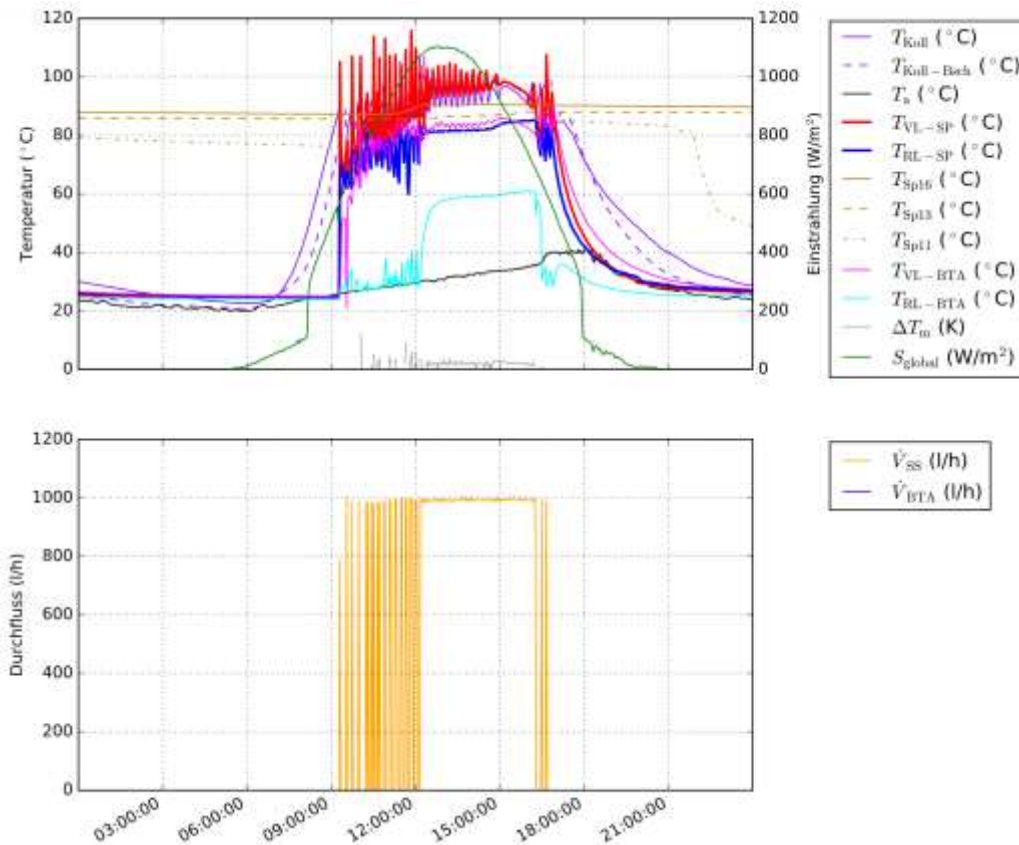


Abbildung 146: Anlagenbetrieb Sommer Solarhaus Lindenberger; Oben: Kollektortemperatur Dach und Böschung, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur des Primärkreises, drei Temperaturen im Pufferspeicher, Vor- und Rücklauftemperatur in die Bauteilaktivierung, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, solare Einstrahlung; Unten: Volumenstrom in den Pufferspeicher und Volumenstrom in die Bauteilaktivierung (04.08.2017)

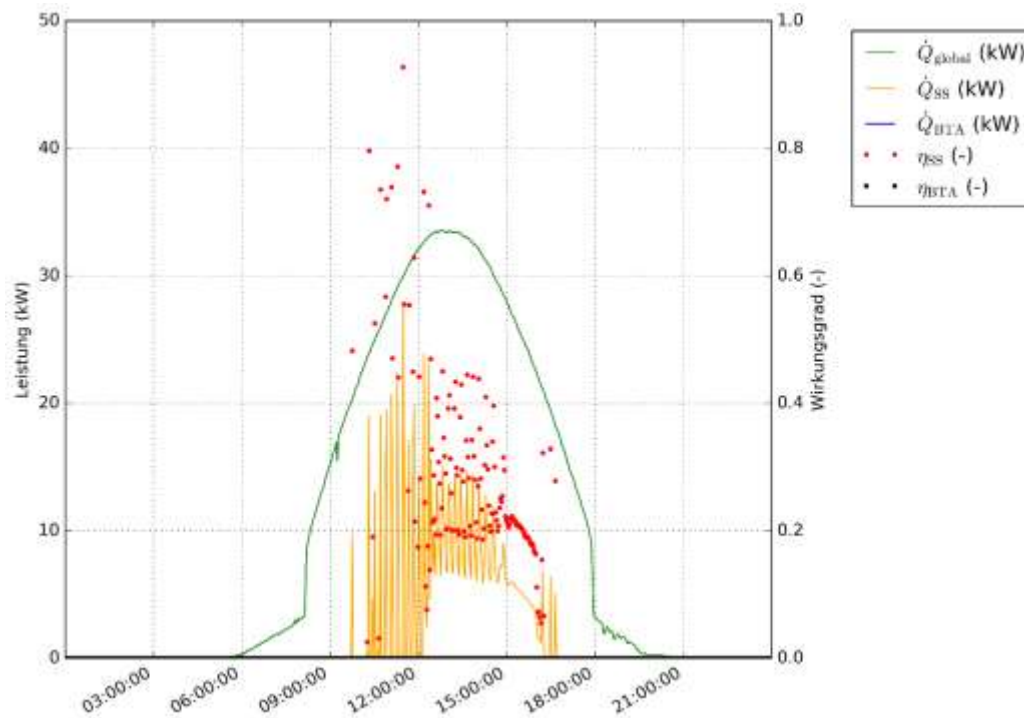


Abbildung 147: Anlagenbetrieb Sommer Solarhaus Lindenberger; Eingestrahelte Leistung auf Solarkollektoren, Leistung in den Pufferspeicher, Leistung in die Bauteilaktivierung, Wirkungsgrad in den Pufferspeicher und Wirkungsgrad in die BTA (04.08.2017)

In den Sommermonaten bestehen Überschüsse an Solarwärme gegenüber dem geringen Verbrauch. Daher kann das Erdreich solarthermisch regeneriert werden, indem der Pufferspeicher über Nacht entleert wird. Diese Funktion ist in Abbildung 148 mit einer deutlich fallenden unteren Puffertemperatur T_{Sp11} ab 21:50 Uhr ersichtlich. Die Stagnationsvermeidung wird ab Erreichen des Schwellwertes von 55 °C der unteren Puffertemperatur deaktiviert. Weiters ist der aktive Kühlbetrieb der Wärmepumpe durch den Volumenstrom in den Flächenkollektor und die Leistung $\dot{Q}_{c-s}$ ersichtlich.

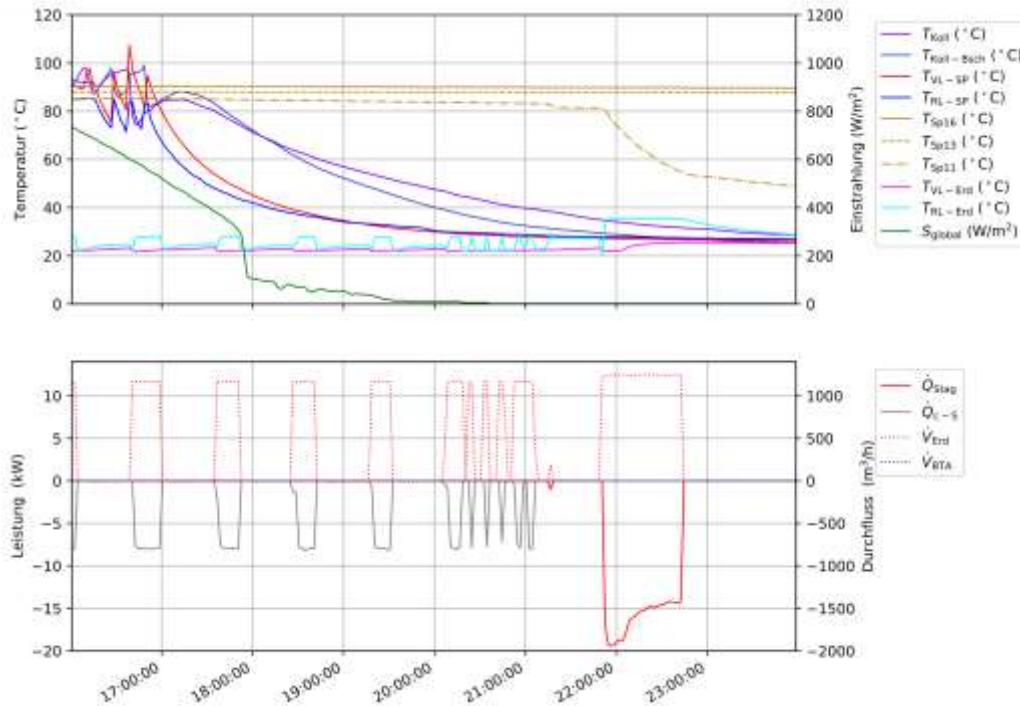


Abbildung 148: Anlagenbetrieb Stagnationsvermeidung Solarhaus Lindenerberger; Oben: Kollektortemperatur Dach und Böschung, Vor- und Rücklauftemperatur des Primärkreises, drei Temperaturen im Pufferspeicher, Vor- und Rücklauftemperatur des Flächenkollektors, solare Einstrahlung; Unten: Leistung Stagnationsvermeidung, Leistung WP-Rückkühlung, Volumenstrom in den Flächenkollektor, Volumenstrom in die Bauteilaktivierung. (04.08.2017, 16:00-24:00 Uhr)

In Abbildung 149 und Abbildung 150 ist das Betriebsverhalten in der Übergangszeit für den 30.10.2017 dargestellt. An diesem Tag wird ab 8:06 Uhr erst die BTA, und dann ab 10:38 der Pufferspeicher beladen um zu hohe Vorlauftemperaturen in der BTA zu vermeiden. Als allgemeiner Richtwert für die Vorlauftemperaturen in die BTA sollten nicht mehr 45°C im Heizfall und nicht weniger als 20°C im Winterfall angestrebt werden. Sobald die Intensität der Einstrahlung sinkt wird ab 14:00 wieder die BTA beladen. Die Beladung des Pufferspeichers ist anhand des Verlaufs von Temperaturfühler T_{Sp12} erkennbar. Der Wirkungsgrad der Einspeisung in die BTA häuft sich bei 50% und während der Beladung des Pufferspeichers bei 40%. Der höhere Wirkungsgrad in die BTA gegenüber der Beladung des Pufferspeichers ergibt sich durch das niedrigere Temperaturniveau der BTA (siehe auch Abbildung 158 und Abbildung 159). Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz ΔT_m des Solarwärmeübertragers beträgt während der Pufferbeladung im Durchschnitt 2,6 K.

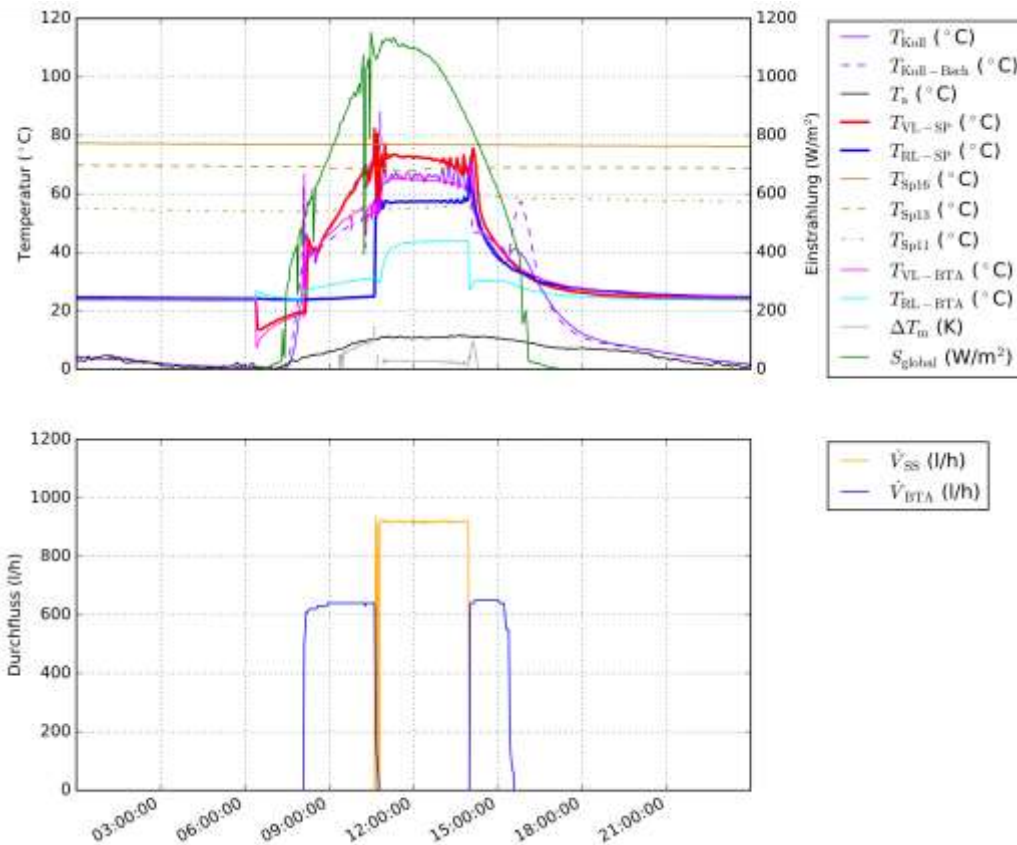


Abbildung 149: Anlagenbetrieb Übergangszeit Solarhaus Lindenerger; Oben: Kollektortemperatur Dach und Böschung, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur des Primärkreises, drei Temperaturen im Pufferspeicher, Vor- und Rücklauftemperatur in die Bauteilaktivierung, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, solare Einstrahlung; Unten: Volumenstrom in den Pufferspeicher und Volumenstrom in die Bauteilaktivierung. (30.10.2017)

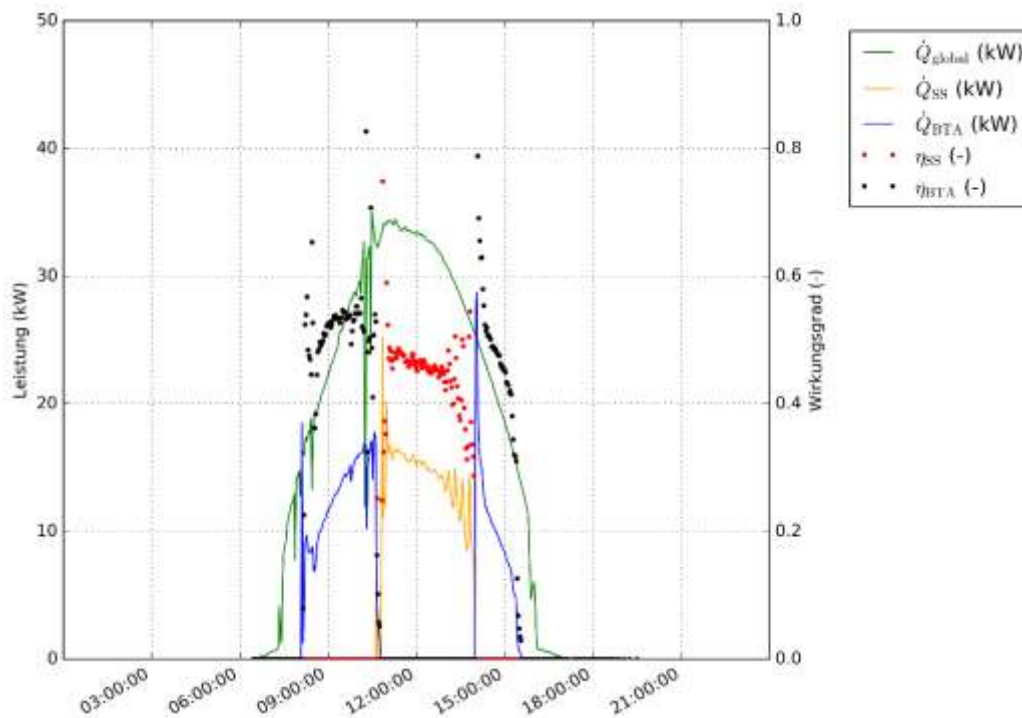


Abbildung 150: Anlagenbetrieb Übergangszeit Solarhaus Lindenerger; Eingestrahelte Leistung auf Solarkollektoren, Leistung in den Pufferspeicher, Leistung in die Bauteilaktivierung, Wirkungsgrad in den Pufferspeicher und Wirkungsgrad in die BTA (30.10.2017)

Das Betriebsverhalten der Solaranlage im Winter ist beispielhaft für den 26.02.2018 als kältesten Tag im Betrachtungszeitraum in Abbildung 151 dargestellt. Ab 10:36 beginnt die Solarregelung in den Speicher bis 11:56 einzuspeisen. Der Speicher ist zu diesem Zeitpunkt deutlich entladen, besonders im untersten Bereich (T_{Sp11}) herrschen mit 10 °C sehr niedrige Temperaturen (bedingt durch die Zumischung für die Wärmepumpe aus dem Speicher zum Flächenkollektor, siehe folgender Absatz). Die Primärtemperaturen (T_{VL-SP} und T_{RL-SP}) steigen nicht wesentlich über 20 °C was aber in diesem Betriebsfall ausreicht. Der Wirkungsgrad des Kollektorfelds ist durchschnittlich 51 % in der ersten Hälfte des Betriebs und fällt dann bei geringerer Einstrahlung auf durchschnittlich 20 % ab (siehe Abbildung 152). Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers liegt bei durchschnittlich 2.3°K. In die Bauteilaktivierung wird an diesem Tag nicht eingespeist.

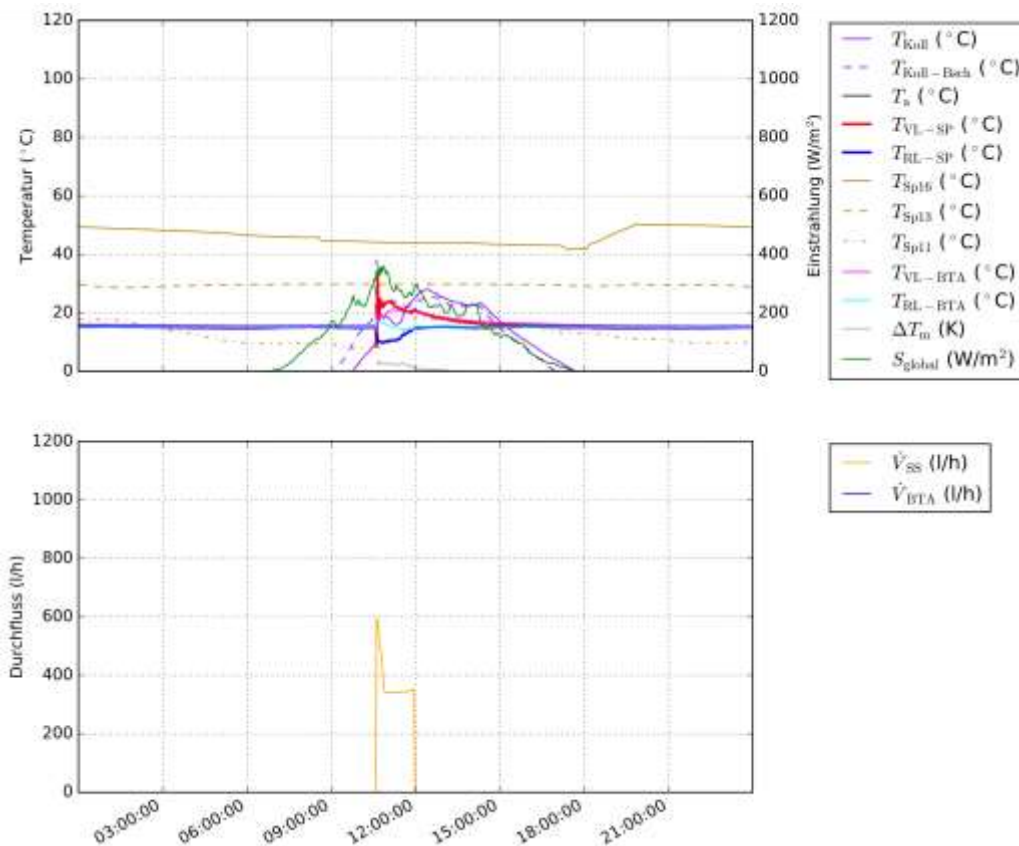


Abbildung 151: Anlagenbetrieb Winter Solarhaus Lindenberger; Oben: Kollektortemperatur Dach und Böschung, Außentemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur des Primärkreises, drei Temperaturen im Pufferspeicher, Vor- und Rücklauftemperatur in die Bauteilaktivierung, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, solare Einstrahlung; Unten: Volumenstrom in den Pufferspeicher und Volumenstrom in die Bauteilaktivierung. (26.02.2018)

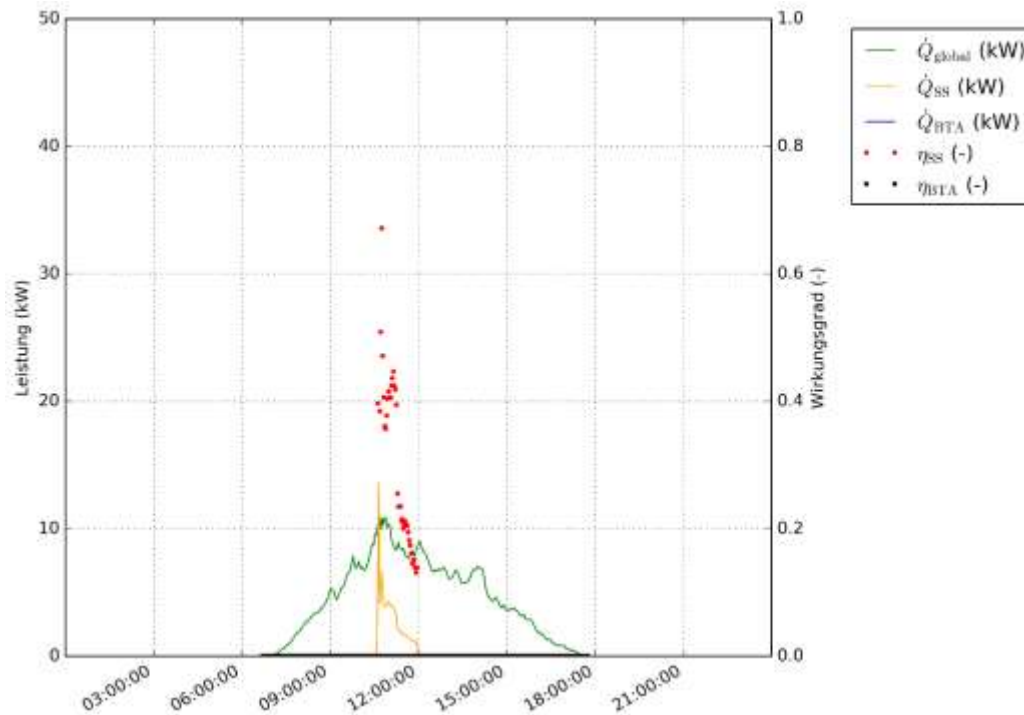


Abbildung 152: Anlagenbetrieb Winter Solarhaus Lindenerger; Eingestrahlte Leistung auf Solarkollektoren, Leistung in den Pufferspeicher, Leistung in die Bauteilaktivierung, Wirkungsgrad in den Pufferspeicher und Wirkungsgrad in die BTA (26.02.2018)

Wie in Abbildung 153 zu erkennen sinken die Temperaturen im Flächenkollektor auf ein Niveau, an dem für die Wärmepumpe bzw. ihren vorgeschalteten Wärmeübertrager Gefahr durch Frost nicht ausgeschlossen werden kann. In diesem Betriebsfall (Flächenkollektor unter 6 °C) wird über den Mischer G_{Q2} Wärme aus dem Pufferspeicher im untersten Bereich (T_{Sp11}) beigemischt um die Frostgefahr zu vermeiden. Dieser Betriebsfall ist während gleichzeitiger Entnahme durch Verbraucher in Abbildung 154 ersichtlich. Es sinkt T_{Sp11} an diesem Tag von 20 °C um 7 Uhr auf 17.2 °C um 19 Uhr. Die Pufferspeichertemperatur T_{Sp15} wird durch den Betrieb der Wärmepumpe auf die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe angehoben.

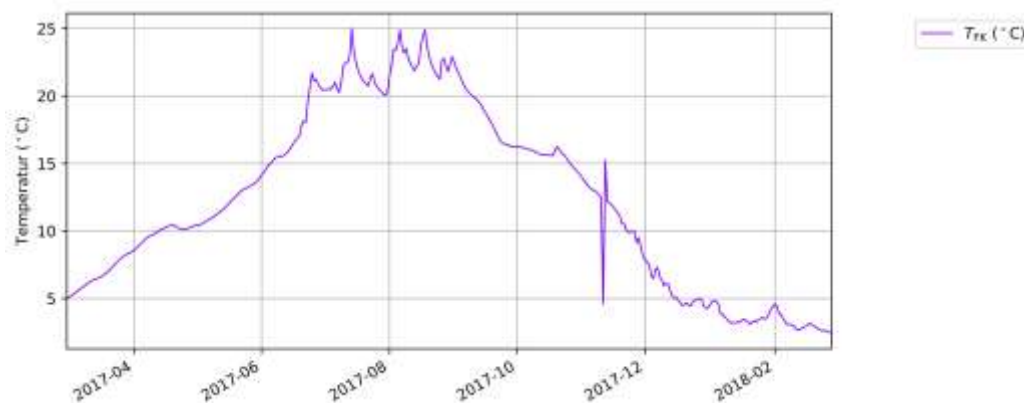


Abbildung 153: Tagesmitteltemperatur Flächenkollektor im Jahresverlauf beim Solarhaus Lindenerger mit Datenfehler 2 Tage im November

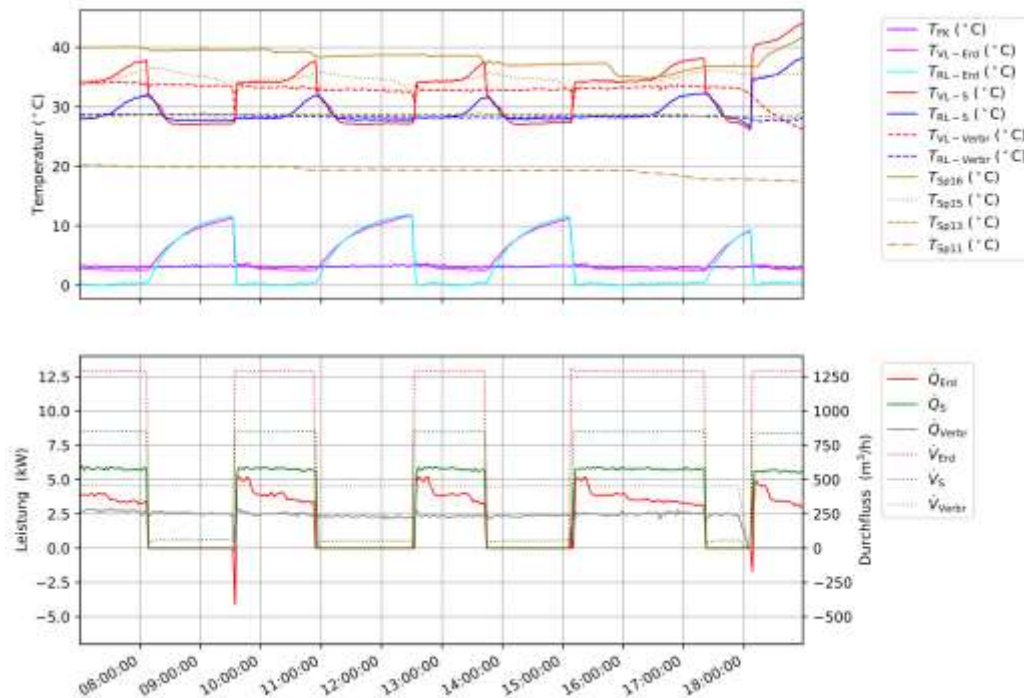


Abbildung 154: Anlagenbetrieb Beimischung Solarhaus Lindenberger; Oben: Temperatur Flächenkollektor, Vor- und Rücklauftemperatur des Flächenkollektors, Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmepumpe Senke, Vor- und Rücklauftemperatur Verbraucher, vier Temperaturen im Pufferspeicher; Unten: Leistung in den Flächenkollektor, Leistung Wärmepumpe Senke, Leistung zu den Verbrauchern, Volumenstrom in den Flächenkollektor, Volumenstrom Wärmepumpe Senke und Volumenstrom zu den Verbrauchern. (13.01.2018, 7:00-19:00 Uhr)

Abbildung 155 zeigt die mittleren Leistungen der Energiebereitstellung durch die einzelnen Erzeuger (BTA, SS und S) sowie den gesamten Energieverbrauch als Tagesmittelwerte, einerseits im Zeitverlauf (oben) und andererseits als Dauerlinie nach dem Energieverbrauch absteigend sortiert (unten). Es ist deutlich erkennbar, dass die Betriebsweise der Solaranlage im Jahresverlauf Phasen von parallelem Betrieb in den Pufferspeicher und in die BTA aufweist, aber auch Phasen von ausschließlichem Betrieb in den Pufferspeicher zeigt. In den letzten Monaten des Monitorings wird die Wärmepumpe zur Nachheizung aktiviert.

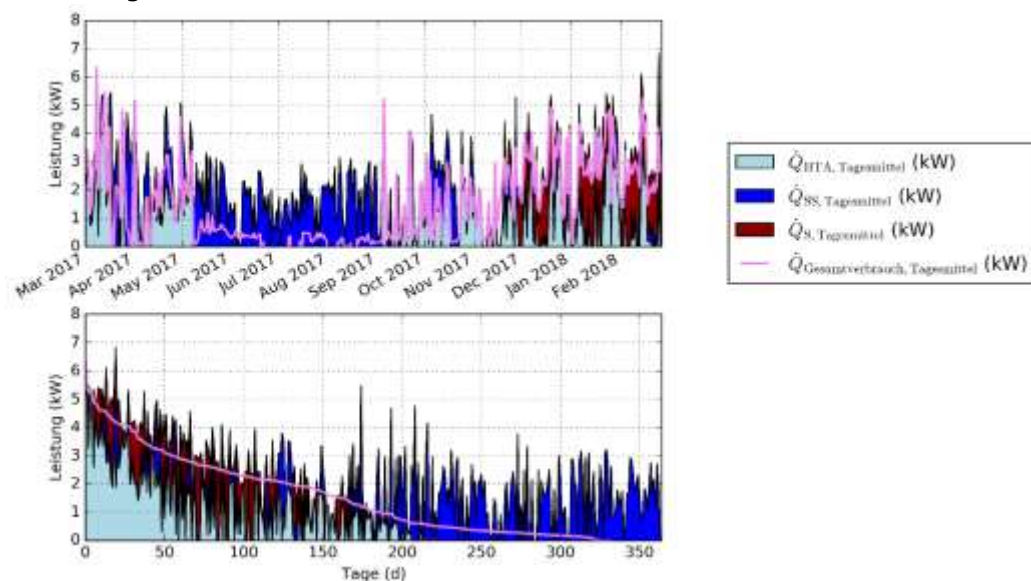


Abbildung 155: Mittlere Leistung der Wärmeerzeuger und mittlere Last der Verbraucher und nach der Last absteigend sortierte Dauerlinie im Monitoringzeitraum des Solarhaus Lindenberger

In Abbildung 156 ist die Einschalthäufigkeit und durchschnittliche Laufzeit der Wärmepumpe im Heizbetrieb und im Kühlbetrieb dargestellt. Im Heizbetrieb läuft die Wärmepumpe länger (zwischen 30 und 160 Minuten) und schaltet mit 1 bis 17 Mal pro Tag ein, während sich der Kühlbetrieb eher durch kürzere Laufzeiten (zwischen 10 und 90 Minuten, Ausreißer 245 Minuten) und häufigeres Einschalten (1 bis 37 Mal pro Tag) auszeichnet. Die Laufzeiten sind im Kühlbetrieb kürzer als im Heizbetrieb, da der Kältespeicher mit 500 l deutlich kleiner ist als der Pufferspeicher mit 8,5 m³.

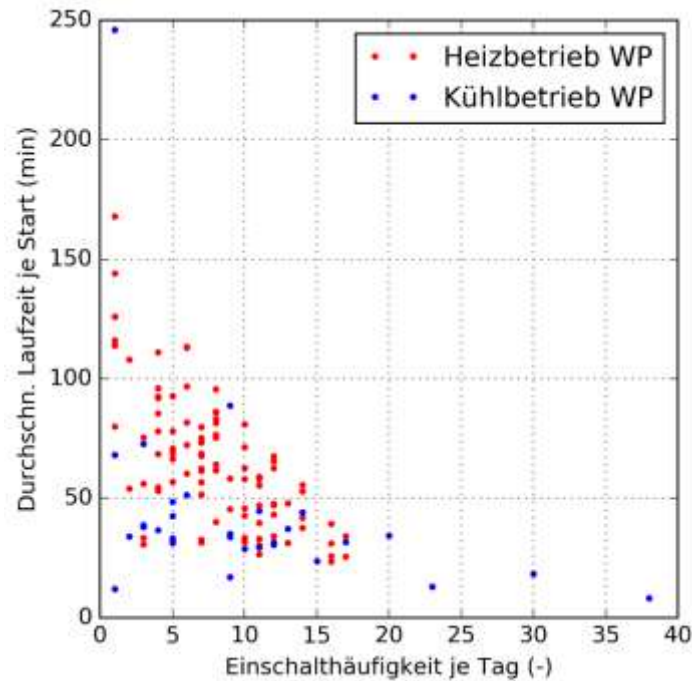


Abbildung 156: Einschalthäufigkeit je Tag und durchschnittliche Laufzeit je Start für den Heiz- und Kühlbetrieb der Wärmepumpe im Monitoringzeitraum Solarhaus Lindenberger

Für den Betrieb der Wärmepumpe im Heizfall wurde der Wintermonat Jänner im Detail betrachtet (siehe Abbildung 157). Hier werden für jede Stunde und Tag die relativen Laufzeiten und Schalthäufigkeiten im 15-Minuten-Raster in einer Heatmap dargestellt. Charakteristisch ist der regelmäßige Betrieb ab 18:00 Uhr mit einer Häufung in der Nacht. Pro Tag kommen zwischen 1 bis 11 Einschaltzyklen und Laufzeiten von 1 bis 2 Stunden vor. Die Schalthäufigkeit und Laufzeiten sind als akzeptabel anzusehen, da erfahrungsgemäß das dargestellte Betriebsverhalten keinen nennenswerten negativen Einfluss auf die Effizienz oder Lebensdauer der Wärmepumpe hat. Wie bereits festgestellt (Abbildung 141) beträgt die Arbeitszahl im Kühlbetrieb durchschnittlich 6,7 und im Heizbetrieb durchschnittlich 4,2.

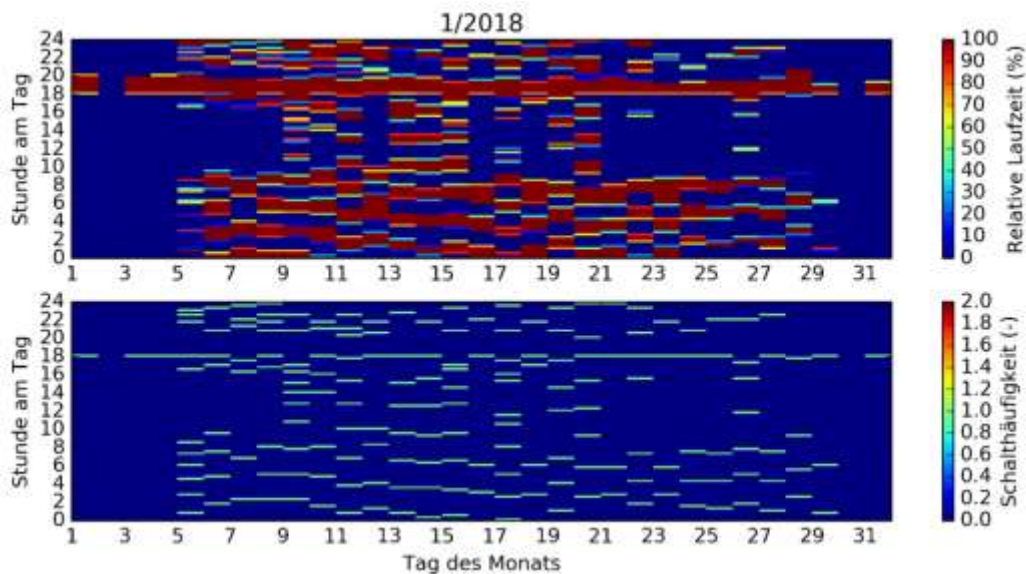


Abbildung 157: Heatmap der Laufzeiten und Einschaltzyklen der Wärmepumpe Solarhaus Lindenerger (Jänner 2018)

Die beiden Grafiken Abbildung 158 und Abbildung 159 zeigen bei welchen Betriebstemperaturen die Energie des gesamten Monitoringjahres in die BTA und in den Pufferspeicher gespeist wird. Bei der BTA sind erwartungsgemäß niedrigere Temperaturen (Abbildung 158) zu erkennen während bei der Beladung des Pufferspeichers eine höhere Temperatur zu erkennen ist (Abbildung 159). Zudem weist die BTA größere Energiemengen bei einem geringeren Temperaturband auf, während sich die Energiemengen bei der Pufferbeladung mehr verteilen und das Maximum bei hohen Temperaturen liegt. Diese Charakteristik deckt sich mit den beobachteten Solaranlageneffizienzen (Abbildung 150), da bei hoher Betriebstemperatur (Pufferbeladung) eine geringere Effizienz zu erwarten ist als bei niedrigen Betriebstemperaturen (BTA).

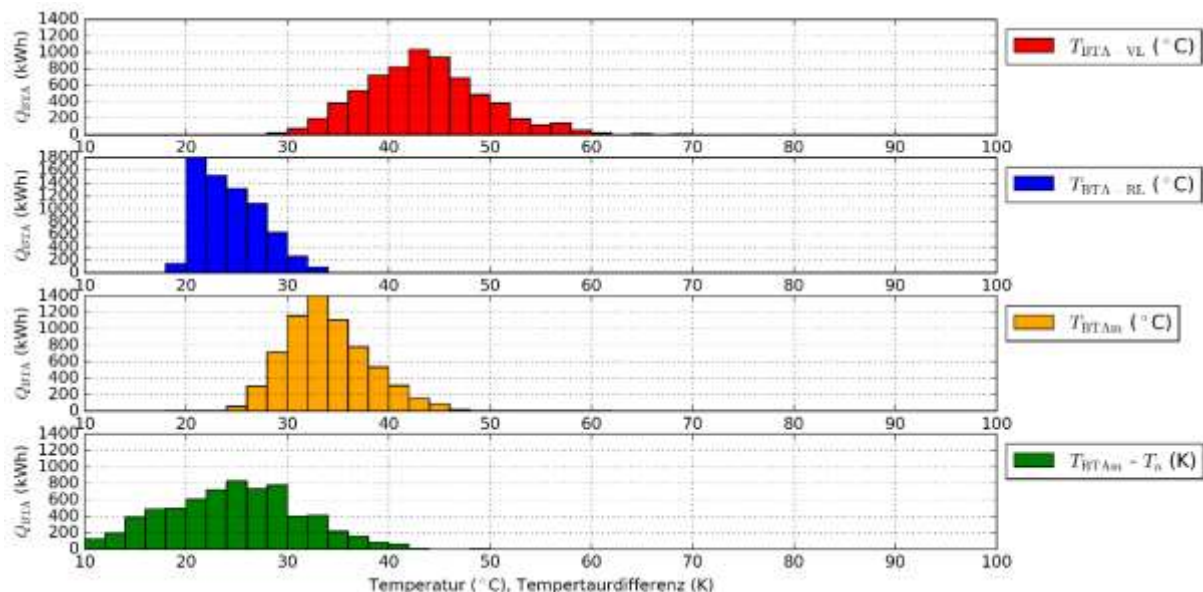


Abbildung 158: Betriebstemperaturen der BTA für das Solarhaus Lindenerger; Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur, mittlere Betriebstemperatur, Temperaturdifferenz mittlere Betriebstemperatur zur Außenluft

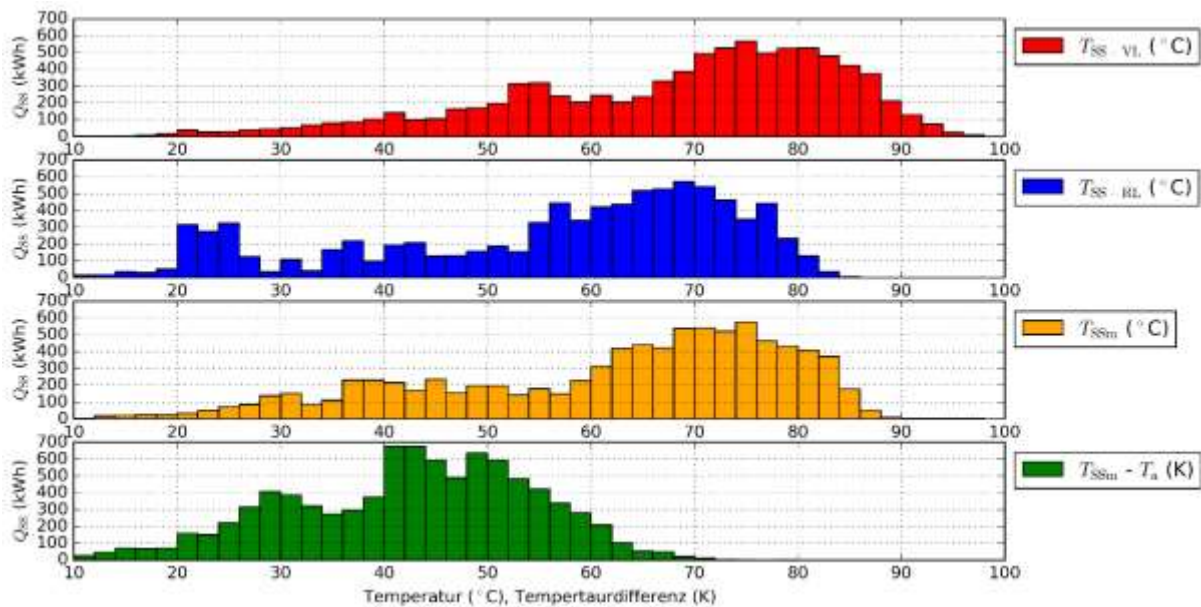


Abbildung 159: Betriebstemperaturen der Pufferbeladung (SS) für das Solarhaus Lindenerger; Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur, mittlere Betriebstemperatur, Temperaturdifferenz mittlere Betriebstemperatur zur Außenluft

Die Behaglichkeit des Solarhauses Lindenerger wird anhand von Abbildung 112 bewertet. Abbildung 112 zeigt alle Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß (EG) im Monitoringzeitraum in Bezug auf die jeweils vorliegenden Außentemperaturen. Den Messwerten in Abbildung 112 sind die Behaglichkeitsbänder lt. Norm hinterlegt (gelb: sehr hohe Behaglichkeit, orange: hohe Behaglichkeit). Es ist ersichtlich, dass sich die Wohnraumtemperatur überwiegend im sehr guten und guten Behaglichkeitsbereich befindet, es allerdings zu Unter- bzw. Überschreitungen der Behaglichkeitsbänder kommt. Die Unterschreitungen finden überwiegend am Anfang des Monitoringzeitraumes im März statt, während der restlichen Heizperiode werden 21°C selten unterschritten. Die Überschreitungen über 26°C finden sowohl im Sommer (Juni bis August), als auch in der Übergangszeit (Oktober) statt. Die Überschreitungen im Sommer sind, wie bereits erwähnt (speziell bei 10-20°C Außentemperatur), durch die hohen Speicherverluste und dem damit hohen Wärmeeintrag ins Gebäude begünstigt wodurch der Betrieb der aktiven Kühlung notwendig wurde. Die Überschreitungen im Oktober finden bei geringeren Außentemperaturen statt und sind hauptsächlich durch die hohen Einträge in die Bauteilaktivierung im Oktober und September zu erklären (siehe Abbildung 138).

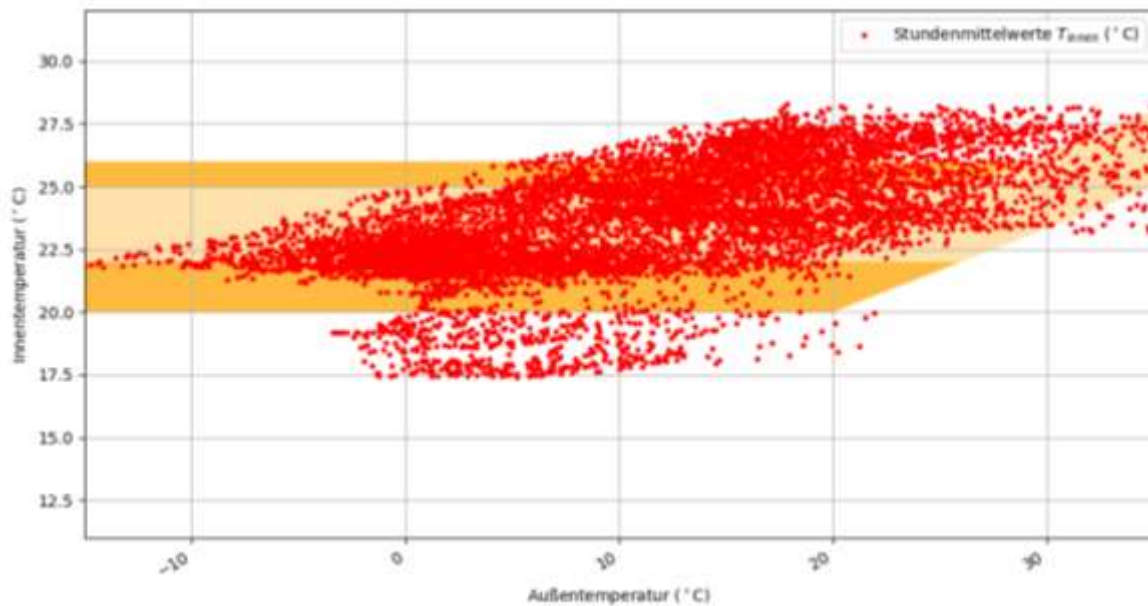


Abbildung 160: Häufigkeit der Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß (EG) bezogen auf die Außentemperatur und Bewertung der Behaglichkeit beim Solarhaus Lindenerger (März 2017 bis Februar 2018)

In Abbildung 114 sind die auftretenden Kerntemperaturen in den aktivierten Bauteilen Untergeschoss (T_{Baut2}) und Erdgeschoss (T_{BautEG3}) bezogen auf die Außentemperatur dargestellt. Die beiden Stockwerke weisen ähnliche Temperaturen im Jahresverlauf auf mit der Ausnahme des Sommerfalls. Außerhalb der Heizperiode weist das Erdgeschoss niedrigere Temperaturen auf als das Untergeschoss bedingt durch die aktive Kühlung der Wände. Die Temperaturen unter 18 °C treten, wie bereits bei den Raumtemperaturen gesehen, Anfang März auf.

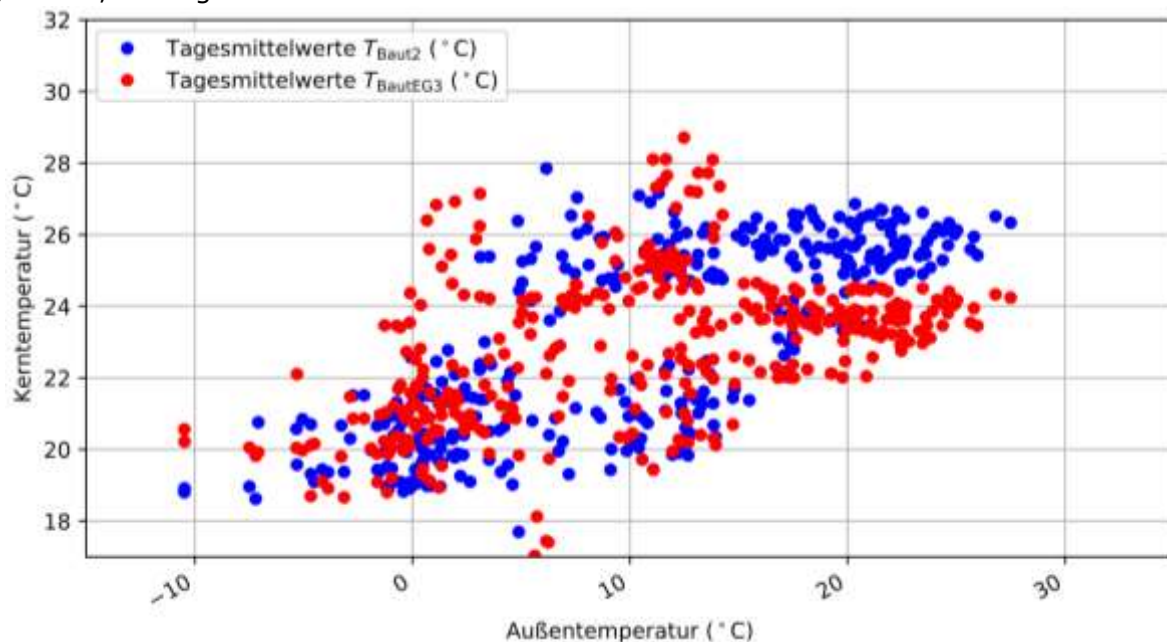


Abbildung 161: Häufigkeit der auftretenden Kerntemperaturen in den aktivierten Bauteilen im Untergeschoss (T_{Baut2}) und Erdgeschoss (T_{BautEG3}) des Solarhauses Lindenerger bezogen auf die Außentemperatur

7.7.6 Anlagen Status Quo

Mit einer solaren Deckung von 78,4 % und einem spezifischen Solarertrag von 492 kWh/(m²a) hat das Solarhaus Lindenberger die Planwerte im Monitoringzeitraum übertroffen. Der Betrachtungszeitraum war für den höheren Solarertrag vorteilhaft, da die Einstrahlung um 11 % höher war als in der Simulation angenommen. Die Wärmepumpe wird mit einer Arbeitszahl im Kühlbetrieb bei durchschnittlich 6,7 und im Heizbetrieb bei durchschnittlich 4,2 effizient betrieben. Auch ist der Komfort hinsichtlich Raumtemperaturen überwiegend gegeben.

Betreffend des Solarhauses Lindenberger ist der Fördernehmer darüber informiert, dass die hohen Wärmeeinträge ins Gebäude über eine Pufferspeicherbeladung zwischen Juni und August auf einem niedrigeren Temperaturniveau reduziert werden können. Weiterhin sind die beobachteten Regel-Schwingungen im Betrieb der Solaranlage zwar nicht kritisch, können aber vorzeitige Stagnation hervorrufen. Der Fördernehmer ist darüber informiert. In beiden Fällen ist im Berichtszeitraum die endgültige Entscheidung durch den Bauherrn für die Umsetzung der angeregten Verbesserungen noch nicht gefallen.

Generell stellt die Anlage des Solarhauses Lindenberger eine funktionstüchtige, doch komplexe Anlage dar. Durch die Komplexität im Aufbau und der Betriebsführung scheint die Duplizierbarkeit auf andere Gebäude wesentlich eingeschränkt.

7.8 Solarhaus Scherling, Stmk

7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Scherling
<u>Standort:</u>	Lannach, Steiermark
<u>Spez. HWB (nach PHPP)</u>	23 kWh/(m ² a)
<u>EBF</u>	220 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	60 m ² , Flachkollektor (ökoTech GS)
<u>Aperturkollektorfläche</u>	54 m ²
<u>Ausrichtung:</u>	220° SSW
<u>Neigung:</u>	65°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	8000 l Schichtspeicher, 58 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	31 kW Stückholzkessel im Wohnzimmer
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	77 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	184 kWh/(m ² a) (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem „Solarhaus Scherling“ handelt es sich um ein zweigeschossiges Einfamilienwohnhaus in Niedrigenergiebauweise und Flachdach. Der Neubau mit einer Energiebezugsfläche (EBF) von 220 m² ist in einen Südwest-Hang gebaut (Abbildung 162 und Abbildung 163). Die Wärmeversorgung erfolgt über eine Solarthermie-Anlage (60 m²) und einen händisch beschickten Stückholzkessel (31 kW). Die Wärmeversorgung erfolgt zum wesentlichen Teil (77 % laut Einreichung) über die im Garten aufgeständerten Solarthermie-Flachkollektoren. Die Kollektoren haben eine Bruttokollektorfläche von 60 m², sind nach Süd-West orientiert und ihre Neigung beträgt 65°. Es wird ein Schichtspeicher mit einem Gesamtvolumen von 8000 l als Pufferspeicher eingesetzt. Die Warmwasserbereitung erfolgt über ein Frischwassermodul (79 kW). Die Raumheizung erfolgt über Fußbodenheizung (9 kW), Bauteilaktivierung der Geschossdecken (9 kW; 58 m³ Beton, das entspricht 33 m³ Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) und die Lüftungsanlage (1,8 kW).

Der Aufbau des erdanliegenden Fußbodens im konditionierten Untergeschoss, sowie der Aufbau der Zwischendecke sind in Abbildung 164 dargestellt. Der Fußboden im Untergeschoss und die Zwischendecke haben jeweils eine Mächtigkeit von 20 cm Beton. Die Rohre der Bauteilaktivierung sind jeweils auf der untersten Bewehrungsebene mit einem Rohrabstand von 20 cm montiert. Die Fundamentplatte ist nach unten mit 18 cm XPS gedämmt. Die Fußbodenheizung ist in allen Räumen außer dem Technikraum, einem Lager- und einem Abstellraum verlegt.

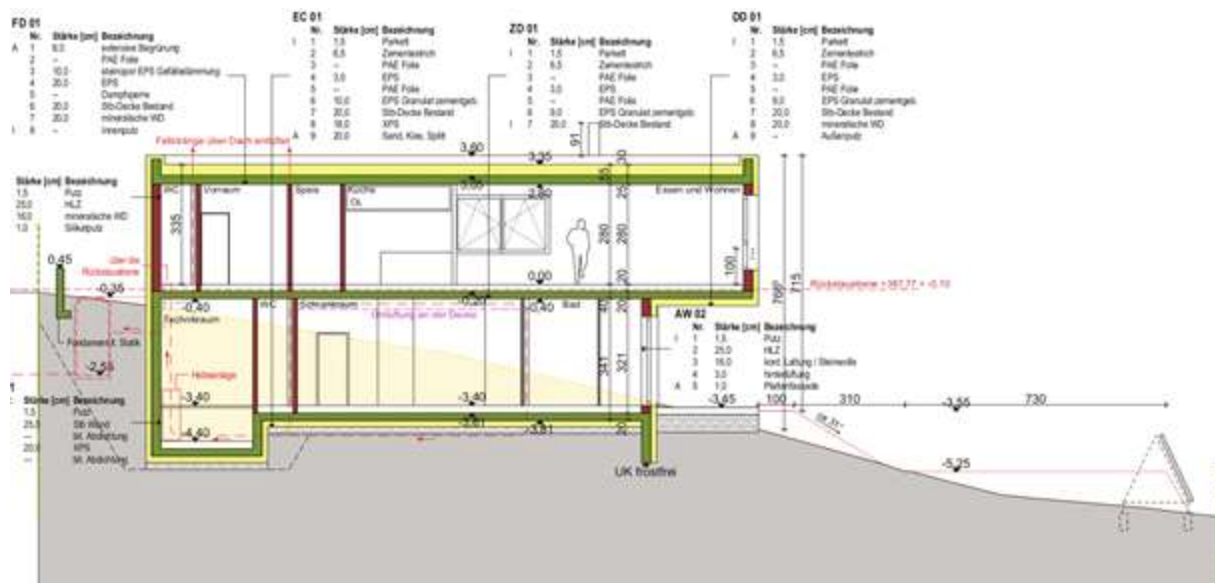


Abbildung 162: Schematischer Schnitt durch das Gebäude Scherling, Northwest-Ansicht (Quelle: Einreichplan le.u.part architektur)

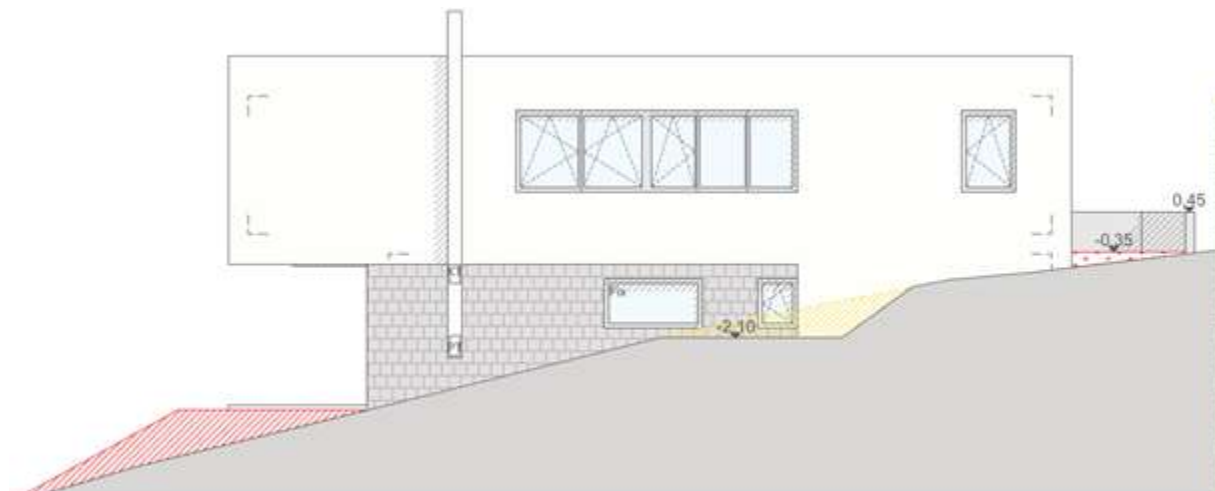


Abbildung 163: Südost-Ansicht des Gebäudes Scherling (Quelle: Einreichplan le.u.part architektur)

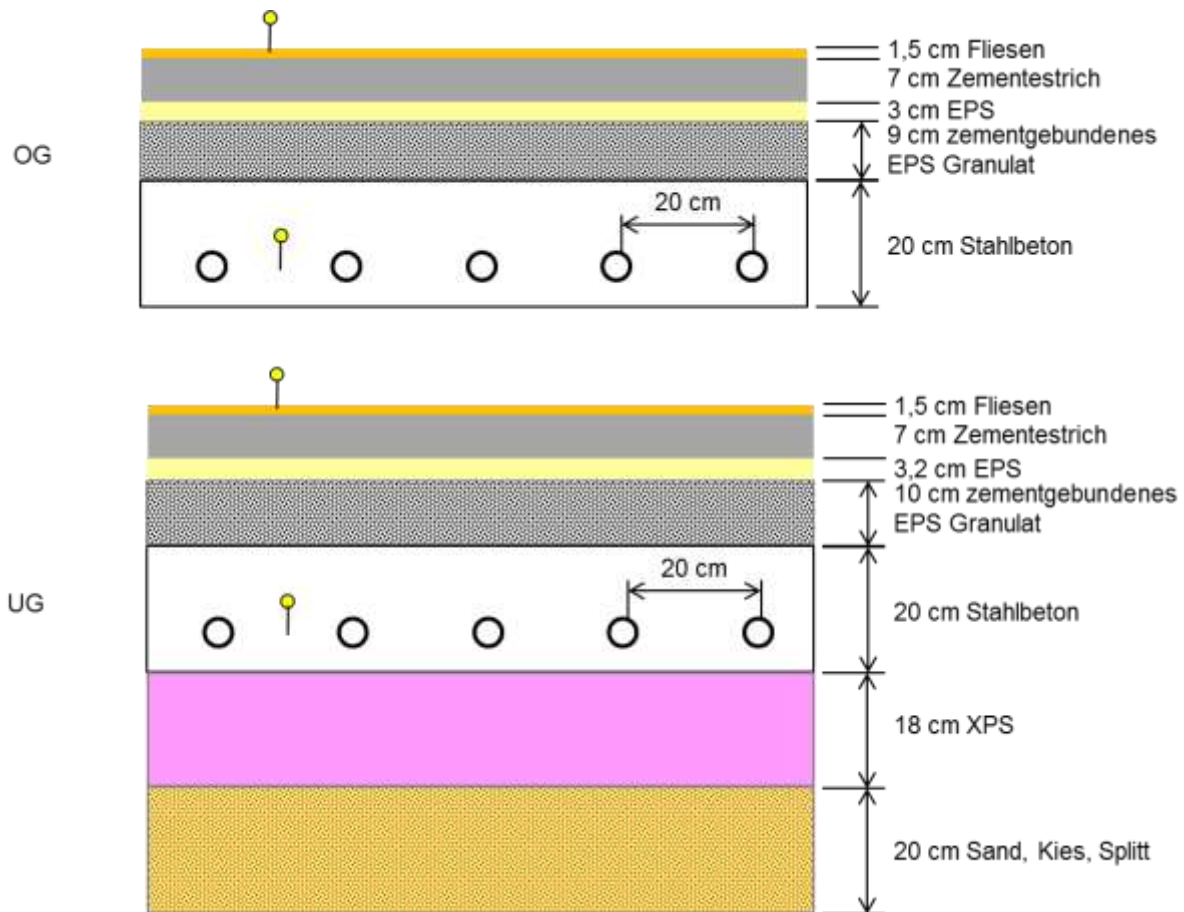


Abbildung 164: Aufbau des erdanliegenden Fußbodens im konditioniertem Untergeschoss (UG) und der Zwischendecke (OG) (Quelle: Einreichplan, eigene Darstellung)

7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Schema des Wärmeversorgungssystems für das Solarhaus Scherling ist in Abbildung 165 dargestellt. Der Schichtspeicher wird über einen externen Wärmeübertrager von der Solaranlage mittels Schichtladelanze beladen. Alternativ kann der Schichtspeicher auch mit einem händisch beschickten Stückholzkessel (31 kW, davon etwa 25 kW an wasserführendes Heizsystems und 6 kW luftseitig an die Raumluft) über die volle Pufferhöhe ebenfalls mit Schichtladelanze nachgeheizt werden. Der Stückholzkessel im Wohnzimmer hat laut Datenblatt eine Effizienz von mehr als 90 %.

Um ein unnötiges Heruntermischen höherer Temperaturen zu vermeiden, können die Niedertemperaturabnehmer (Fußbodenheizung, Bauteilaktivierung, Lüftung) den Vorlauf aus einer tieferen Schicht des Speichers beziehen. Der Vorlauf wird je Abnehmer über ein geregeltes Motorumschaltventil gewählt. Der gemeinsame Rücklauf der Raumheizungskreise wird mittels Schichtladelanze in den Schichtspeicher eingeleitet. Das Frischwassermodule zur Warmwasserbereitung entnimmt aus dem obersten Bereich des Schichtspeichers und speist seinen Rücklauf ganz unten in den Schichtspeicher ein.

Das Messkonzept umfasst sechs Wärmezähler, zwei Stromzähler, 27 Temperatursensoren, drei Ventilstellungen und einen Globalstrahlungssensor in Kollektorebene.

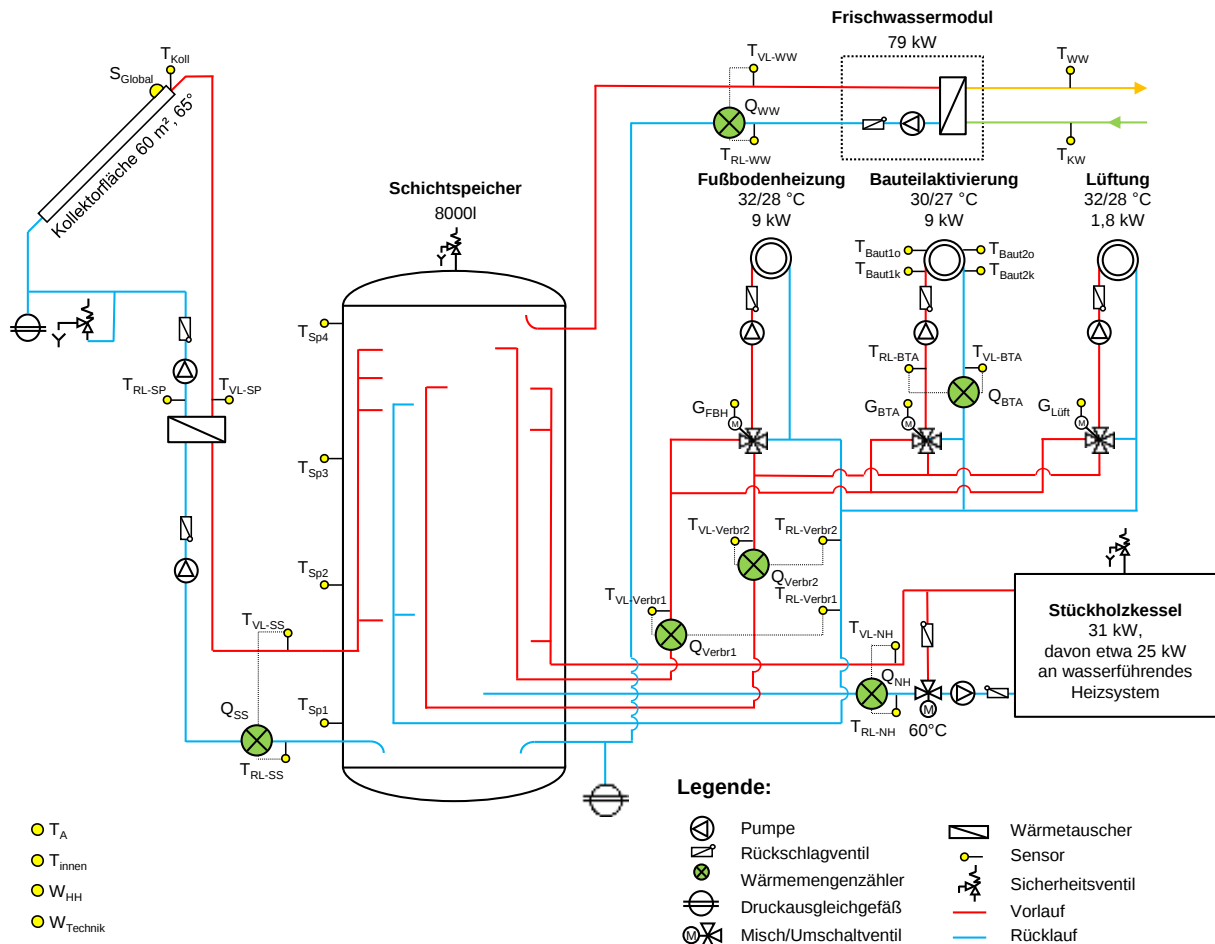


Abbildung 165: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Scherling (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Stellungsaufnehmer)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreise

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
$T_{\text{VL-SP}}$	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{RL-SP}}$	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
$T_{\text{VL-SS}}$	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
$T_{\text{RL-SS}}$	Rücklauftemperatur Solarsekundärkreis
Q_{SS}	Wärmezähler Solarsekundärkreis

Schichtspeicher

T_{Sp1}	Temperatur unten
T_{Sp2}	Temperatur Mitte unten
T_{Sp3}	Temperatur Mitte oben
T_{Sp4}	Temperatur oben

Stückholzkessel (Nachheizung)

$T_{\text{VL-NH}}$	Vorlauftemperatur Stückholzkessel
$T_{\text{RL-NH}}$	Rücklauftemperatur Stückholzkessel
Q_{NH}	Wärmezähler Stückholzkessel

Warmwasserbereitung (Frischwasserm modul)

T_{WW}	Warmwassertemperatur
T_{KW}	Kaltwassertemperatur
T_{VL-WW}	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
T_{RL-WW}	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
Q_{WW}	Wärmezähler Warmwasserbereitung

Raumheizung und Bauteilaktivierung

$T_{VL-Verbr1}$	Vorlauftemperatur bei Versorgung mit höherer Temperatur
$T_{RL-Verbr1}$	Rücklauftemperatur
Q_{Verbr1}	Wärmezähler der Versorgung mit höherer Temperatur
$T_{VL-Verbr2}$	Vorlauftemperatur bei Versorgung mit tieferer Temperatur
$T_{RL-Verbr2}$	Rücklauftemperatur
Q_{Verbr2}	Wärmezähler bei Versorgung mit tieferer Temperatur
T_{VL-BTA}	Vorlauftemperatur in die Bauteilaktivierung
T_{RL-BTA}	Rücklauftemperatur aus der Bauteilaktivierung
Q_{BTA}	Wärmezähler Bauteilaktivierung
T_{Baut1k}	Bauteiltemperatur 1 im Betonkern
T_{Baut1o}	Bauteiltemperatur 1 an der Oberfläche
T_{Baut2k}	Bauteiltemperatur 2 im Betonkern
T_{Baut2o}	Bauteiltemperatur 2 an der Oberfläche
G_{BTA}	Umschaltventil Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
G_{FBH}	Umschaltventil Vorlauftemperatur Fußbodenheizung
$G_{Lüft}$	Umschaltventil Vorlauftemperatur Lüftung

Stromzählung

W_{HH}	Stromzähler Haushaltsstrom
$W_{Technik}$	Stromzähler Technik

Umgebungstemperaturen

T_A	Außenlufttemperatur
T_{innen}	Wohnraumtemperatur

7.8.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 166 bis Abbildung 168) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten Kennzahlen (Einstrahlung, Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Laut Simulation zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein spezifischer Jahressolarertrag von 184 kWh/(m²a) erwartet. Da in der Simulation die Bauteilaktivierung nicht berücksichtigt wurde, wird erwartet, dass der tatsächliche Solarertrag größer ist als der Simulationswert.

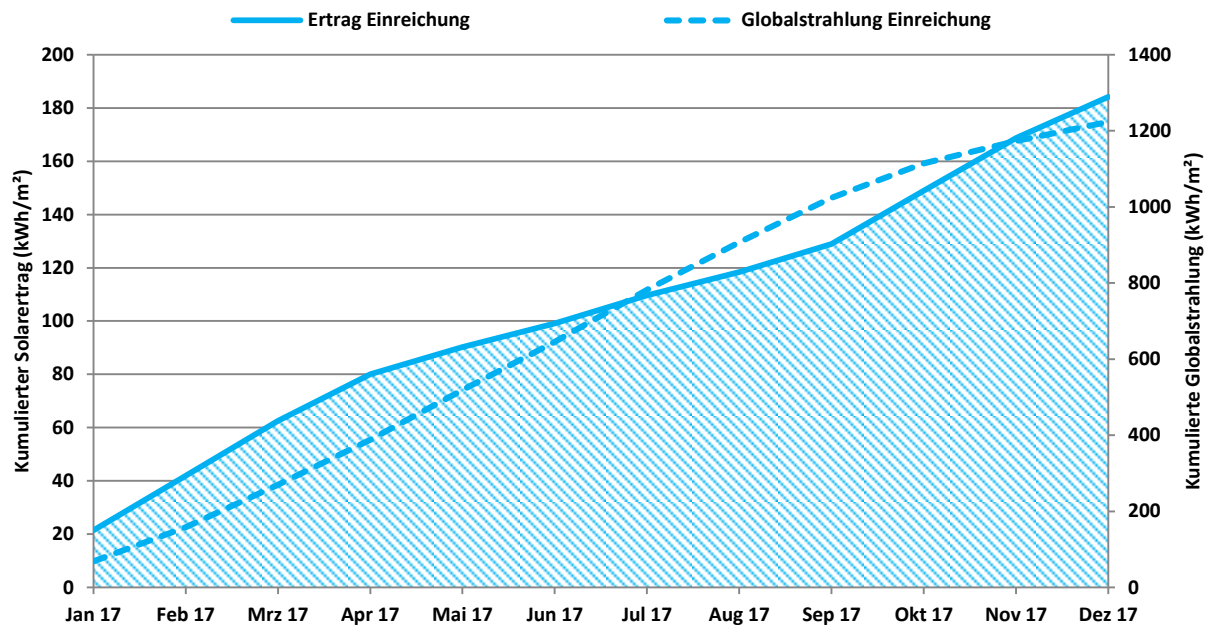


Abbildung 166: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Scherling

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag bezogen auf den Gesamtwärmeinput) wird basierend auf der Simulationsrechnung des Betreibers zu 77,5 % prognostiziert. In den Monaten März bis Oktober wird eine vollständige solare Deckung erwartet (siehe Abbildung 167).

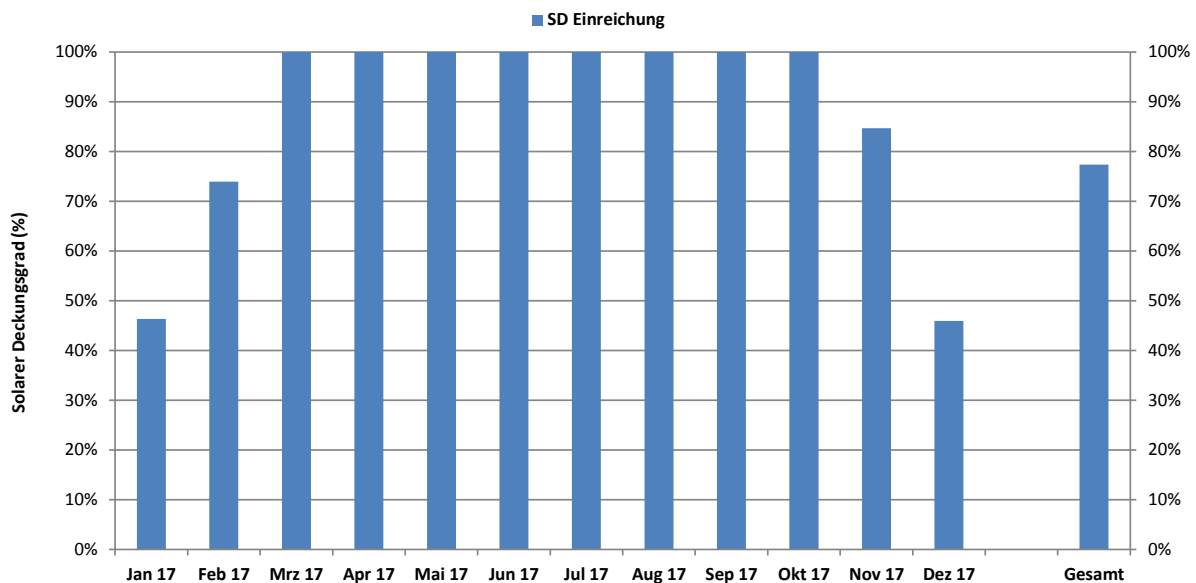


Abbildung 167: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad Solarhaus Scherling

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 9 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 168 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).

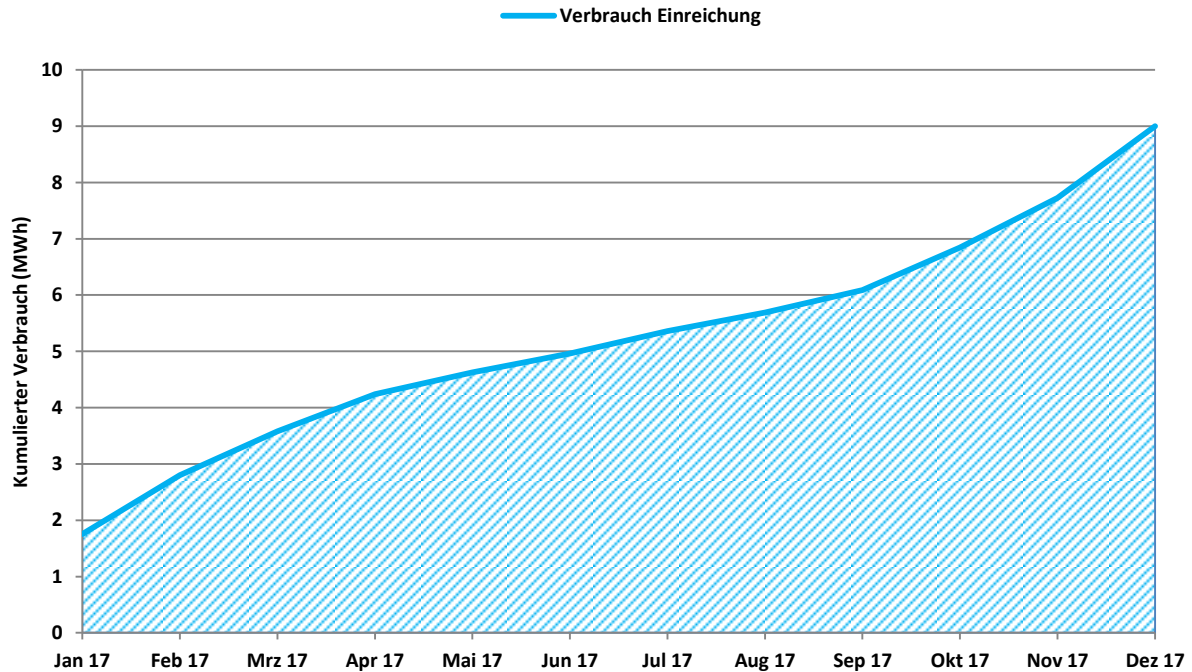


Abbildung 168: Kumulierter Verbrauch gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Scherling

7.8.4 Anlagen Status Quo

Das Gebäude samt Haustechnik ist fertig errichtet und das Monitoringequipment bereits installiert. Der Bezug des Gebäudes hat bisher jedoch noch nicht stattgefunden, weil es zu Verzögerungen bei der Lieferung der Inneneinrichtung kam. Der Bezug des Gebäudes und der dem damit verbundene Start des Monitoringjahres sind für Sommer 2018 geplant.

8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2014:

Christian Fink, Walter Becke: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Demoprojekte Solarhaus"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2014

Becke et al., 2017a:

Walter Becke, Christian Fink, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Max Blöchle: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2017

Becke et al., 2017b:

Walter Becke, Christian Fink, Waldemar Wagner, Bernd Windholz, Max Blöchle, Franz Helminger: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2017

Becke et al., 2017c:

Walter Becke, Christian Fink, Waldemar Wagner, Bernd Windholz, Max Blöchle, Franz Helminger: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2016“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2017