

2. Zwischenbericht zum Projekt

WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITFORSCHUNG ZUM FÖRDERPROGRAMM „DEMOPROJEKTE SOLARHAUS 2014“

Autoren

Walter Becke, Projektleitung
Christian Fink
Roman Stelzer

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Bernd Windholz
Max Blöchle

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Gleisdorf, im April 2017

Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien



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

Programmaabwicklung:

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.....	15
7.1	Solarhaus Burtscher, Vbg	15
7.2	Solarhaus Westreicher, T.....	27
7.3	Solarhaus Maier, OÖ.....	42
7.4	Solarhaus Wieder, OÖ	58
7.5	Solarhaus Zellhofer, OÖ.....	72
7.6	Solarhaus Schachinger, OÖ.....	85
7.7	Solarhaus Lindenberger, K.....	91
7.8	Solarhaus Scherling, Stmk.....	99
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	106

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 drei erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 50 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 2016 bis Februar 2017) 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 5 bereits die einjährige Monitoringphase begonnen hat.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- o Kontakthaltung mit 8 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und dessen Partnern (Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- o Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- o Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern für 8 Projekte
- o Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems bei insgesamt 8 Projekten
- o Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- o Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse

- o Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- o 2 Vorträge bei einschlägigen Tagungen (in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus“)
- o 2 Vorträge bei Sonnenhaus Seminaren, 1 Vortrag bei einem Sonnenhaus-Workshop sowie ein eintägiges Modul für einen WIFI-Kurs (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 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 drei erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an über 50 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 $42 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBFa}}$
- Biomassekessel, -ofen oder Wärmepumpe als Nachheizsystem

Die Förderquote variiert je nach erreichtem spezifischem Heizwärmebedarf (HWB) von 40% der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten bei einem HWB von $42 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBFa}}$, 45% bei einem HWB von $30 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBFa}}$ und 50% bei einem HWB von $15 \text{ kWh/m}^2_{\text{EBFa}}$. 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:

- o Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- o Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- o Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- o Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- o Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- o Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- o 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.
- o Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- o Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.
- o 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.
- o Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an die ASTTP (Austrian Solar Thermal Technology Plattform) 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 und 2015 (Becke et al., 2016a; Becke et al., 2016b) erstellt.

3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Während des Berichtszeitraums (März 2016 bis Februar 2017) 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.

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung ist die Haustechnik bei allen 8 Anlagen in Betrieb. Für 5 Anlagen hat die Monitoringphase bereits begonnen. Für ein Bauvorhaben hat die Monitoringperiode mit März begonnen. Bei 2 Bauvorhaben ist die Umsetzung des Monitoringsystems noch in Arbeit.

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

Tabelle 3.1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 8 Projekten im Förderprogramm 2014

BV	Speicher		BKF[1]	Projektstatus	Monitoringstart	Zuständigkeit Begleitforschung
	Beton	Wasser				
Burtscher	Nein	4,3 m ³	36 m ²	Monitoring läuft	01.10.2016	AEE INTEC
Westreicher	55 m ³	1,0 m ³	16 m ²	Monitoring läuft	01.11.2016	AEE INTEC
Maier	60 m ³	2x 4,5 m ³	77 m ²	Monitoring läuft	01.12.2016	AEE INTEC
Wieder	116 m ³	30,8 m ³	40 m ²	Monitoring läuft	01.01.2017	AEE INTEC
Zellhofer	62 m ³	1,2 m ³	30 m ²	Monitoring läuft	01.01.2017	AIT
Schachinger	93 m ³	1,2 m ³	42 m ²	Monitoring läuft	01.03.2017	AEE INTEC
Lindenberger	55 m ³	12,0 m ³	30 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit		AIT
Scherling	58 m ³	8,0 m ³	60 m ²	Anlage in Betrieb, Umsetzung Monitoringsystem in Arbeit		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 befanden sich 6 Projekte in der einjährigen Monitoringphase. 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		Start	Ende
	1.	2.		
Burtscher			Okt. 16	
Maier			Dez. 16	
Westreicher			Nov. 16	
Wieder			Jan. 17	
Schachinger			Mrz. 17	

AIT				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Lindenberger				
Zellhofer			Jan. 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 aktuell 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 6 Anlagen wurde das Anlagenmonitoring bereits in Betrieb genommen, 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 befanden sich 5 Projekte in der einjährigen Monitoringphase. 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 5.1 angeführt, wurden Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen veröffentlicht.

Tabelle 5.1: Übersicht zu durchgeführten Verbreitungsaktivitäten im bisherigen Projektzeitraum

<i>Art der Veranstaltung</i>	<i>Titel der Veranstaltung</i>	<i>Vortragstitel</i>	<i>Teilnehmer</i>
<i>Symposium</i>	<i>OTTI 2016 – Symposium Thermische Solarenergie</i>	<i>Mit dem Solar-Aktivhaus zum Nearly-Zero-Emission-Building Wissenschaftliche Begleitforschung</i>	<i>ca. 150</i>
<i>Symposium</i>	<i>Gleisdorf Solar 2016</i>	<i>Mit dem Solar-Aktivhaus zum Nearly-Zero-Emission-Building Wissenschaftliche Begleitforschung verschiedener Gebäudetypologien mit hohem solaren Deckungsgrad</i>	<i>Ca. 150</i>
<i>WIFI Kurs</i>	<i>Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement (September 2016)</i>	<i>Modul: Gebäude mit hoher solarer Deckung</i>	<i>Ca. 20</i>
<i>Seminar</i>	<i>Sonnenhaus Projektseminar Ebbs (Oktober 2016)</i>	<i>Das Spezielle der Sonnenhaustechnik - Umsetzungsbeispiele</i>	<i>Ca. 25</i>
<i>Seminar</i>	<i>Sonnenhaus Intensivseminar LSI Voitsberg (Februar 2017)</i>	<i>Das Spezielle der Sonnenhaustechnik - Umsetzungsbeispiele</i>	<i>Ca. 25</i>
<i>Workshop</i>	<i>Sonnenhaus Kompetenztreffen Schwertberg (März 2017)</i>	<i>Begleitforschung „Demoprojekte Solarhaus“ – erste Messergebnisse</i>	<i>Ca. 20</i>

6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Von den 8 schon in Betrieb befindlichen Anlagen, konnte bei 5 Projekten mit der Monitoringphase bereits begonnen werden. Bei 2 weiteren Projekten (Solarhaus Scherling und Lindenberger) befindet sich die Umsetzung des Monitoringsystems in Arbeit.

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.

Die jeweiligen prognostizierten solaren Erträge sind als schwarze Striche dargestellt (Abbildung 2). Da der bisherige Betrachtungszeitraum für alle bereits im Monitoring befindlichen Objekte in die einstrahlungsarme Zeit fiel, lässt es sich noch nicht abschätzen, ob der Prognosewert erreicht werden wird. Bisher liegen die spezifischen solaren Erträge zwischen 51 und 154 kWh/m²a.

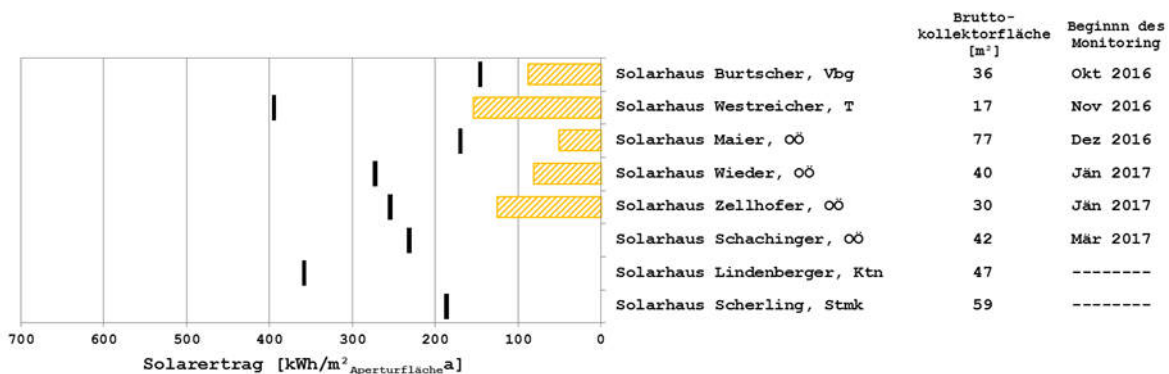


Abbildung 2: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche) der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2017)

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

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

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

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

Der Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgrad (schwarze Striche) ist in Abbildung 3 dargestellt. Bisher lagen die solaren Deckungsgrade zwischen 27 und 100%.



Abbildung 3: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2017)

Eine entscheidende Einflussgröße auf den solaren Deckungsgrad und den spezifischen Solarertrag bildet der Wärmeverbrauch. Abbildung 4 zeigt hierzu den Vergleich des tatsächlich aufgetretenen Wärmeverbrauchs im Vergleich mit dem Prognosewert für die 5 bereits im Monitoring befindlichen Solarhäuser. Die bisherigen Wärmeverbräuche liegen zwischen 2 und 12 MWh. Dies ist unter anderem auf den sehr kalten und einstrahlungsarmen Winter zurückzuführen.

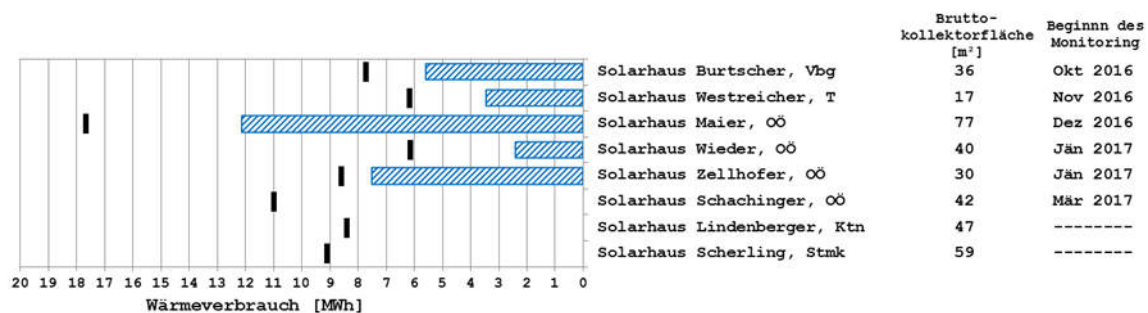


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche) für Warmwasser und Raumheizung der 8 Solarhäuser (Monitoringzeitraum bis einschließlich Februar 2017)

Die prognostizierten Wärmeverbräuche für Warmwasser und Raumheizung liegen zwischen 6 und 18 MWh, wobei ein Großteil der Gebäude im Bereich von 6 bis 9 MWh liegt. Die erhöhten Wärmebedarfe der Solarhäuser Schachinger und Maier lassen sich anhand von Tabelle 6.1 erklären.

Tabelle 6.1: spezifischer Heizwärmebedarf und Energiebezugsfläche der 8 Solarhäuser

	Spez. HWB [kWh/m²a]	Energiebezugsfläche [m²]
Solarhaus Burtscher	38	117,4
Solarhaus Westreicher	34	142,87
Solarhaus Scherling	23	219,7
Solarhaus Schachinger	42	193,5
Solarhaus Zellhofer	33	176,4
Solarhaus Maier	34	327,9
Solarhaus Wieder	23	221,4
Solarhaus Lindemberger	17	286

Das Solarhaus Schachinger liegt mit dem spezifischen Heizwärmebedarf (HWB) vergleichsweise relativ hoch, während die Gebäudegröße im Durchschnitt liegt. Im Falle

des Solarhauses Maier ist die Gebäudegröße deutlich über dem Durchschnitt und der spezifische HWB liegt im Mittelfeld. Dies resultiert in beiden Fällen in einem absoluten Wärmebedarf, der deutlich über den Werten der anderen Gebäude liegt.

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>	41° aus Süden in Richtung Westen
<u>Energiespeichervolumen:</u>	4.300 Liter
<u>Nachheizungssystem:</u>	wassergeführter Kachelofen (5 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	71% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	143,4 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Beginn des Monitoring mit Oktober 2016
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Bauvorhaben Solarhaus Burtscher handelt es sich um ein Einfamilienhaus mit 117,4 m² Energiebezugsfläche, welches 2015 in Vorarlberg errichtet wurde (Abbildung 5). 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.

Als zentraler Wärmespeicher dient der 4.300 Liter fassende Wasser-Pufferspeicher, welcher über 2 Stockwerke reicht. Unter dem Technikraum im Keller wurde ein Tiefgeschoss errichtet, in welchem neben dem Pufferspeicher ein Großteil der Technikzentrale untergebracht ist (Abbildung 6).

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 werden die etwas höheren Auslegungstemperaturen von 35/31°C angestrebt. Der Heizkreis „Werkstatt“ hat Auslegungstemperaturen von 60/35°C.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über einen 300 Liter Boiler, welcher in Abbildung 6 rechts in grau erkennbar ist.

Solare Überschüsse können über einen Mikronetz-Verbund an das Nachbarhaus verschoben werden, wodurch sowohl die Solaranlage des Solarhauses als auch der Kessel des Nachbarhauses im Sommer entlastet werden.



Abbildung 5: Südansicht des Solarhauses Burtscher (Quelle: Bauherr)

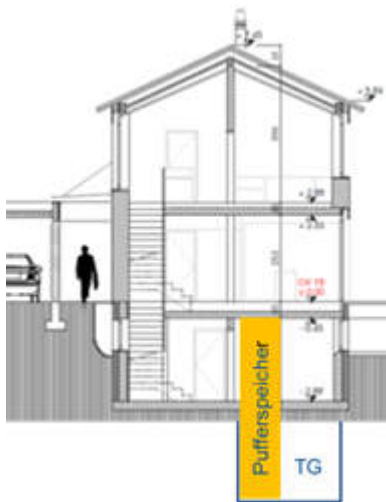


Abbildung 6: Links: Schnitt durch das Gebäude mit eingezeichnetem Pufferspeicher (Bildquelle: Einreichplan des Bauherrn & eigene Darstellung); Rechts: Technikzentrale im Tiefgeschoss (Bildquelle: AEE INTEC)

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Burtscher ist als Blockschaltbild in Abbildung 7 dargestellt. Die Solaranlage liefert über einen externen Wärmetauscher und eine Schichtladelanze Energie in den Pufferspeicher. Auch der Kachelofen nutzt eine Schichtladelanze für die Pufferbeladung. 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.

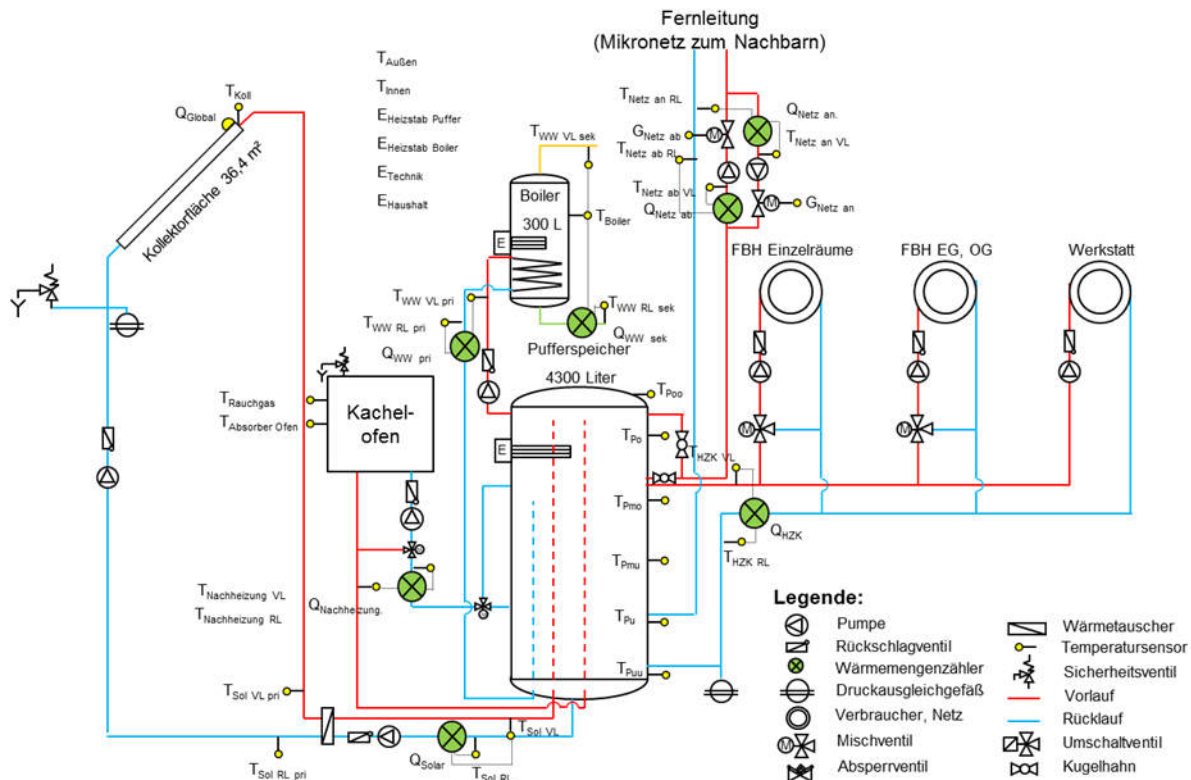


Abbildung 7: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Burtcher
(grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

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
$T_{\text{Werkstatt VL}}$	Vorlauftemperatur Werkstatt
$T_{\text{Werkstatt RL}}$	Rücklauftemperatur Werkstatt
$T_{\text{FBH Einzel VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Einzelräume
$T_{\text{FBH Einzel RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Einzelräume
$T_{\text{FBH EG OG VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung EG/OG
$T_{\text{FBH EG OG RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung EG/OG

Sonstiges

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

E_{Haushalt}

Stromzähler Haushalt

7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 8 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Burtscher. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb), den Kachelofen (dunkeltürkis) und mittels der Nähwärmeverbund zum Nachbarn (grün) sowie über je einen Heizstab im Puffer und im Warmwasserboiler statt. Die beiden Heizstäbe waren bisher nur kurz in Betrieb (Heizstab Puffer: 1 kWh, Heizstab Boiler: 2 kWh). Als Verbraucher treten die Warmwasserbereitung (dunkelblau) und die Heizkreise (dunkelrot) auf. Extra ausgewiesen wurden die thermischen Verluste des Boilers (grau). Im Mittel gehen rund 28% der in den Boiler einbrachten Wärme als Verluste verloren.

Aufgrund der Größe des Pufferspeichers kann eine signifikante solare Wärmemenge von einem Monat in den nächsten übertragen bzw. deutlich mehr solare Energie eingespeichert werden, als das System im aktuellen Monat benötigt. Bisher trat der Pufferspeicher nur als Senke auf, wodurch der Pufferbeitrag (gelb schraffiert) nur auf Input-Seite in Erscheinung tritt.

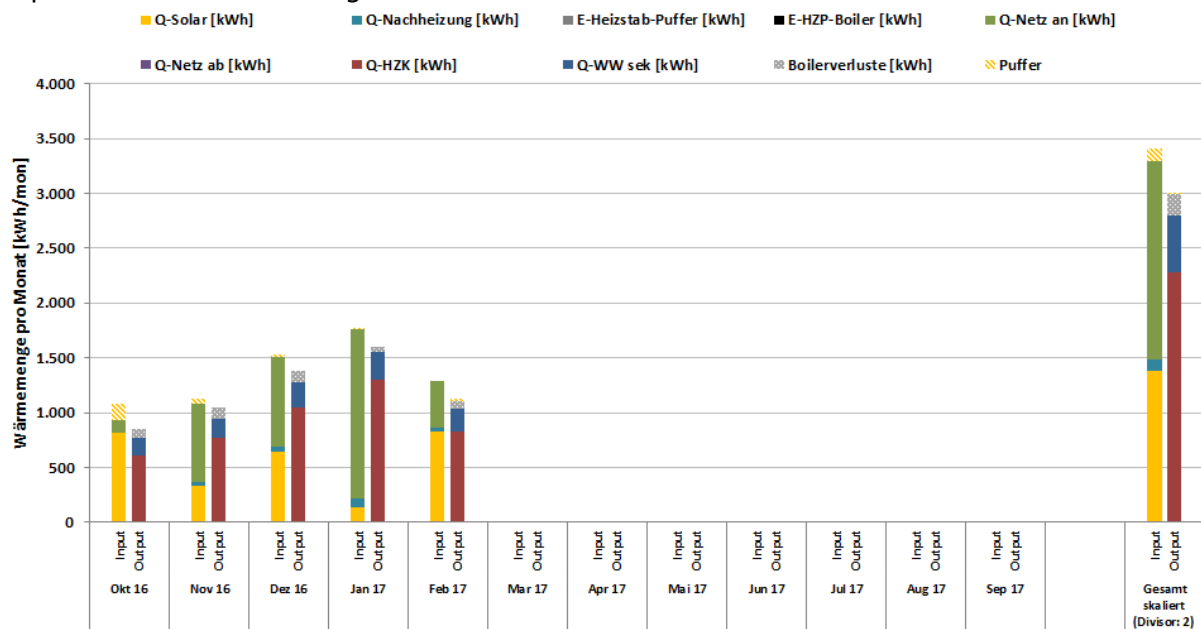


Abbildung 8: Energiebilanz des Solarhauses Burtscher (Oktober 2016 bis Februar 2017)

7.1.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 9 bis Abbildung 11) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im betrachteten Zeitraum Oktober 2016 bis Februar 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 9 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 172 kWh/m²a prognostiziert. Im bisherigen Betrachtungszeitraum liegt der gemessene Ertrag im Bereich der Erwartungen, die gemessene Einstrahlung liegt etwas unter der simulierten.

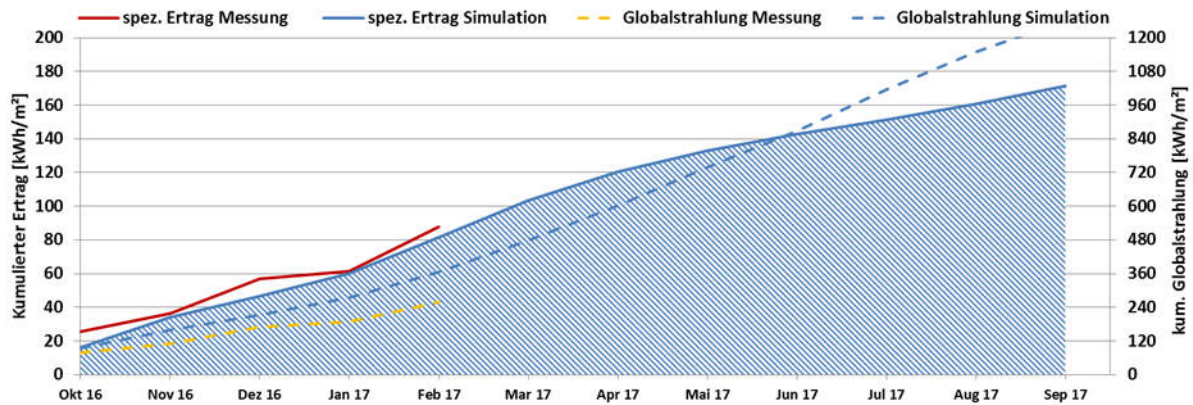


Abbildung 9: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Burtcher (Oktober 2016 bis Februar 2017)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit 71% angegeben. Abbildung 10 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und den gemessenen solaren Deckungsgrad (rot). 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.

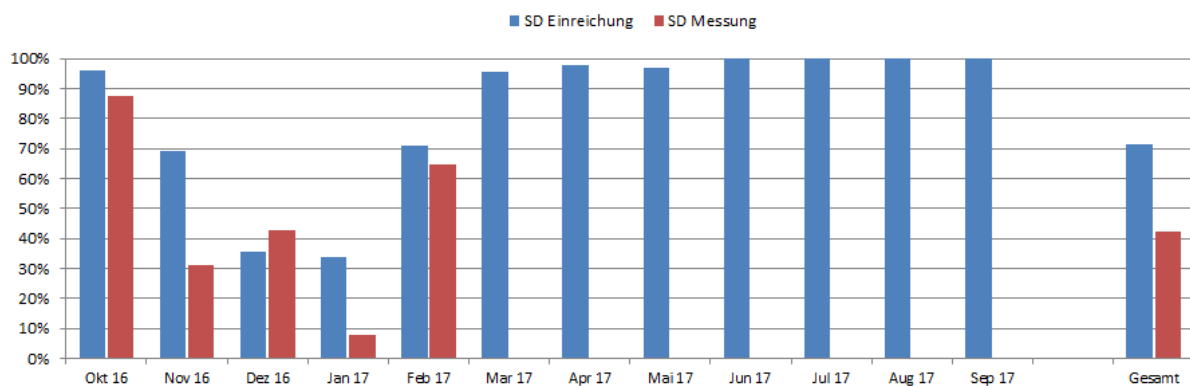


Abbildung 10: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Burtcher (Oktober 2016 bis Februar 2017)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 11 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar ist, liegt der gemessene Verbrauch bis dato über dem Prognosewert. Der Grund hierfür liegt bei der tatsächlichen Raumtemperatur, welche bei 22 – 23 °C liegt. Damit ist mit einem ca. 20% erhöhten Wärmebedarf gegenüber der Heizwärmebedarfsbestimmung mit PHPP zu rechnen. Bis dato liegt der gemessene Wärmebedarf 26% über dem Erwartungswerte.

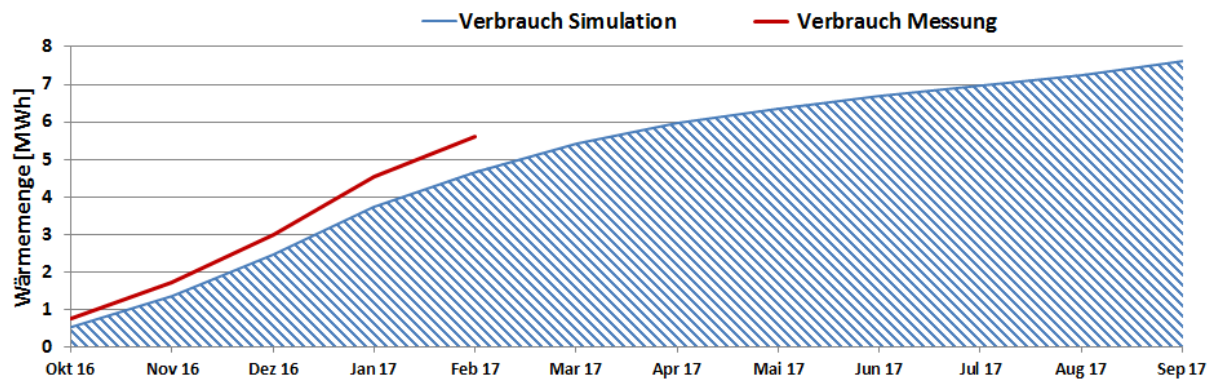


Abbildung 11: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für das Solarhaus Burtscher (Oktober 2016 bis Februar 2017)

7.1.5 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. So wird folgend einerseits auf die Betriebsweise bzw. etwaige Optimierungen eingegangen.

Abbildung 12 bis Abbildung 14 zeigen die Temperaturverläufe und Durchflüsse von Solaranlage, WW-Bereitung (WW-pri) und –Verbrauch (WW-sek) und Heizkreis sowie Einstrahlung, Kollektor- und Außentemperatur. Es handelt 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 tritt 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 wird mit einem praktisch konstanten Durchfluss im Sekundärkreis betrieben (V-Solar, gelbbraun). In Abbildung 13 ist die Änderung sämtlicher Puffertemperaturen aufgrund des solaren Eintrags zu erkennen. Dank der Schichtladelanze wird zuerst die oberste Temperaturschicht angehoben, die unteren Temperaturschichten folgende 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 einbringt (vgl. Abbildung 14). Die Anstiege der Boilertemperatur (T-Boiler, orange) korrelieren mit den Ladezyklen des Boilers, die in Abbildung 14 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.

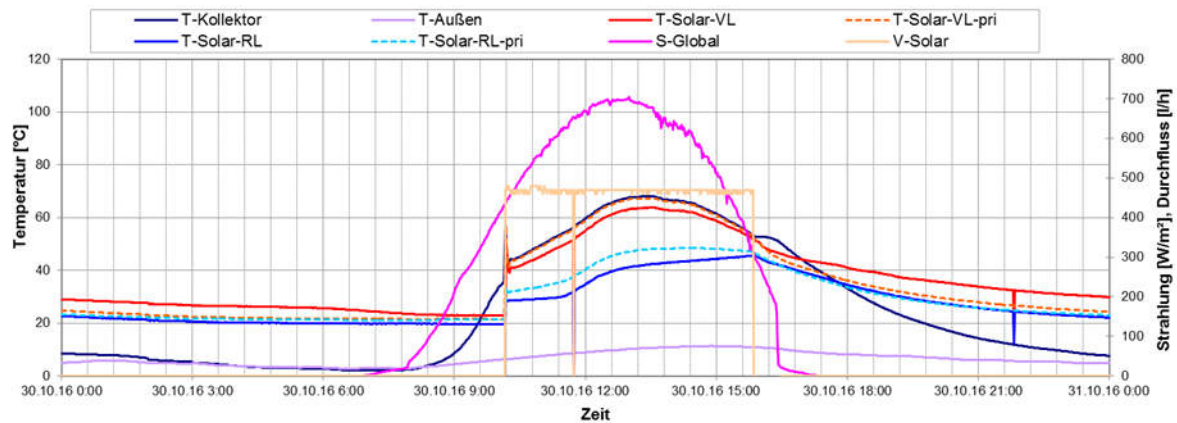


Abbildung 12: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im solaren Primär- und Sekundärkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag (30.10.2016)

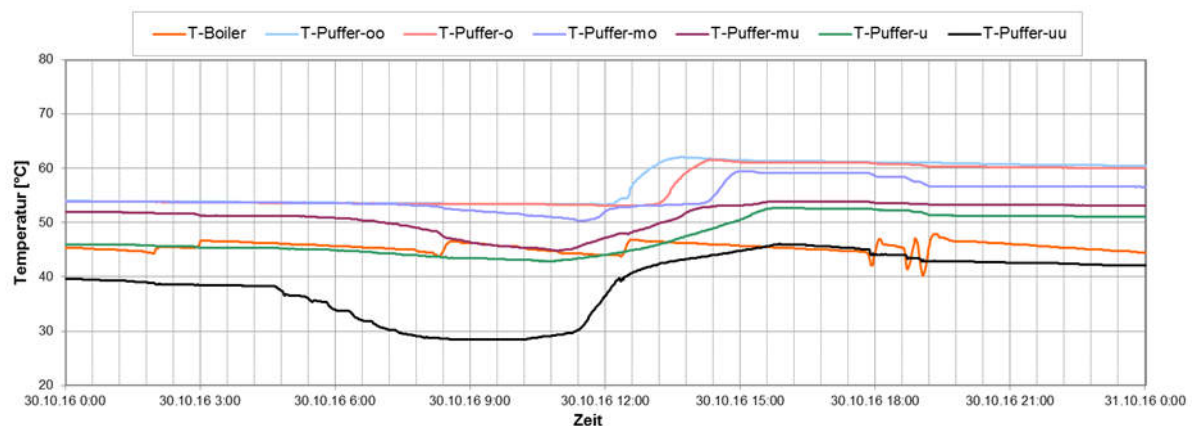


Abbildung 13: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen zuzüglich der Boilertemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag (30.10.2016)

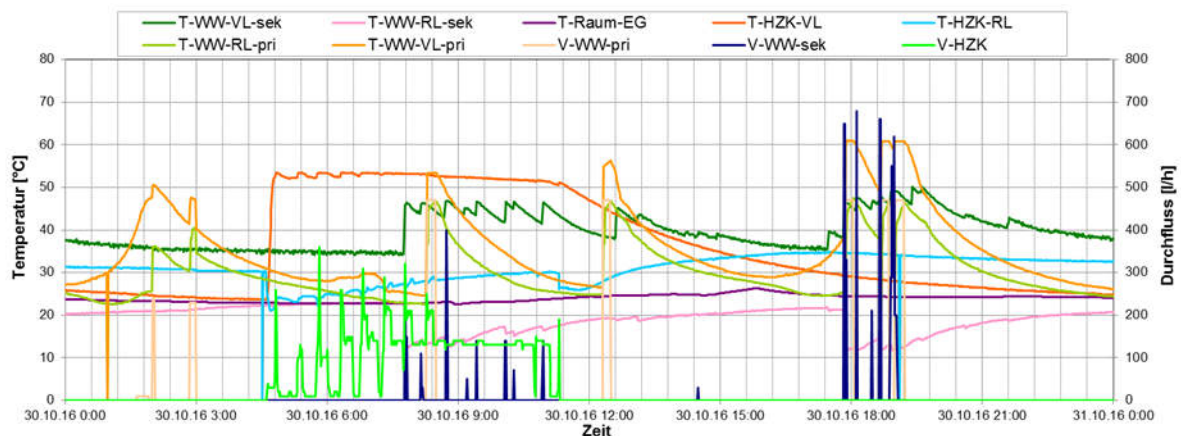


Abbildung 14: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchflüsse des Heizkreises sowie der Boilerladung (WW-pri) und des Warmwasserverbrauchs (WW-sek) zuzüglich der Raumtemperatur an einem einstrahlungsreichen Tag (30.10.2016)

Abbildung 15 bis Abbildung 17 zeigen die Temperaturverläufe und Durchflüsse von Solaranlage, WW-Bereitung (WW-pri) und -Verbrauch (WW-sek) und Heizkreis sowie Einstrahlung, Kollektortemperatur 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 15) 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 wird und den Pufferspeicher im oberen Bereich deutlich erwärmt.

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 15 ist bereits eine Optimierung erkennbar: Die Nachladung des Boilers findet statt, sobald der Regelungsfühler weniger als 42 °C anzeigt. Im Oktober lag der Grenzwert noch bei 45 °C.

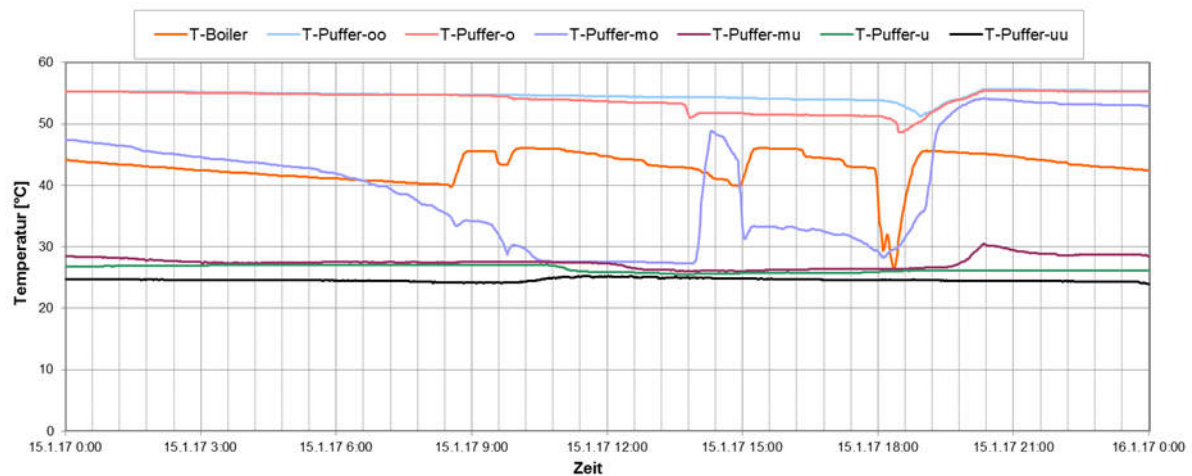


Abbildung 15: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen zuzügl. der Boilertemperatur an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

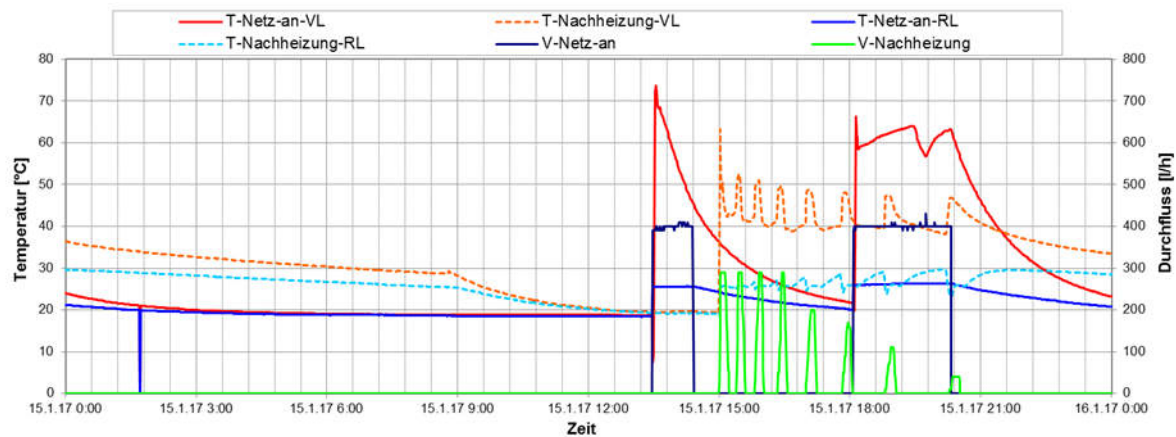


Abbildung 16: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms von Kachelofen (Nachheizung) und Nachheizung durch den Nahwärmeverbund mit dem Nachbarhaus (Netz-an) an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

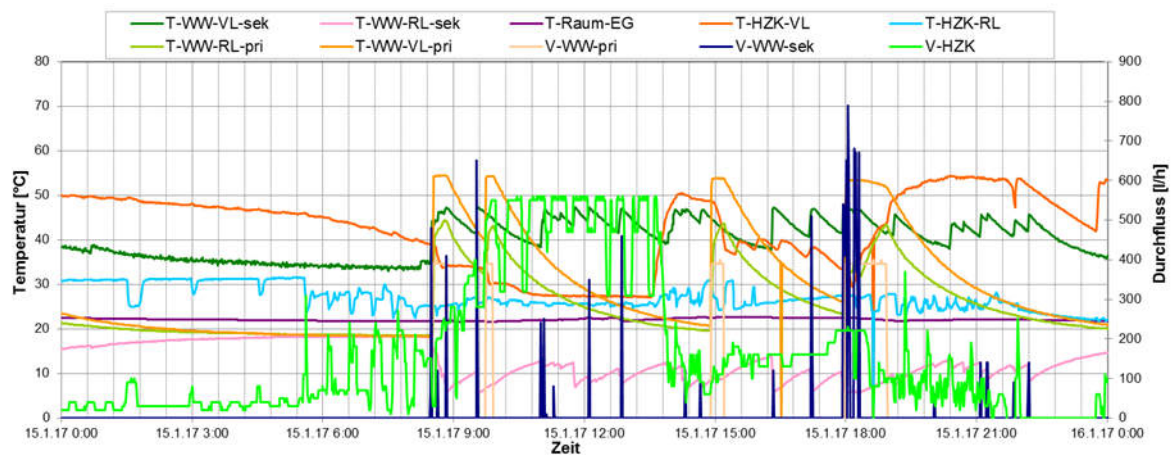


Abbildung 17: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchflüsse des Heizkreises sowie der Boilerladung (WW-pri) und des Warmwasserverbrauchs (WW-sek) zuzüglich Raumtemperatur an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

Abbildung 18 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 18, links). Diese hohen Temperaturen sorgten für unnötige Pufferverluste. Die Regelungsstrategie wurde daraufhin dahingehend angepasst, dass per Nahwärmeverbund bis maximal 58 °C Mitteltemperatur der drei obersten Puffertemperaturfühler nachgeheizt wird.

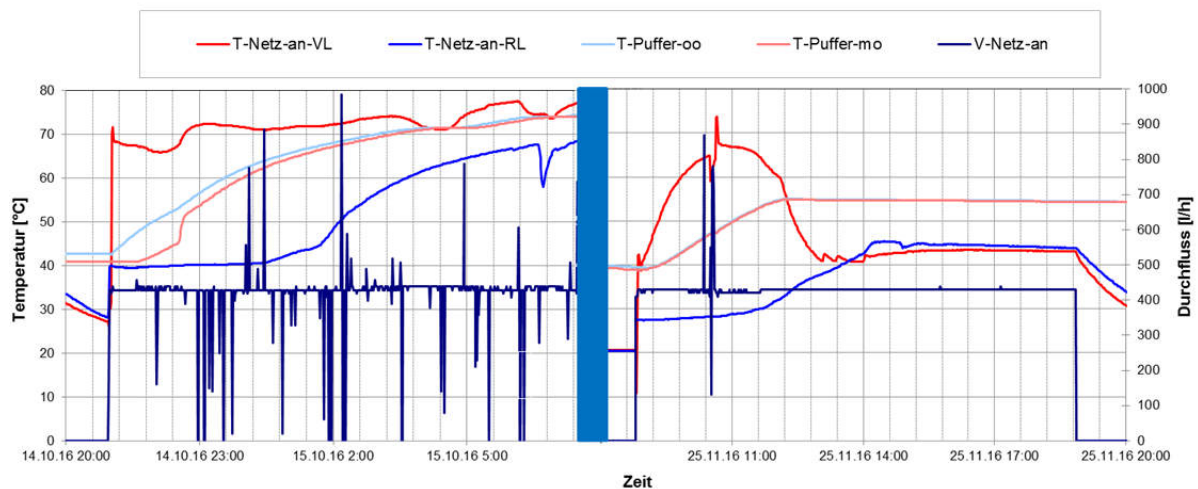


Abbildung 18: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchfluss der Nachheizung durch den Nahwärmeverbund sowie die obersten beiden Puffertemperaturen – Vergleich vor und nach der Regelungsoptimierung

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 19 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen der Solaranlage zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Die Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des bisherigen Betrachtungszeitraums (Oktober 2016 bis Februar 2017). Die Solaranlage lieferte Temperaturen bis 90 °C, wobei der meiste Energieeintrag bei rund 55 °C geschah.

In Abbildung 20 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 Betrieb im Zeitraum Oktober 2016 bis Februar 2017 liegt bei 42 °C (roter Punkt).

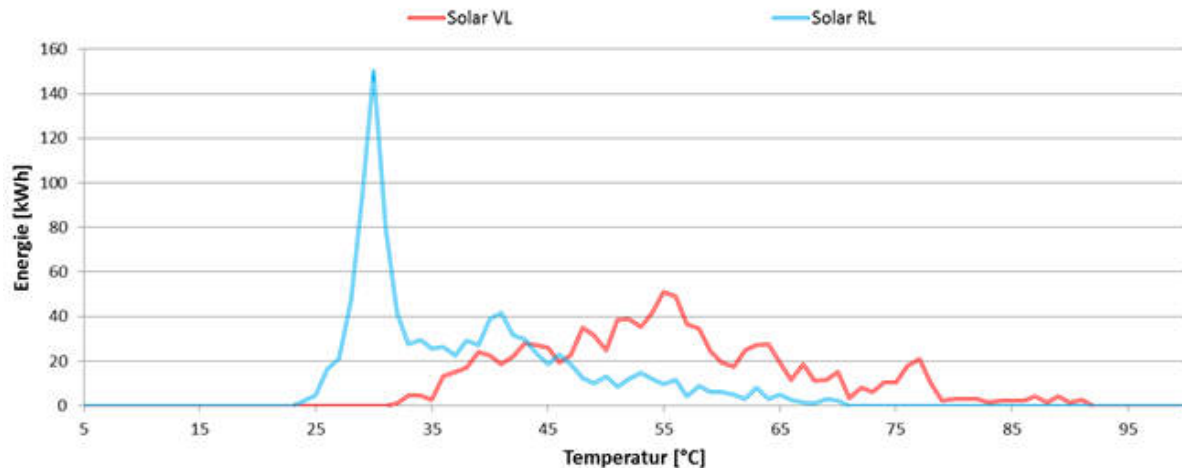


Abbildung 19: Darstellung der Wärmemengen durch die Solaranlage zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklauftemperaturniveau – jeweils in Rot bzw. Blau) im Betrachtungszeitraum Oktober 2016 bis Februar 2017.

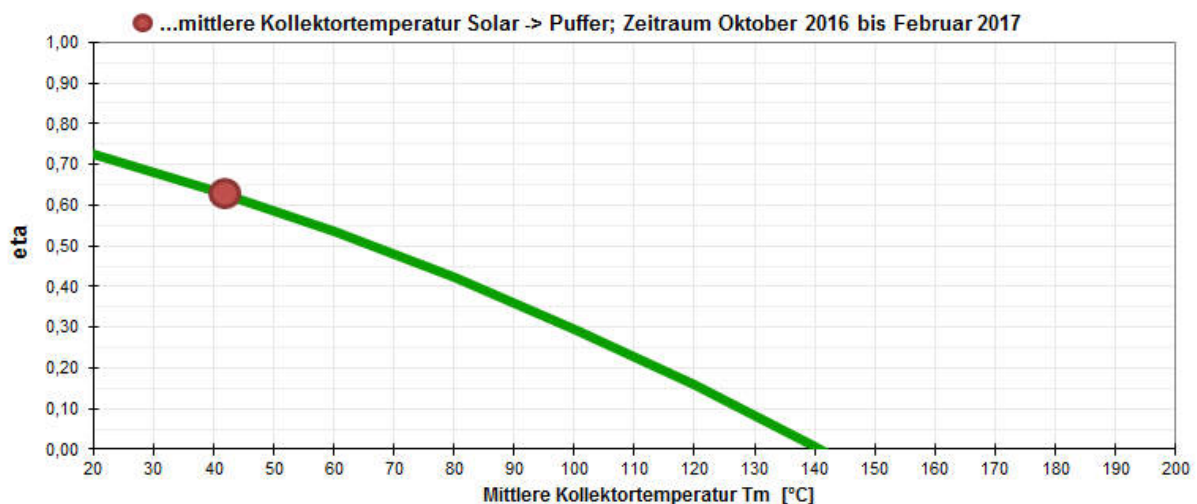


Abbildung 20: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Burtscher eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur im Zeitraum Oktober 2016 bis Februar 2017

7.1.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Burtscher arbeitet im bisherigen Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme. Der solare Ertrag liegt im Bereich der Prognose, trotz Einbrüchen im November 2016 und Jänner 2017 aufgrund von deutlich geringerer Einstrahlung im Vergleich zur Simulation. Der Wärmebedarf des Gebäudes liegt aktuell über der Simulation. Dies ist auf die tatsächlichen Raumtemperaturen zwischen 22 und 23 °C zurückzuführen, welche einen bis zu 20% höheren Heizwärmebedarf gegenüber der Auslegungstemperatur von 20 °C bedingen. Die Warmwasserbereitung über den separaten Boiler führt zu einem insgesamt 28% höheren Warmwasserbedarf aufgrund thermischer Verluste des Boilers. Die Verluste konnten durch Optimierung der Regelungsstrategie bereits 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 bereits 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.

Es hat sich gezeigt, dass insbesondere in schneereichen Wintern wie der Saison 2016/2017 eine verhältnismäßig flache Kollektorneigung von 25° problematisch ist, da eine Schneedecke länger liegen bleibt. Dadurch können solare Erträge während dieser Zeit deutlich hinter den Erwartungen zurückbleiben (vgl. November 2016 und Jänner 2017).

Der Nahwärmeverbund mit dem benachbarten Gebäude erwies sich bisher als sehr komfortabel, da der Nachheizbedarf automatisch gedeckt werden konnte. Bisher wurden noch keine solaren Überschüsse über den Wärmeverbund verschoben. Es wird sich zeigen, ob diese zusätzliche Wärmesenke als stagnationsreduzierende Maßnahme für die (flache) Kollektorfläche ausreichend ist.

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>	5° Richtung Osten
<u>Energiespeichervolumen:</u>	950 Liter Pufferspeicher, 55 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	5 kW Kachelofen
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	97% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	392 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Beginn des Monitoring mit November 2016
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Bauvorhaben Solarhaus Westreicher handelt es sich um ein Einfamilienhaus mit 143 m² Energiebezugsfläche und Flachdach (Abbildung 21), 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 23 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 und über eine Wandheizung im Obergeschoss. 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.

Abbildung 22 zeigt die kompakte gehaltene Haustechnik des Solarhauses (rechts: Pufferspeicher, links oben: Rückseite der Solaranlage inkl. Befestigung und Einstrahlungssensor, links unten: Lüftungsanlage).



Abbildung 21: Südansicht des Solarhauses Westreicher (Quelle: Bauherr)



Abbildung 22: Solaranlage mit Einstrahlungssensor (oben links), Lüftungsanlage (unten links) und Pufferspeicher (rechts) (Bildquelle: AEE INTEC)

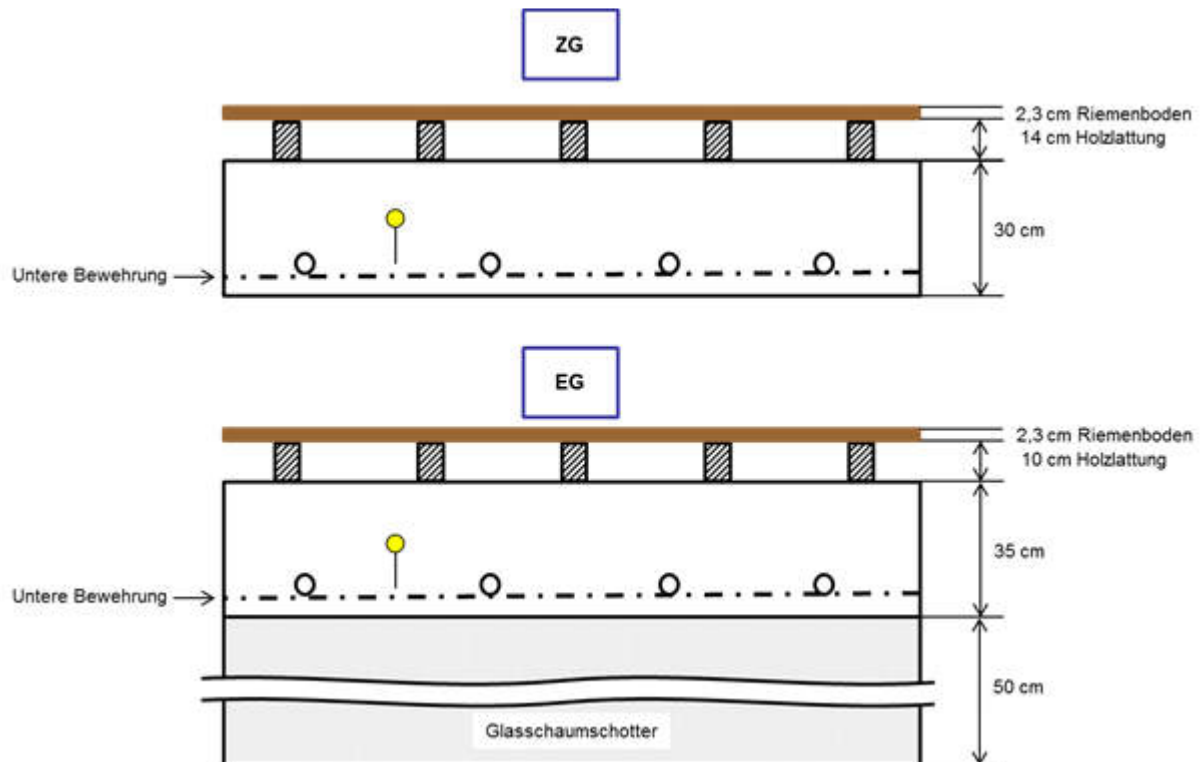


Abbildung 23: Aufbau der bauteilaktivierten Bodenplatte (EG) bzw. der Zwischendecke (ZG) inkl. Fußbodenaufbau (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Westreicher ist als Blockschaltbild in Abbildung 24 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 passiert im Schwerkraftbetrieb. 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 23).

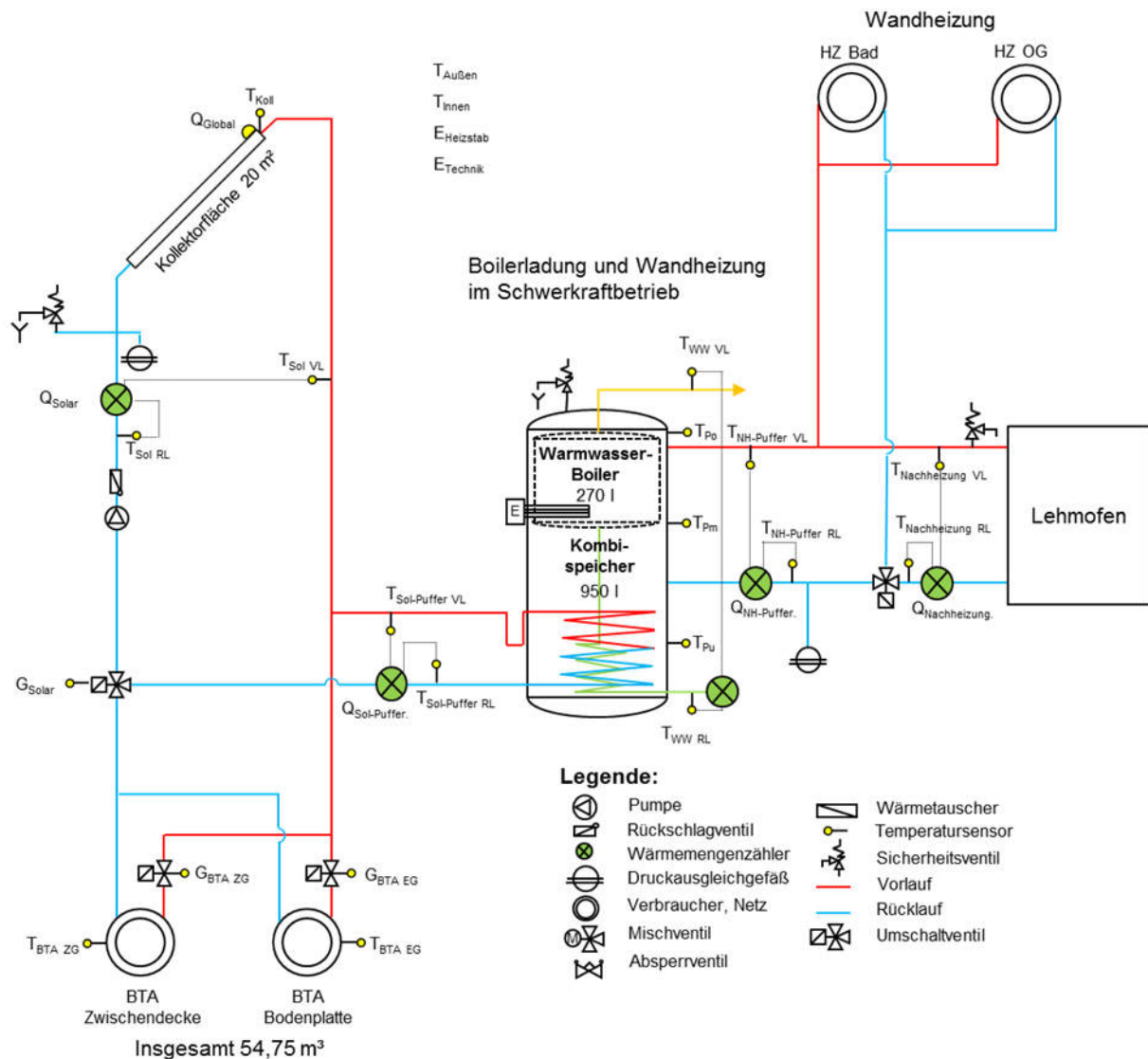


Abbildung 24: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Westreicher (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

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 25 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 als auch die Wärmeabgabe auf der Wasserseite berücksichtigt wurde, statt. Der elektrische Heizstab (rot), welcher als Notheizung fungiert, war bisher noch nie in Betrieb. Der solare Eintrag wird auf der Verbraucherseite auf die beiden aktivierten Bauteilen ($Q_{\text{BTA EG}}$, 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. Bisher wurden rund 64% der solaren Energie direkt in den Bauteilen genutzt. Der Rest ging in den Pufferspeicher und stand dort für den Warmwasserbedarf zur Verfügung.

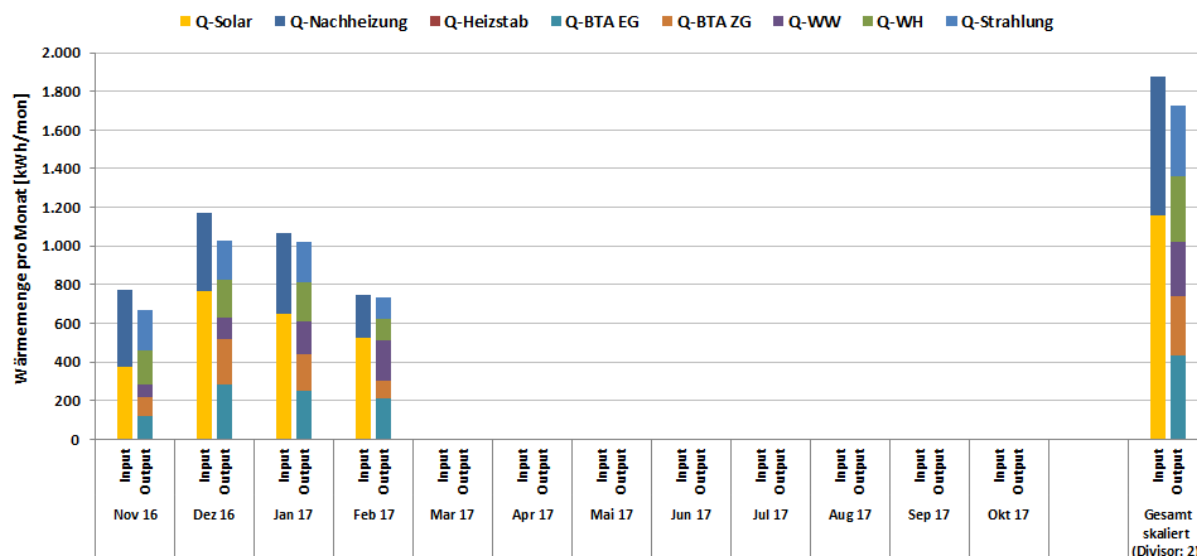


Abbildung 25: Energiebilanz des Solarhauses Westreicher (November 2016 bis Februar 2017)

7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 26 bis Abbildung 28) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im betrachteten Zeitraum November 2016 bis Februar 2017. 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 26 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 392 kWh/m²a prognostiziert. Im bisherigen Betrachtungszeitraum liegt der Messwert 15% unter den Erwartungen, was jedoch ausschließlich auf den Minderertrag im November zurückzuführen ist. Der Grund hierfür liegt in den Wetterbedingungen dieses Monats. Die tatsächliche Einstrahlung im November lag rund 62% unterhalb der durch die Simulation prognostizierten.

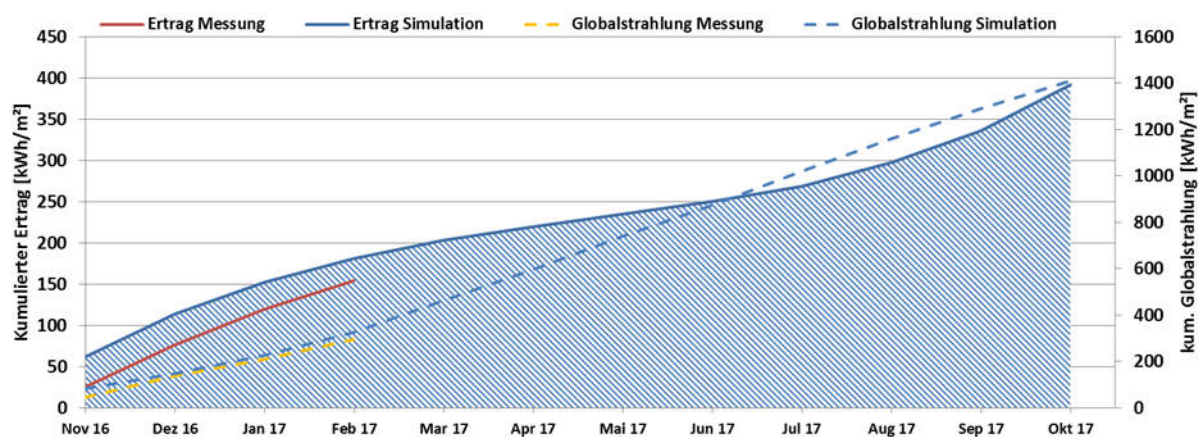


Abbildung 26: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung für das Solarhaus Westreicher (November 2016 bis Februar 2017)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 97%

angegeben. Abbildung 27 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und den gemessenen solaren Deckungsgrad. Die rosa Säulen zeigen die Bilanz über den Speicher (Bauteilaktivierung plus Wasserpufferspeicher). Wird auch der Strahlungsanteil des Wohnraumofens berücksichtigt, ergeben sich die dunkelroten Balken. Der gegenüber der Simulation geringere solare Deckungsgrad ist auf eine Kombination von geringerem Ertrag (vgl. Abbildung 26) und höherem Verbrauch (siehe unten) zurückzuführen.

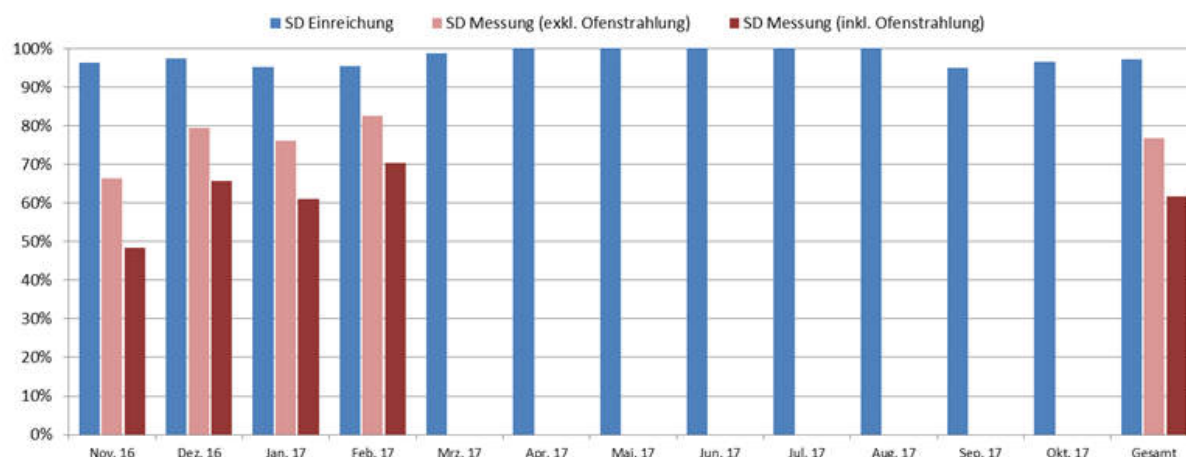


Abbildung 27: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Westreicher (November 2016 bis Februar 2017)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 28 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar ist, liegt der gemessene Verbrauch bis dato über dem Prognosewert. Im Zuge der Umsetzung wurde die Brutto-Kollektorfläche von den ursprünglich geplanten 20 m² auf 16 m² reduziert. In der Neusimulation – welche den Grafiken zugrunde liegt – wurde ein deutlich zu geringer Wert (2.900 kWh/a) für den Heizwärmebedarf (HWB) angenommen. Der HWB lt. PHPP liegt bei 4.900 kWh/a.

Die mittlere Raumtemperatur lag im betrachteten Zeitraum bei 21,8°C. Daher ist zusätzlich mit einem um rund 11% höheren Energiebedarf für Raumwärme zu rechnen. Es wurden jedoch Raumtemperaturen bis zu 27 °C erfasst

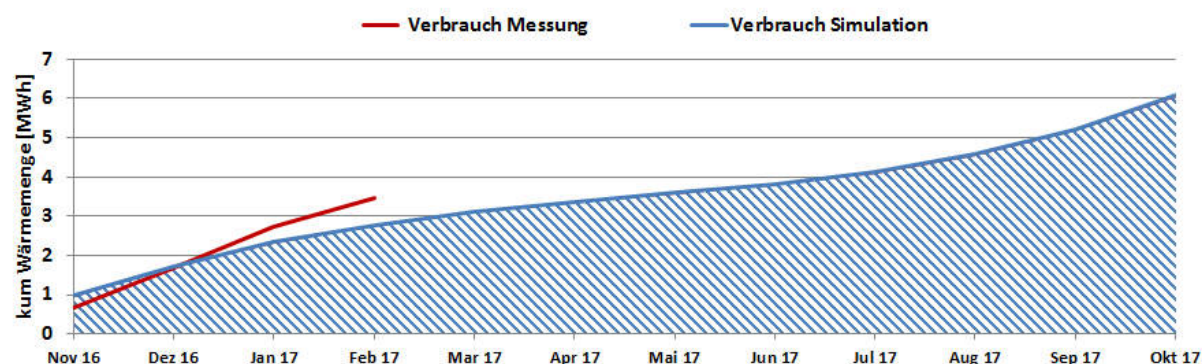


Abbildung 28: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für das Solarhaus Westreicher (November 2016 bis Februar 2017)

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 Bauteilaktivierung 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 29 und Abbildung 30 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 29 erkennbar. Der Pufferspeicher wird während des Vormittags von der Solaranlage beladen (vgl. Puffertemperaturen T_{Po} , T_{Pm} , T_{Pu}). Ab einer unteren Puffertemperatur (T_{Pu}) von ca. 60°C findet die Umschaltung auf die Beladung der Bauteilaktivierung statt. Beide Absperrventile der Bauteilaktivierung (vgl. Abbildung 24) 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 30 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 30 auch eine relativ rasche Abkühlphase erkennbar, bis sich nach rund 3 Stunden ein konstanter Temperaturverlauf einstellt.

Der starke Anstieg der Raumtemperatur im Obergeschoss ist auf passive, solare Gewinne zurückzuführen. Diese sind ein Resultat der relativ großen Fensterflächen in Richtung Süden (vgl. Abbildung 21) und einer guten Gebäudehülle. Die Rücksprache mit dem Bauherrn hat ergeben, dass es tatsächlich zu diesen Raumtemperaturen kommt.

Kern- und Raumtemperatur im Erdgeschoss 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).

Interessant ist weiters der Temperaturverlauf im Puffer bei Beladung durch die Solaranlage. Insbesondere in diesem Systemzustand ist die mittlere Puffertemperatur (T_{Pm} , gelb) geringer als die unterste Puffertemperatur (T_{Pu} , braun). Da der Pufferspeicher ausschließlich der Warmwasserbereitung dient, ist er nicht als Schichtspeicher konzipiert und die auftretende Durchmischung ohne weitreichende Konsequenz.

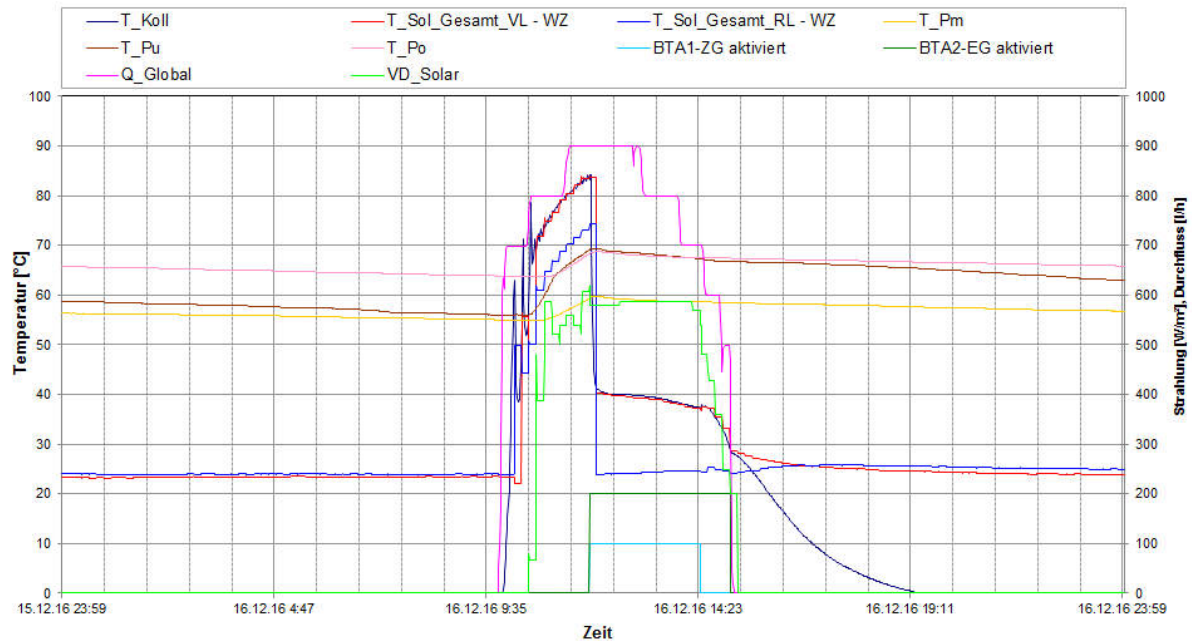


Abbildung 29: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsreichen Tag (16.2.2017)

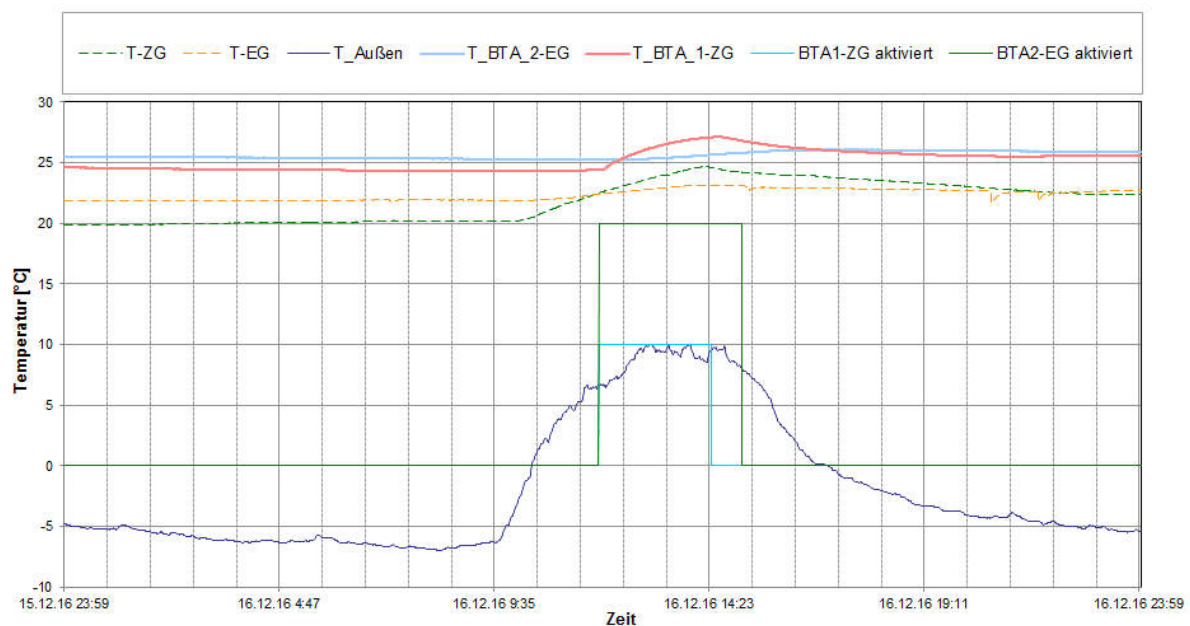


Abbildung 30: Beispielhafter Verlauf der Raumtemperaturen, der Außentemperatur, der Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung zuzüglich der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsreichen Tag (16.2.2017)

Abbildung 31 und Abbildung 32 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 $22,9^\circ\text{C}$ auf $23,4^\circ\text{C}$ 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.

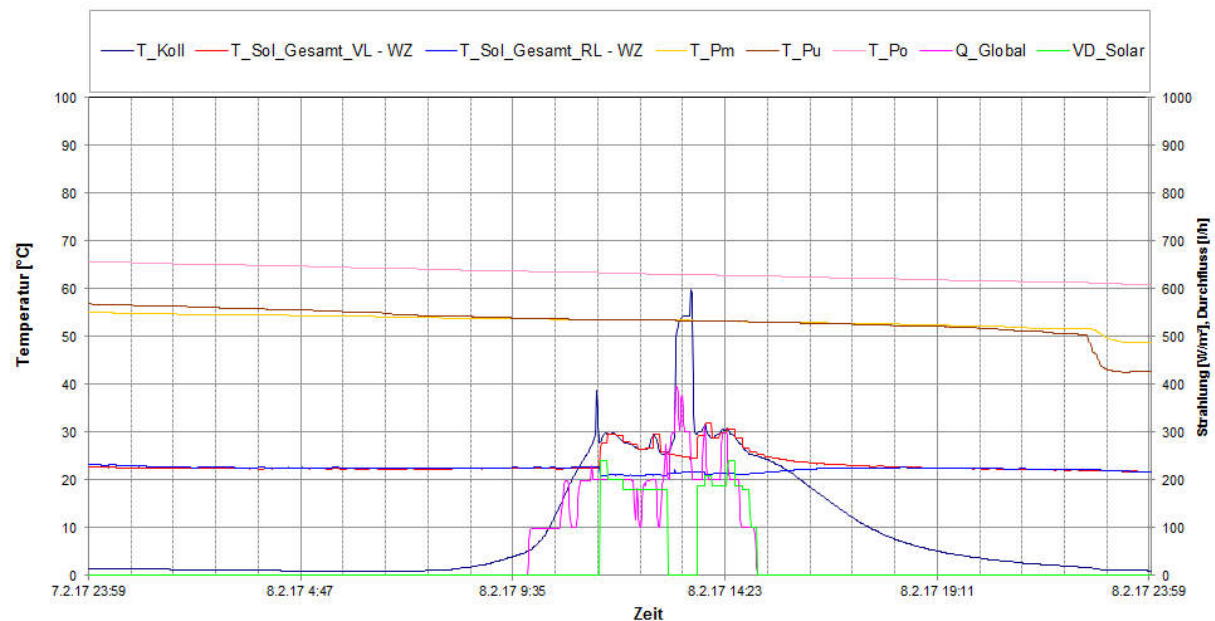


Abbildung 31: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsarmen Tag (8.2.2017)

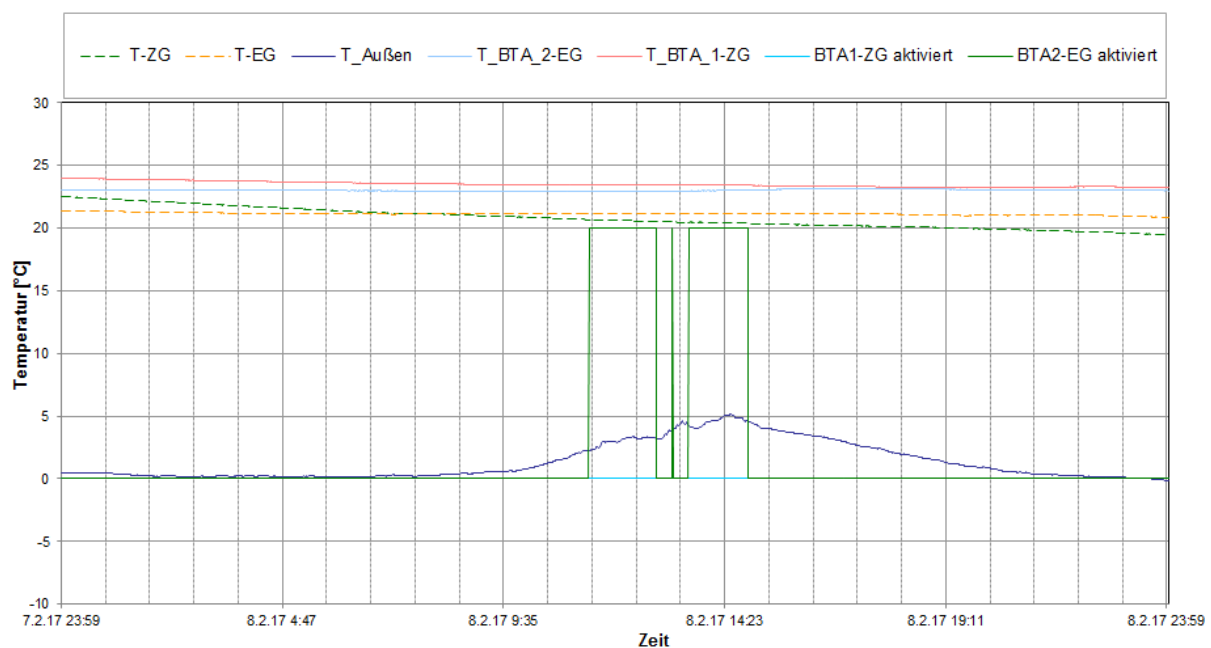


Abbildung 32: Beispielhafter Verlauf der Raumtemperaturen, der Außentemperatur, der Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung zuzüglich der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung an einem einstrahlungsarmen Tag (8.2.2017)

Abbildung 33 und Abbildung 34 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 ($T_{\text{Lehmofen_VL}}$, dunkelviolett) erkennbar ist, wurde der Ofen am 24.2.2017 abends gegen 20.00 Uhr eingeheizt. 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 Fall. Daher steht das Umschaltventil im Nachheizungskreis auf Wandheizungsbetrieb und aufgrund der Schwerkraft kommt es zu einem Durchfluss (VD_{Lehmofen} , dunkelblau) in den Wandheizungskreisen. Der sprunghafte Verlauf des Durchflusses ist ein Charakteristikum der Schwerkraftheizung. Laut Planer kommt es in diesen Systemen immer wieder zu Schaukelbewegungen, die bei ausreichendem Impuls sprunghaft zu Durchflüssen führen. Hinzu kommt, dass aufgrund der räumlichen Anordnung von Pufferspeicher und Ofen, welche sich nicht im selben Raum, aber auf selber Ebene befinden, der Rücklauf vom Pufferspeicher zum Ofen unter dem Fußboden durchgeführt werden musste und somit wie ein Syphon wirkt. Eine weitere Ursache könnte Luft im hydraulischen Kreis sein. Dies wurde dem Anlagenbauer bereits kommuniziert, welcher das prüfen und gegebenenfalls den Kreis entlüften wird.

Die Einbrüche bei der mittleren (T_{Pm} , gelb) und unteren (T_{Pu} , braun) Puffertemperatur kommen durch Warmwasserzapfungen zustande, wie in Abbildung 34 verdeutlicht wird. Der steile Anstieg der Puffertemperaturen am 25.2.2017 ist durch solaren Eintrag zu erklären. Wie oben bereits erwähnt, kommt es auch hier wieder zur Umkehrung der Puffertemperaturen.

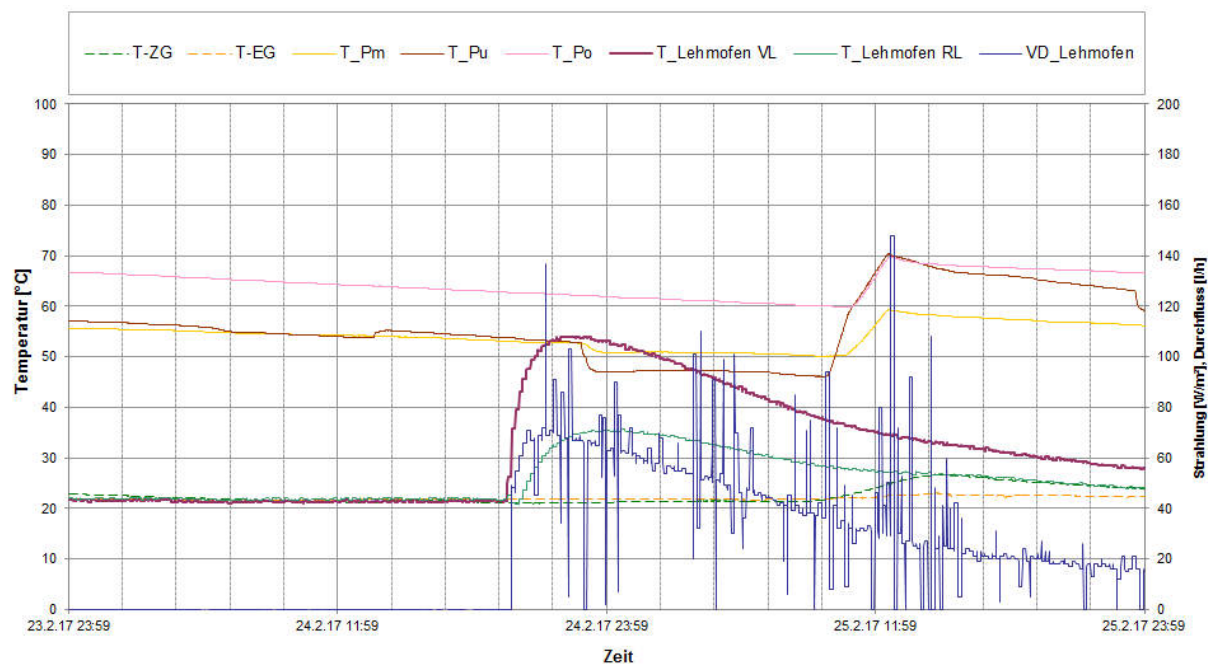


Abbildung 33: Beispielhafter Verlauf der Raum- und Puffertemperaturen sowie der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses im Nachheizungskreis (24.2.2017 – 25.2.2017)

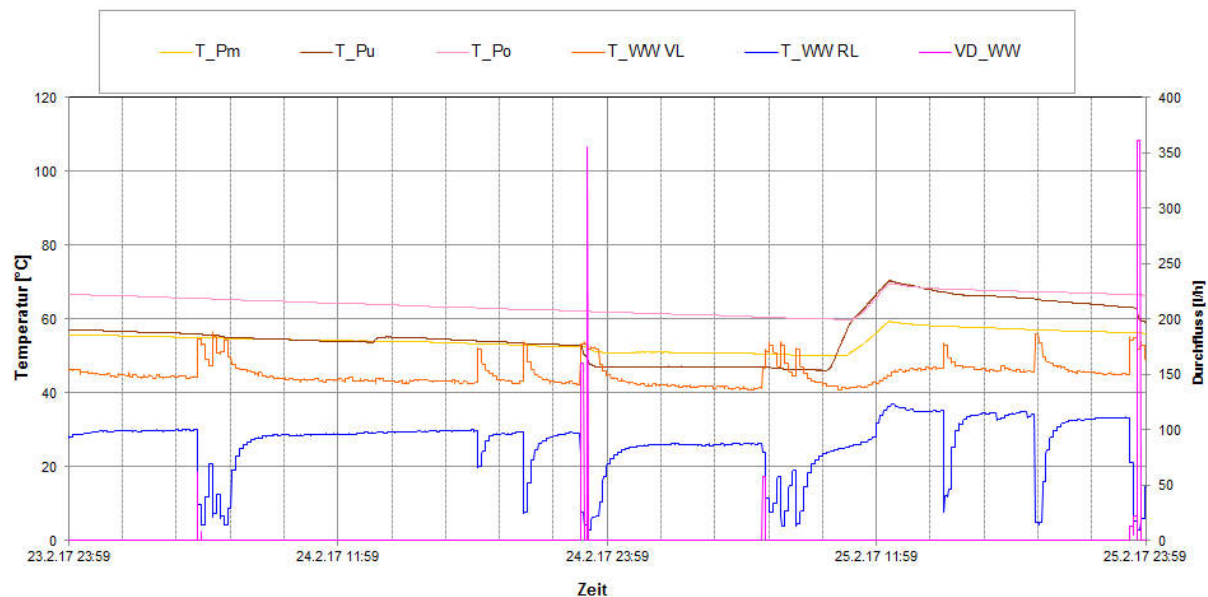


Abbildung 34: Beispielhafter Verlauf der Puffertemperaturen sowie der Vor- und Rücklauftemperaturen und des Durchflusses der Warmwasserzapfungen (24.2.2017 – 25.2.2017)

Abbildung 35 und Abbildung 36 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. 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. Dieses Problem trat aufgrund einer nicht ganz optimalen Regelungsstrategie auf: Die Beladung der Bauteilaktivierung wurde abgeschaltet, wenn die Kerntemperatur der jeweiligen Bauteile 24 °C erreicht hatte und erst wieder eingeschaltet, wenn die jeweilige Kerntemperatur 22,5 °C ($\Delta T = 1,5$ K) unterschritten wurde. Aus Abbildung 36 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 im Zeitraum November 2016 bis Mitte Februar 2017 insgesamt 7 Mal auf.

Es wurde aufgrund der Analyse dieser Fälle bereits eine Optimierung der Regelung durchgeführt, indem die Ruhezeit der solaren Beladung mit Hilfe einer Reduktion des ΔT von 1,5 K auf 0,3 K verkürzt wurde.

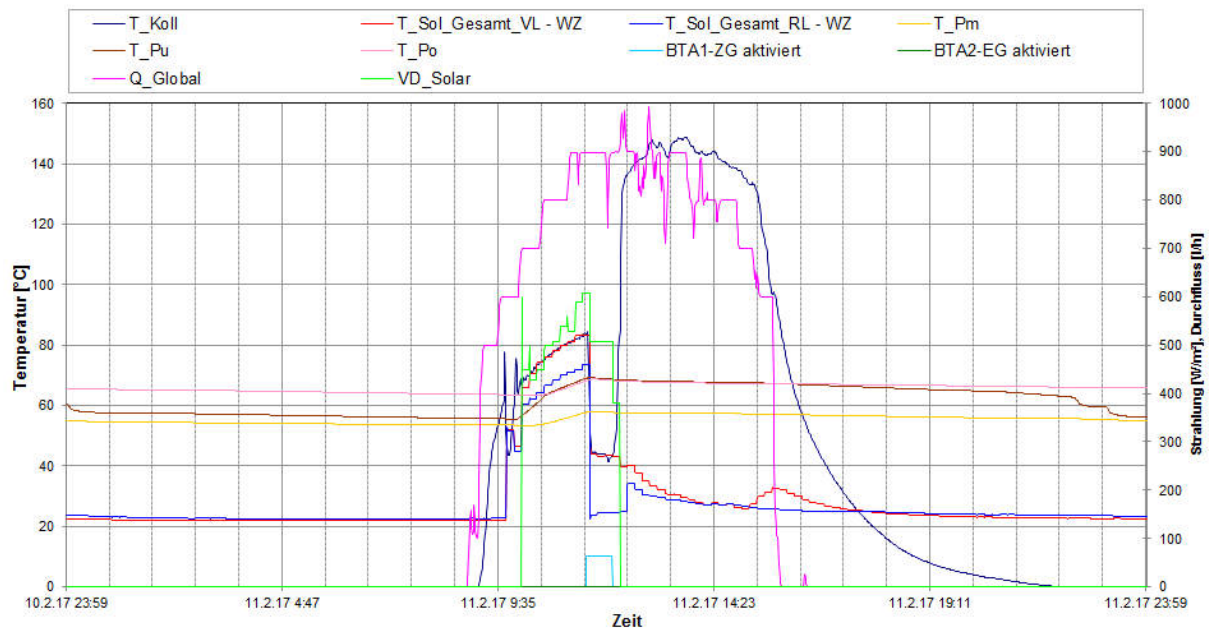


Abbildung 35: Beispielhafter Temperaturverlauf und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung bei Stagnation (11.2.2017)

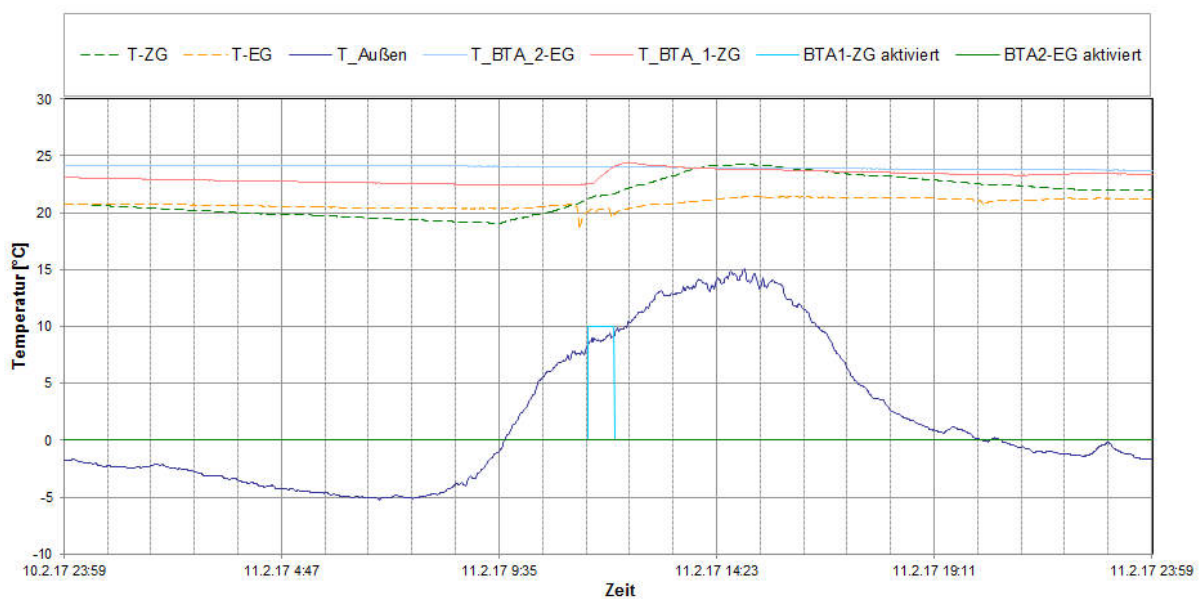


Abbildung 36: Beispielhafter Verlauf der Raumtemperaturen, der Außentemperatur, der Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung zuzüglich der Ventilstellung der Absperrventile der Bauteilaktivierung bei Stagnation (11.2.2017)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 37 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 bisherigen Betrachtungszeitraums (November 2016 bis Februar 2017). Deutlich erkennbar ist, dass die Beladung der Bauteilaktivierung auf ein Vorlauf-temperaturniveau bis max. 45 °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 38 ist die Wirkungsgradkennlinie des eingesetzten Kollektortyps laut Solar Keymark Datenblatt bei 1000 W/m^2 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 Wirkungsgrad deutlich besser als während der Pufferladung mit rund 65°C (roter Punkt).

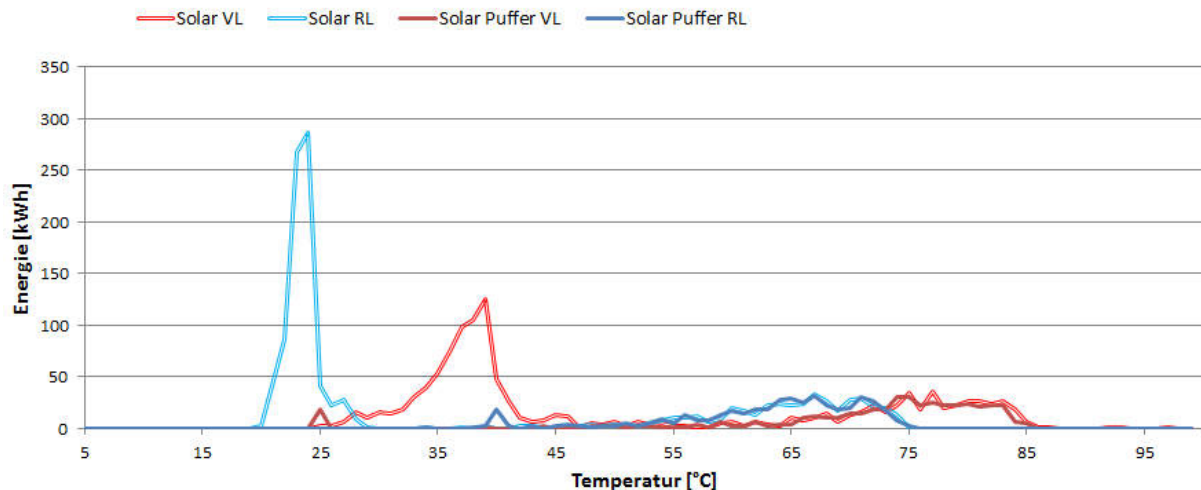


Abbildung 37: Darstellung der Wärmemengen (Solar gesamt und Solar in Puffer) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in Rot bzw. Blau) im Betrachtungszeitraum November 2016 bis Februar 2017.

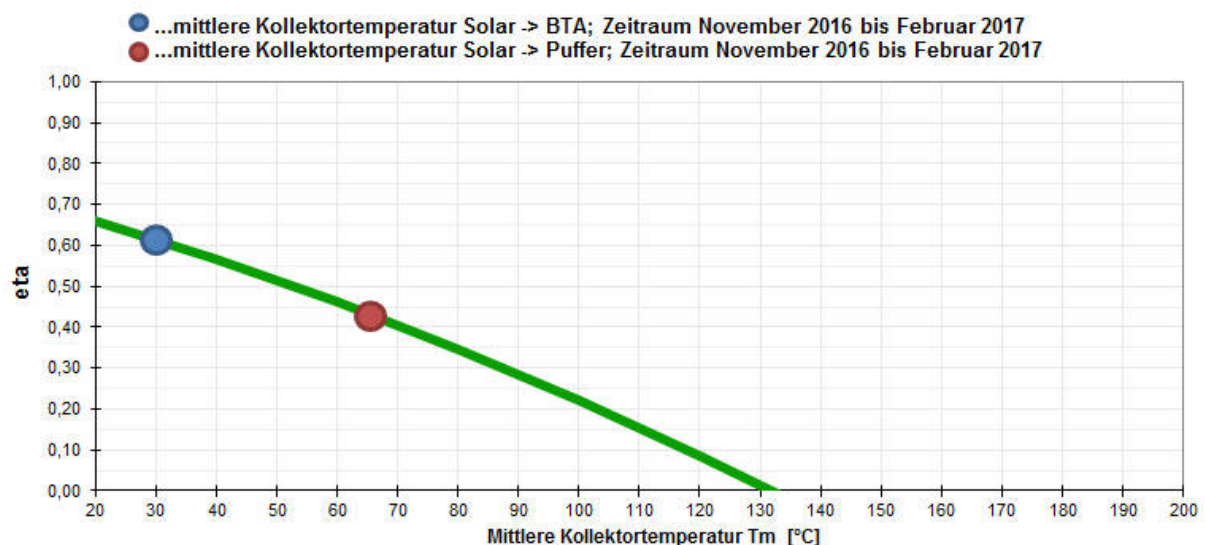


Abbildung 38: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Westreicher eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen November 2016 bis Februar 2017 bei den Betriebszuständen Pufferladung (roter Punkt) und Beladung der Bauteilaktivierung (blauer Punkt)

7.2.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Westreicher arbeitet im bisherigen Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme. Der solare Ertrag liegt aktuell 15% unterhalb der Prognose, was ausschließlich auf den Minderertrag im November zurückzuführen ist. Der Wärmebedarf des Gebäudes liegt aktuell über der Simulation,

welche jedoch mit einem im Vergleich zur PHPP-Berechnung zu geringen Wärmebedarf für die Raumheizung durchgeführt wurde.

Das Problem der Anlagenstagnation in den Wintermonaten konnte bereits durch Anpassung der Regelungsstrategie behoben werden. Hierbei wurde die Ruhezeit zwischen den Beladungszyklen der aktivierten Bauteile reduziert. In diesem Zusammenhang sei auf das offenbare Positionierungsproblem des Kerntemperaturfühlers der Zwischendecke hingewiesen. Der Fühler reagiert viel rascher auf Beladung durch die Solaranlage, als es aufgrund der thermischen Masse der Bauteile zu erwarten wäre. Die Auskühlkurve verläuft ähnlich rasch. Der Einfluss auf die Regelungsstrategie der Beladung muss in den kommenden Monaten noch beobachtet werden.

Der in Schwerkraft betriebene Hydraulikkreis zeigt ein sprunghaftes Durchflussverhalten, welches einerseits eine Eigenschaft von Naturzirkulationssystemen ist und zusätzlich auf Luft im hydraulischen Kreis hinweisen könnte. Der Anlagenbauer wurde diesbezüglich bereits informiert.

Der solare Deckungsgrad liegt insbesondere bei Berücksichtigung der Ofenstrahlung hinter den simulierten Erwartungen zurück. Gespräche mit dem Bauherrn haben ergeben, dass bei tiefen Außentemperaturen (bspw. im Jänner) das Einheizen des Ofens der Wärmeverteilung im Haus zuträglich war. Einige Male wurde der Ofen auch zwecks Gemütlichkeit eingeheizt. Dies schlägt sich, aufgrund der mit der höheren Raumtemperatur verbundenen erhöhten Transmissionsverluste, sowohl im Verbrauch wie auch in einem reduzierten solaren Deckungsgrad nieder. Trotzdem ist ein solarer Deckungsgrad von über 60% während der Wintermonate mit einer Brutto-Kollektorfläche von nur 17 m² in Kombination mit dem verhältnismäßig kleinen Pufferspeicher von 950 m³ beachtlich.

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>Azimet-Ausrichtung:</u>	29° aus Süden in Richtung Osten
<u>Energiespeichervolumen:</u>	2x 4.500 Liter, 60 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	3 kW Kachelofen, 13 kW Pelletskessel
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	70% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	168 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Beginn des Monitoring mit Dezember 2016
<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, die als senkrechtes Solarsegel in die Südostfassade integriert wurde (Abbildung 39). Als Nachheizung sind zwei Systeme vorgesehen: Im Büro (Keller) wird ein wassergeführter Kachelofen (3 kW) eingesetzt und zusätzlich wird ein Brennwert-Pelletskessel (13 kW) 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 und der Nordwand mit einer Gesamtmasse von 60 m³ Beton (34 m³ Wasseräquivalent bei gleichem Temperaturniveau) zum Einsatz (Abbildung 40). Abbildung 41 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. Durch die thermische Aktivierung der Nordwand sollen die Wärmeverluste des Gebäudes in der kalten Jahreszeit reduziert werden.

Die Wärmeverteilung für Raumheizung erfolgt über Bauteilaktivierung und Fußbodenheizung. Für die Warmwasserbereitung wurde ein Frischwassermodule installiert. Etwaige solarthermische Überschüsse können entweder in den Pool oder in die Gartensauna verschoben werden.

Die Dachfläche des Gebäudes ist mit einer 6 kWp PV-Anlage belegt. Die Fensterflächen des Wintergartens (Westfassade, vgl. Abbildung 39) 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 39: Südansicht (oben), Gartensauna (unten links) und Nordansicht inkl. semitransparenter PV-Anlage in der Südwest-Fassade (unten rechts) des Solarhauses Maier (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 40: Verlegung der Bauteilaktivierung von Zwischendecke (links) und Nordwand (außenliegend, rechts) (Quelle: Bauherr)

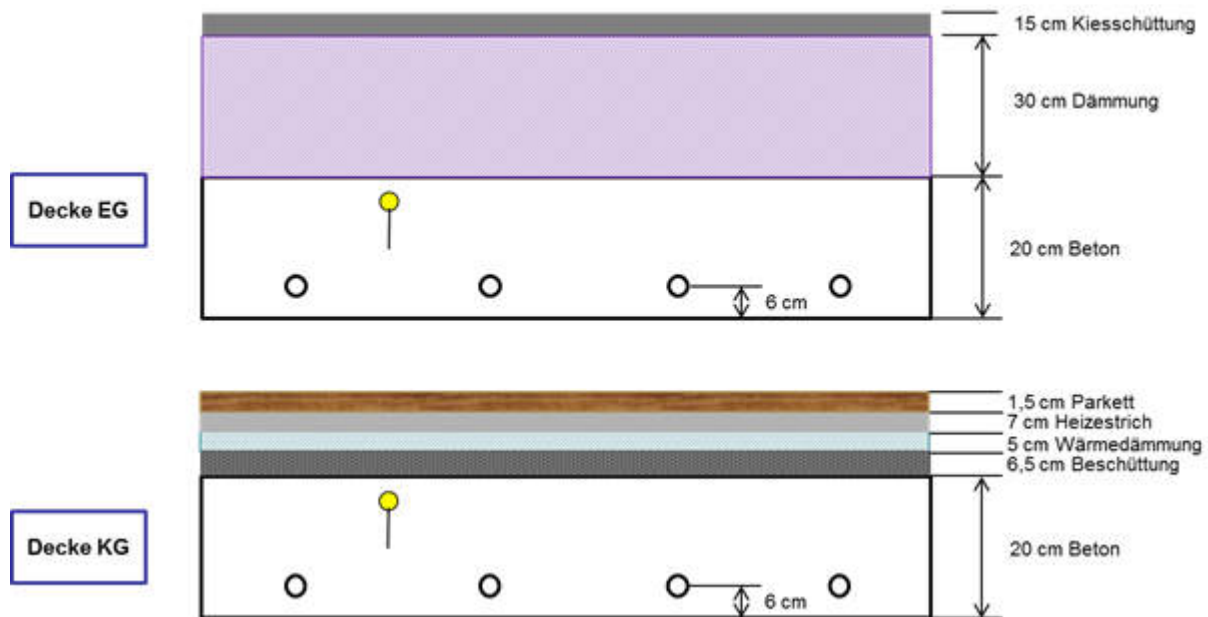


Abbildung 41: Aufbau der bauteilaktivierten Decke Kellergeschoss (KG) bzw. der obersten Geschossdecke (Decke EG) inkl. Fußbodenaufbau (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Maier ist als Blockschaltbild in Abbildung 42 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. Um die Solaranlage im Sommer zu entlasten, können solare Überschüsse in die Gartensauna oder den Pool verschoben werden. Sowohl der Kaminofen, als auch der Pelletskessel liefern Energie in den heißeren Puffer (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. Aktuell heizt der Pelletsbrenner 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 bereits eine Optimierungsmöglichkeit angedacht, 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.

Warmwasser wird über einen externen Wärmetauscher (Frischwasserstation) produziert. Es gibt keine Zirkulation. Die beiden Fußbodenheizungskreise werden aus Pufferspeicher 1 versorgt.

Das Monitoringkonzept umfasst 9 Wärmemengenzähler, 8 Ventilstellungen, 39 Temperatursensoren, 2 Stromzähler und einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene. In den aktivierten Bauteilen befindet sich je ein Kerntemperaturfühler, welcher mittig zwischen den Rohrschlangen montiert ist (vgl. Abbildung 41).

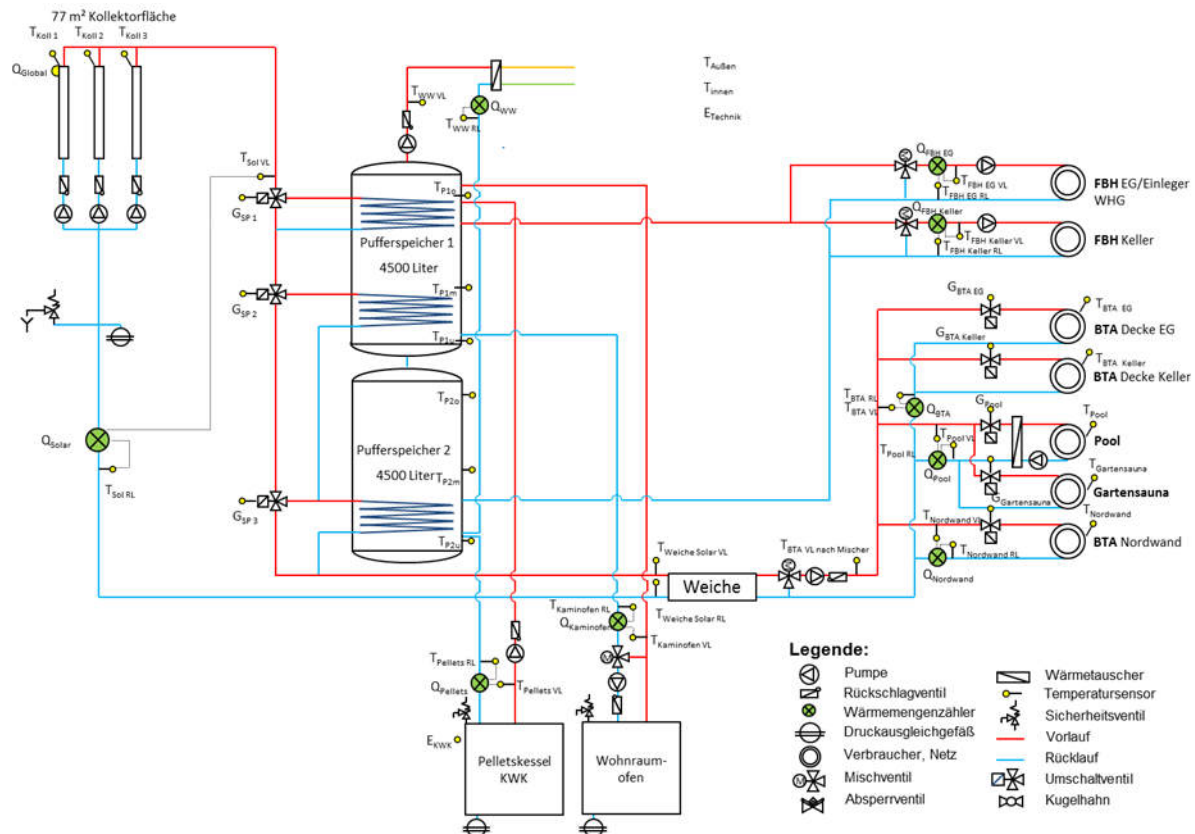


Abbildung 42: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Maier
(grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur, Druck und Einstrahlungssensoren)

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_{Kaminofen}T_{Kaminofen VL}T_{Kaminofen RL}

Wärmemengenzähler Kaminofen

Vorlauftemperatur Kaminofen

Rücklauftemperatur Kaminofen

Pelletsessel

Q_{Pellets}T_{Pellets VL}T_{Pellets RL}

Wärmemengenzähler Pelletsessel

Vorlauftemperatur Pelletsessel

Rücklauftemperatur Pelletsessel

Warmwasserbereitung

Q_{WW}T_{WW_VL}T_{WW_RL}

Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung

Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung

Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung

Fußbodenheizung

Q_{FBH EG}T_{FBH EG VL}T_{FBH EG RL}Q_{FBH Keller}T_{FBH Keller VL}T_{FBH Keller RL}

Wärmemengenzähler Fußbodenheizung EG

Vorlauftemperatur Fußbodenheizung EG

Rücklauftemperatur Fußbodenheizung EG

Wärmemengenzähler Fußbodenheizung Keller

Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Keller

Rücklauftemperatur Fußbodenheizung Keller

Bauteilaktivierung, Pool, Gartensauna

T_{BTA VL nach Mischer}Q_{BTA}T_{BTA VL}T_{BTA RL}T_{BTA EG}G_{BTA EG}T_{BTA Keller}G_{BTA Keller}Q_{Garten}T_{Garten VL}T_{Garten RL}T_{Gartensauna}G_{Gartensauna}T_{Pool}G_{Pool}Q_{Nordwand}T_{Nordwand VL}T_{Nordwand RL}T_{Nordwand}G_{Nordwand}

Vorlauftemperatur BTA nach Mischer

Wärmemengenzähler BTA gesamt

Vorlauftemperatur BTA gesamt

Rücklauftemperatur BTA gesamt

Kerntemperatur BTA Decke EG

Absperrventil Bauteilaktivierung Decke EG

Kerntemperatur BTA Decke Keller

Absperrventil Bauteilaktivierung Decke Keller

Wärmemengenzähler Pool, Gartensauna

Vorlauftemperatur Pool, Gartensauna

Rücklauftemperatur Pool, Gartensauna

Kerntemperatur Gartensauna

Absperrventil Gartensauna

Pooltemperatur

Absperrventil Pool

Wärmemengenzähler BTA Nordwand

Vorlauftemperatur BTA Nordwand

Rücklauftemperatur BTA Nordwand

Bauteiltemperatur 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 43 stellt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Solarhaus Maier“ dar. Als Wärmeerzeuger stehen die Solaranlage (Q-Solar, hellblau), der Pelletskessel (Q-Pellets, dunkelblau) und der Kaminofen (Q-Kaminofen, grün) zur Verfügung. Im bisherigen Betrachtungszeitraum lieferte primär der Pelletskessel Wärme an das System. Der Wärmeverbrauch teilt sich auf Warmwasser (orange), Bauteilaktivierung (türkis), Bauteilaktivierung Nordwand (rot), Fußbodenheizung Untergeschoss (violett), Fußbodenheizung Erdgeschoss (hellviolett) und Pool bzw. Gartensauna (rosa) auf.

Aufgrund der Größe des Pufferspeichers kann solare Wärmemenge von einem Monat in den nächsten übertragen bzw. mehr solare Energie eingespeichert werden, als das System im aktuellen Monat benötigt. Je nachdem, ob der Pufferspeicher als Senke oder Quelle fungiert ist diese Wärmemenge (gelb schraffiert) der Output- oder Input-Seite zuzuordnen.

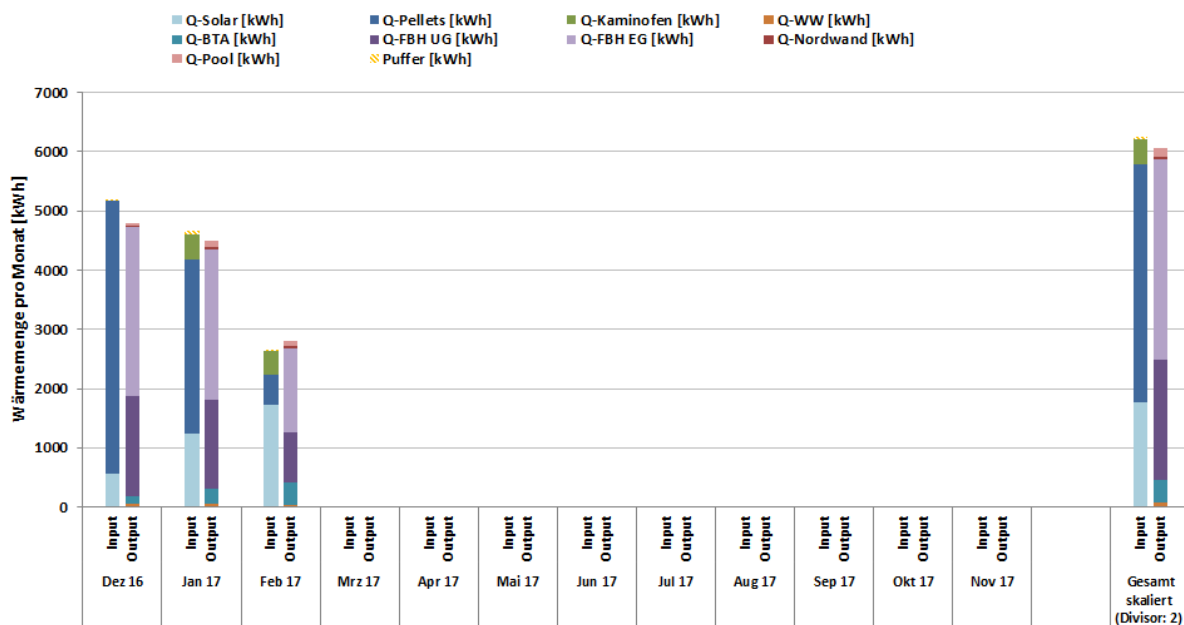


Abbildung 43: Energiebilanz der Anlage „Solarhaus Maier“ (Dezember 2016 bis Februar 2017)

7.3.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 44 bis Abbildung 46) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im betrachteten Zeitraum Dezember 2016 bis Februar 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 44 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 168 kWh/m²a prognostiziert. Im bisherigen Betrachtungszeitraum decken sich die Messwerte mit den Erwartungen. Im Februar konnte aufgrund einer höheren Einstrahlung auch ein höherer Ertrag verglichen mit der Simulation erzielt werden.

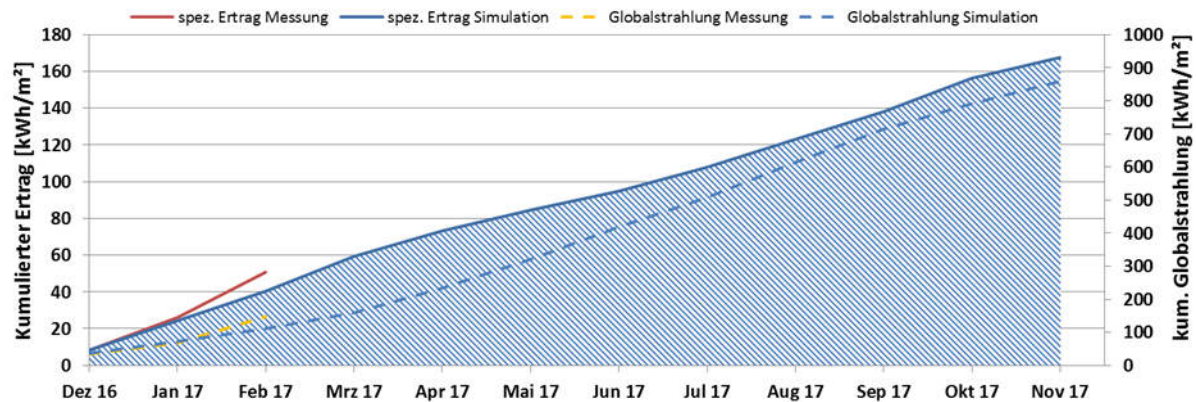


Abbildung 44: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf Aperturfläche) und der Globalstrahlung für das Solarhaus Maier (Dezember 2016 bis Februar 2017)

Der Vergleich des Messwertes als auch des prognostizierten solaren Deckungsgrades (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) ist in Abbildung 45 dargestellt. Es wird zwischen dem gesamten solaren Deckungsgrad (rosa) und dem solaren Deckungsgrad ohne Pool bzw. Gartensauna (rot) unterschieden. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der solare Deckungsgrad bisher unter den prognostizierten Werten, insbesondere im Dezember und Jänner. Dies ist primär auf den deutlich höheren Verbrauch (109% Mehrverbrauch im Dezember und 57% Mehrverbrauch im Jänner) zurückzuführen (vgl. Abbildung 46). Im Februar konnte der Mehrverbrauch durch den höheren solaren Ertrag gegenüber der Simulation ausgeglichen werden.

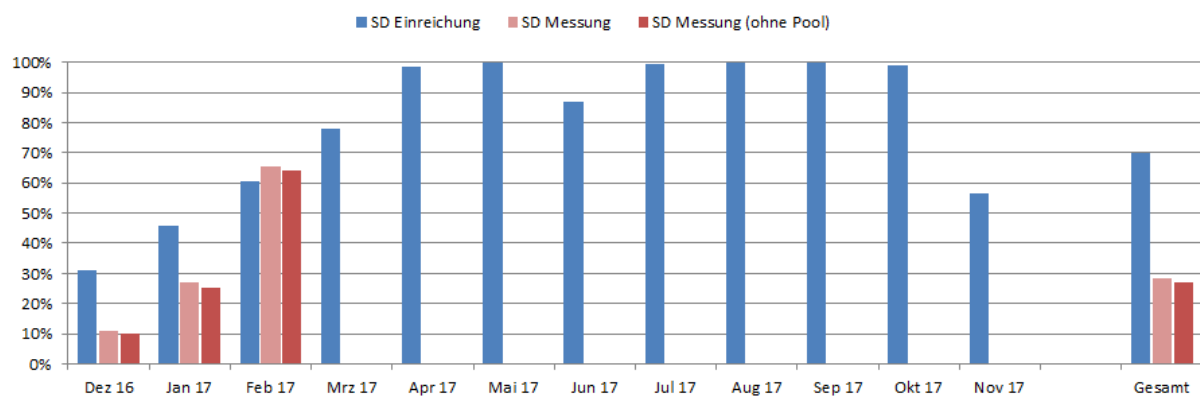


Abbildung 45: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Maier

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 46 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar ist, liegt der gemessene Verbrauch bis dato deutlich über dem Prognosewert.

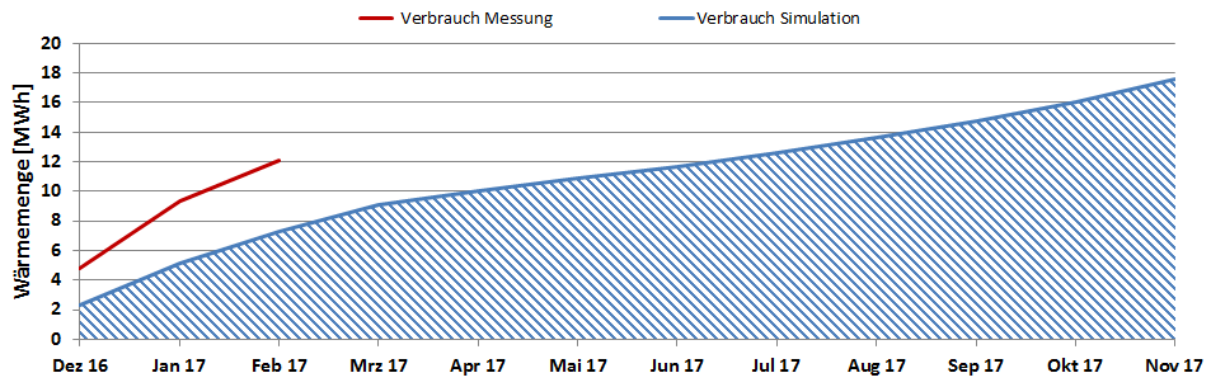


Abbildung 46: Prognostizierter und gemessener monatlicher Wärmeverbrauch für das Solarhaus Maier (Dezember 2016 bis Februar 2017)

Der Grund hierfür ist in einer Änderung der beheizten Wohnfläche zu suchen. Abbildung 47 zeigt den Einreichplan zur Zeit der Fördereinreichung (links). In der Umsetzungsphase wurde jedoch die Garage durch eine Einlegerwohnung ersetzt (rechts). Dadurch wuchs die beheizte Wohnfläche und mit ihr der Gesamtwärmebedarf des Gebäudes.

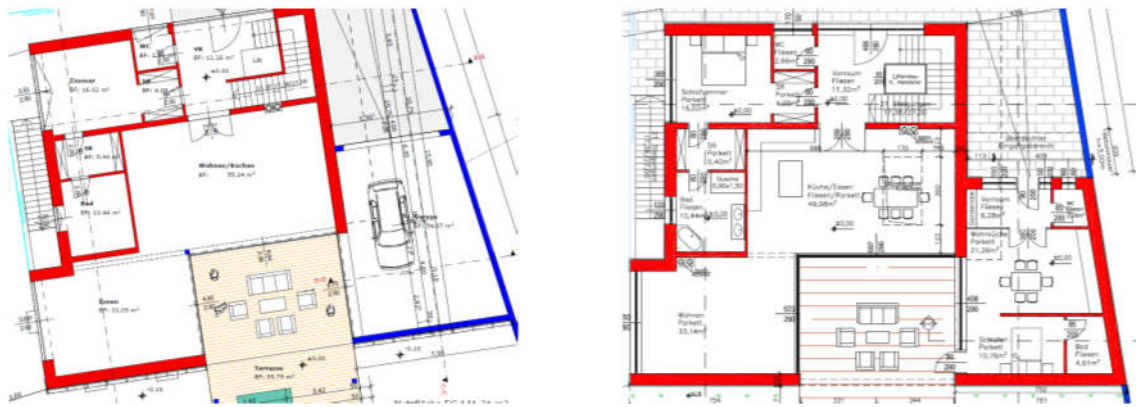


Abbildung 47: Einreichplan bei Fördereinreichung (links), tatsächlich umgesetztes Gebäude (rechts) (Quelle: Einreichplan)

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. Bei der Analyse der Anlage kann dabei insbesondere das Zusammenspiel der solarthermischen Anlage mit der Bauteilaktivierung 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.

Für eine bessere Lesbarkeit der Diagramme wurden den Ventilstellungen unterschiedliche Werte zugeordnet. Diese sind

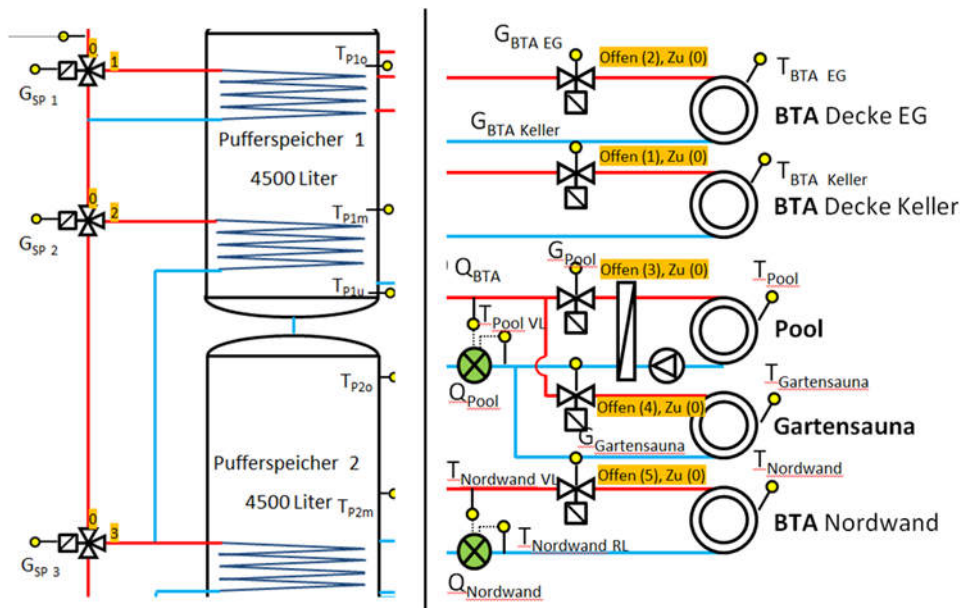


Abbildung 48: Zuordnung der Ventilstellungen in den Messdaten für die 3-Wege-Ventile für die Pufferladung (links) und die Absperrventile im gesamten Bauteilaktivierungskreis (rechts)

Abbildung 49 bis Abbildung 51 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 zuerst in den Pufferspeicher geliefert wird, die Restwärme geht in die Bauteilaktivierung. 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 49). Während die solare Vorlauf-Mischtemperatur zwischen der Kollektortemperatur von Teilfeld 1 (T-Koll1, grau) und jener von Teilfeld 2 (T-Koll2, grün) liegt ($\pm 7\text{ K}$), 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 sind. Diesbezüglich wurde mit dem Anlagenbetreiber Kontakt aufgenommen, welcher sich bereits um die korrekte Einregulierung bemüht.

Abbildung 50 zeigt die Reaktion der Puffertemperaturen auf den solaren Eintrag. Aufgrund der Ventilstellung im Solarkreis (G_{SP2} , dunkelblau) wird die Solarwärme ausschließlich über den unteren Wendelwärmetauscher in Pufferspeicher 1 eingebracht, wodurch die mittlere Puffertemperatur von Pufferspeicher 1 (T_{P1m} , violett) deutlich ansteigt. In geringerem Maße reagieren auch die unteren Puffertemperaturen auf den solaren Eintrag.

Abbildung 51 zeigt die Verbraucher im Solarkreis: Bauteilaktivierung (BTA), Gartensauna und Nordwand. Zur besseren Lesbarkeit des Diagramms wurden die Durchflüsse von Nordwand und Gartensauna nicht dargestellt. Anhand der Bauteiltemperaturverläufe von Gartensauna (T-Gartensauna, rosa) und Nordwand (T-Nordwand, violett) sind jedoch die kurzen 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 52 erkennbar ist, wurde ausschließlich die Bauteilaktivierung im Erdgeschoß ($G\text{-BTA-EG}$,

dunkelblau, Decke des Erdgeschosses) beladen. Dies lässt sich auch aus dem Verlauf der Kerntemperaturen in Abbildung 51 erkennen: Die Kerntemperatur T-BTA-EG steigt von 23,5 °C auf 24,7 °C an.

Die schnellen Schaltzyklen (1x alle 4 Minuten) der Ventile für Nordwand und Gartensauna treten immer bei geringer Einstrahlung auf. Dieses Verhalten wurde bereits an den Anlagenbetreiber kommuniziert.

Die Fußbodenheizung im Erdgeschoss und im Keller war den ganzen Tag in Betrieb.

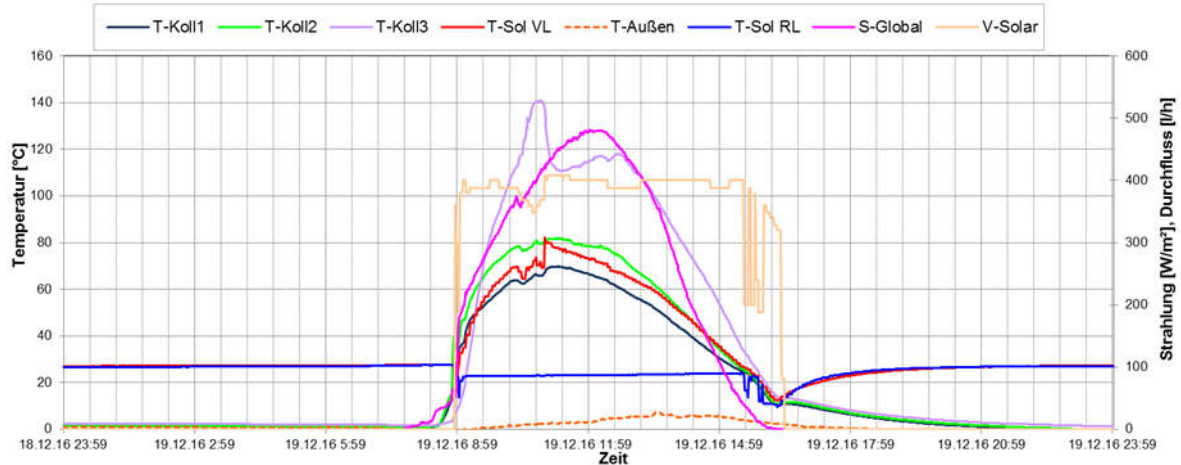


Abbildung 49: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsreichen Tag (19.12.2016)

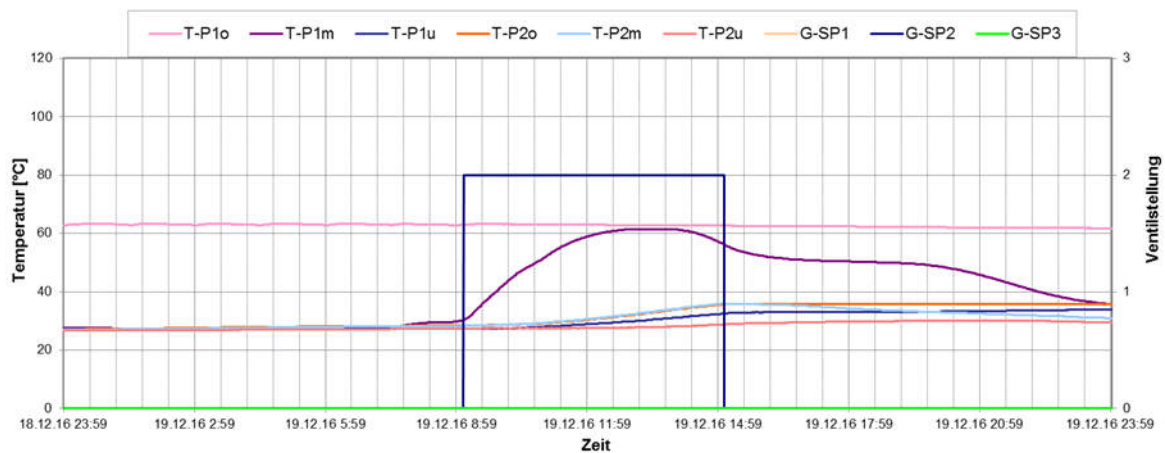


Abbildung 50: Beispielhafter Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis an einem einstrahlungsreichen Tag (19.12.2016)

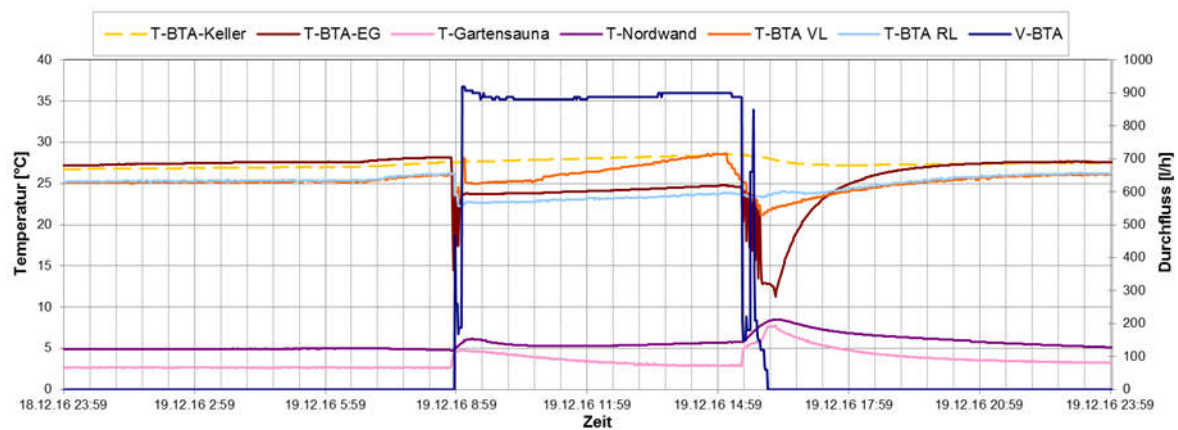


Abbildung 51: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom der Bauteilaktivierung zuzüglich der Kerntemperaturen sowie der Bauteiltemperaturen von Gartensauna und Nordwand an einem einstrahlungsreichen Tag (19.12.2016)

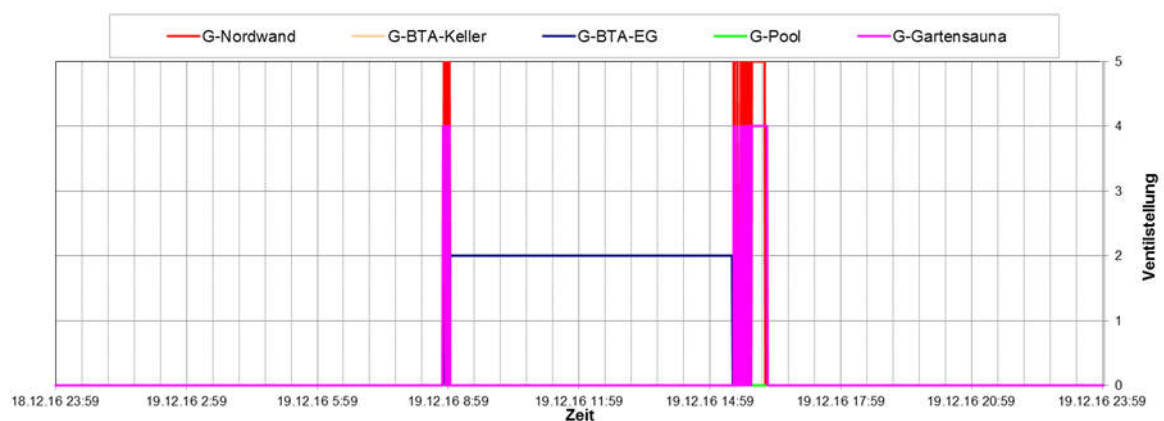


Abbildung 52: Ventilstellung der Verbraucher im Solarkreis an einem einstrahlungsreichen Tag (19.12.2016)

Abbildung 53 bis Abbildung 58 zeigen die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solar- und Bauteilaktivierungskreislaufs sowie der Nachheizung, die Kollektortemperaturen, die Globalstrahlung, die Pufferspeichertemperaturen sowie Innenraum-, Außen-, Kerntemperaturen der Bauteilaktivierung 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 und Gartensauna liefern. Dies ist ersichtlich aus den Ventilstellungen (Abbildung 55) einerseits und an den Volumenströmen V-Pool und V-Nordwand bzw. an den Temperaturänderungen in Abbildung 54 andererseits. Der Pool und die Gartensauna dienen als Überschusssenke und werden mit einem gemeinsamen Wärmemengenzähler (Q-Pool, vgl. Abbildung 42) erfasst. Mit Hilfe der Ventilstellungen ist eine Zuordnung der Überschussenergie auf die beiden Verbraucher möglich.

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 Problem – zum Beispiel Luft – im Solarkreis hin.

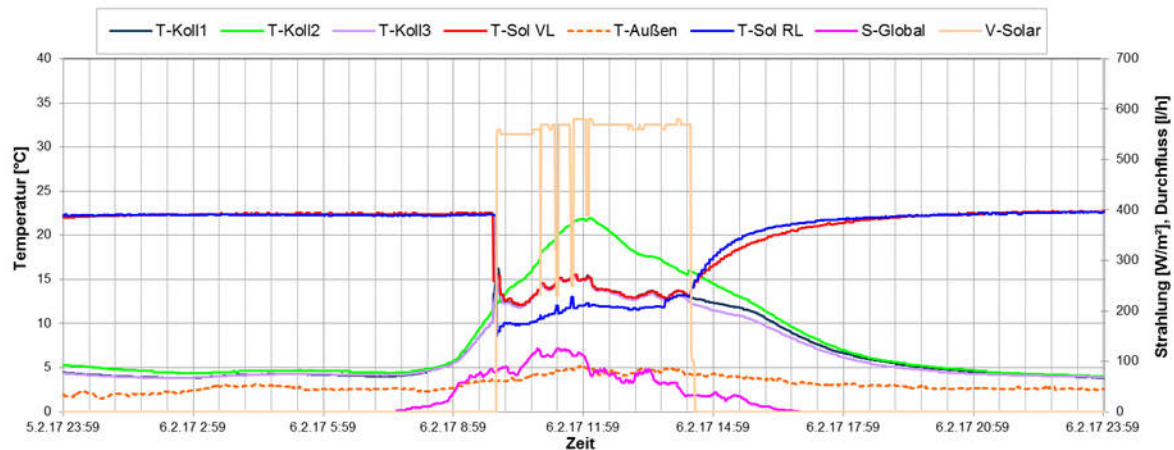


Abbildung 53: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

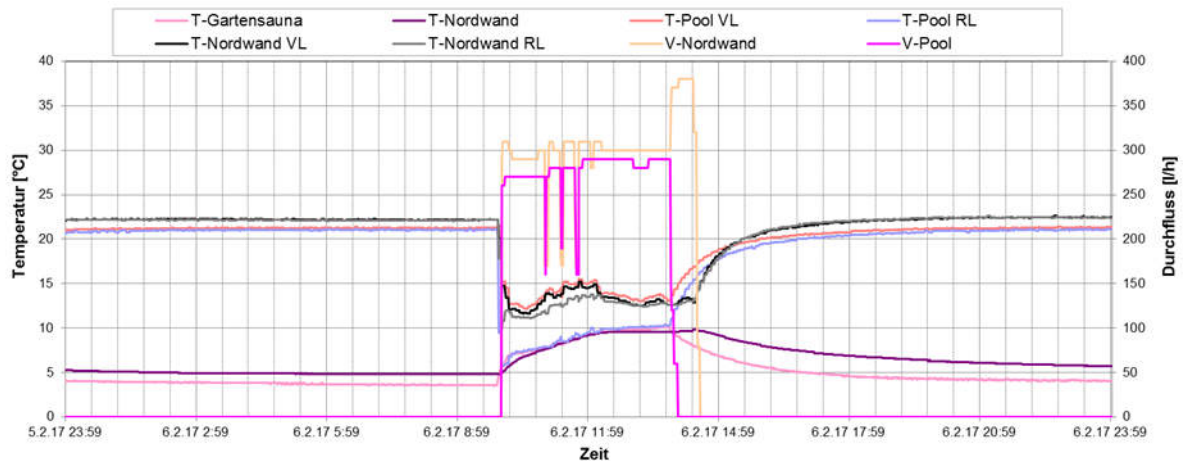


Abbildung 54: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom von Nordwand und Pool/Gartensauna zuzüglich der Bauteiltemperaturen von Gartensauna und Nordwand an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

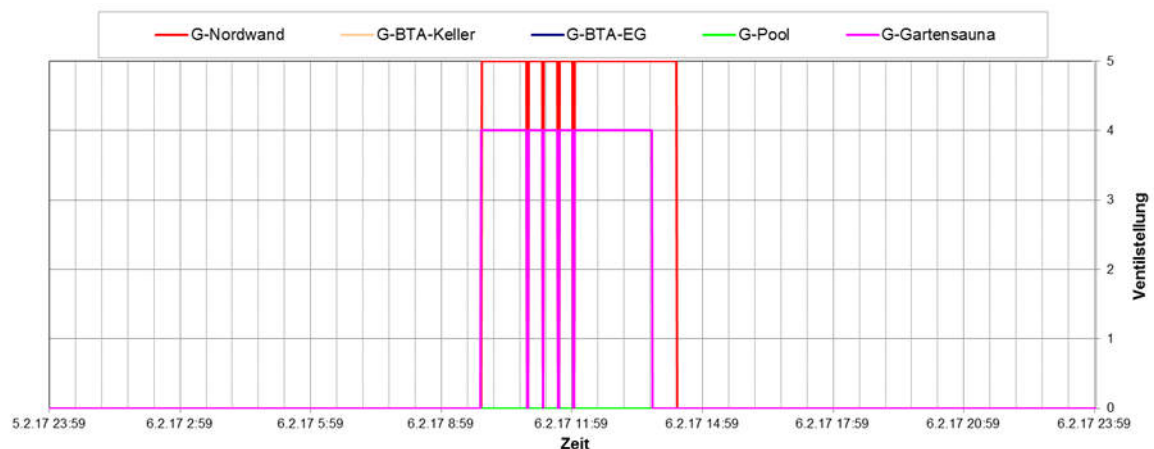


Abbildung 55: Ventilstellung der Verbraucher im Solarkreis an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

Abbildung 56 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 57 zeigt den Eintrag des Kaminofens in den Pufferspeicher. Aufgrund der hydraulischen Einbindung ändert sich nur die oberste Puffertemperatur.

Verbraucher im (Heizungs-)Wasserkreis sind die Fußbodenheizung im Erdgeschoss und im Kellergeschoss (Abbildung 58, V-FBH EG, dunkelblau und V-FBH Keller, hellgrün). 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. Eine leichte Abnahme der unteren Puffertemperaturen als Folge der Entnahme von Heizungswärme ist in Abbildung 57 erkennbar. 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 Zapfungen auf, die zu keinem deutlich darstellbaren Durchfluss (V-WW, hellorange) führten.

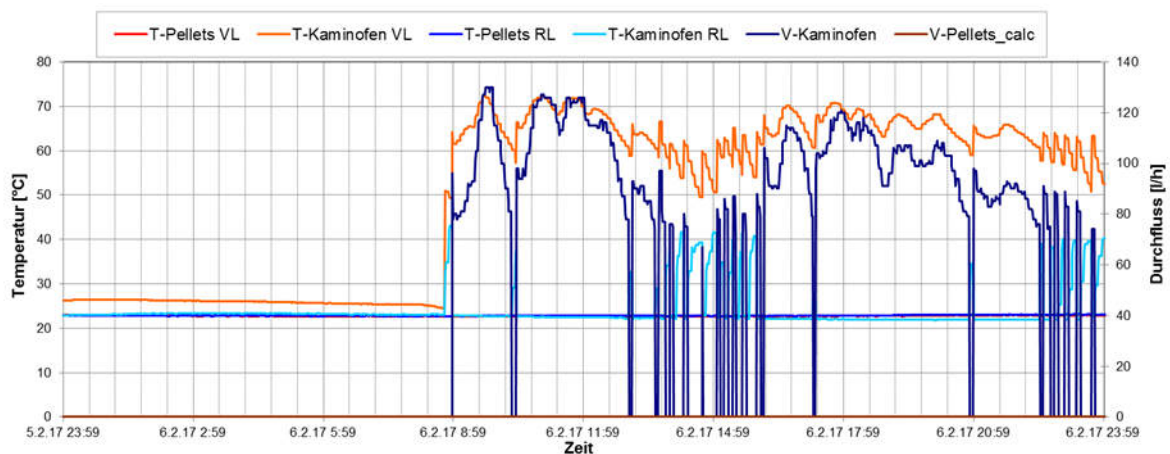


Abbildung 56: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenströme von Pelletskessel und Kaminofen an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

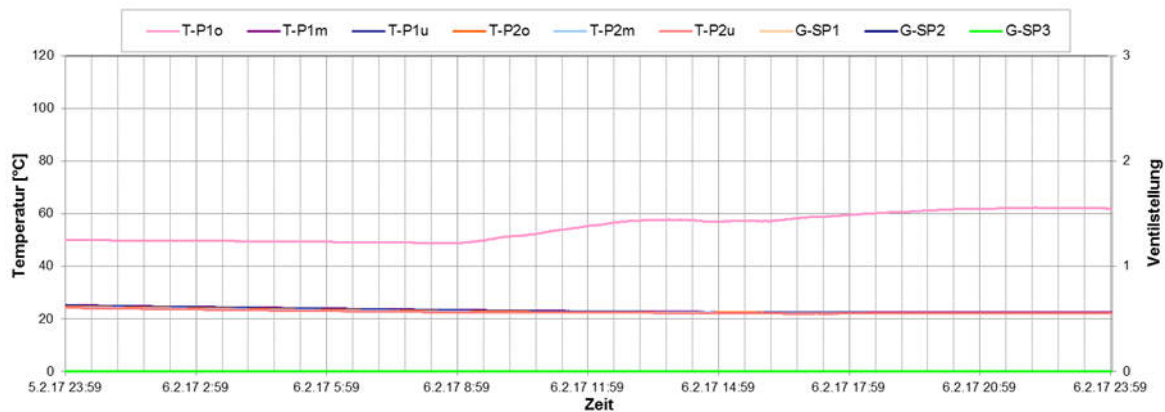


Abbildung 57: Beispielhafter Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

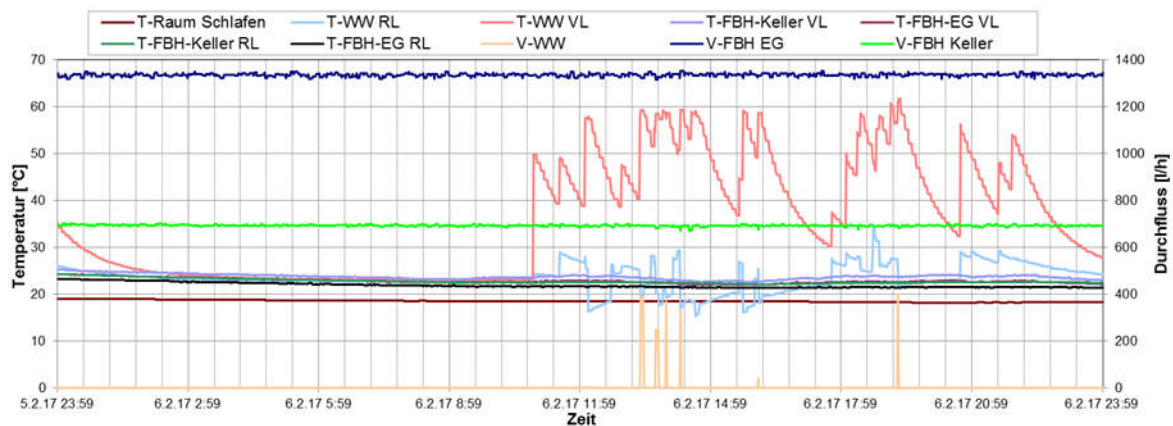


Abbildung 58: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom von Fussbodenheizung Erdgeschoss und Keller sowie Warmwasser zuzüglich der Raumtemperatur an einem einstrahlungsarmen Tag (06.02.2017)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 59 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar gesamt, Solar in Bauteilaktivierung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklaufftemperaturniveau – jeweils in rot bzw. blau) angeführt. Die folgende Abbildung verdeutlicht dabei die Beschreibungen der Betriebsweise der solarthermischen Anlage während des bisherigen Betrachtungszeitraums (Dezember 2016 bis Februar 2017). Deutlich erkennbar ist, dass die Beladung der Bauteilaktivierung auf einen Vorlaufftemperaturniveau bis max. 27 °C stattfindet. Der Pufferspeicher wird hingegen auf einem Vorlaufftemperaturniveau bis max. 85 °C beladen. Weiters ist zu erkennen, dass aufgrund der seriellen Verschaltung von Pufferspeicher und Bauteilaktivierung die solare Rücklaufftemperatur generell sehr niedrig ist. Deutlicher Vorteil dieser Betriebsweise ist, dass die benötigte Wärme für die Aktivierung der Bauteile auf einem für das Kollektorfeld vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau und damit in einem günstigen Wirkungsgradbereich erzeugt werden kann.

In Abbildung 60 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 Dezember 2016 bis Februar 2017 bei Beladung der Bauteilaktivierung (BTA) liegt bei rund 32 °C (blauer Punkt) und damit bezüglich Wirkungsgrad besser als während der Pufferladung mit rund 39 °C (roter Punkt). Es ist davon auszugehen, dass bei der Pufferladung in den Sommermonaten ein höheres Temperaturniveau erreicht wird und so der Unterschied zwischen Bauteilaktivierungs- und Pufferbetrieb deutlich unterscheidbarer wird.

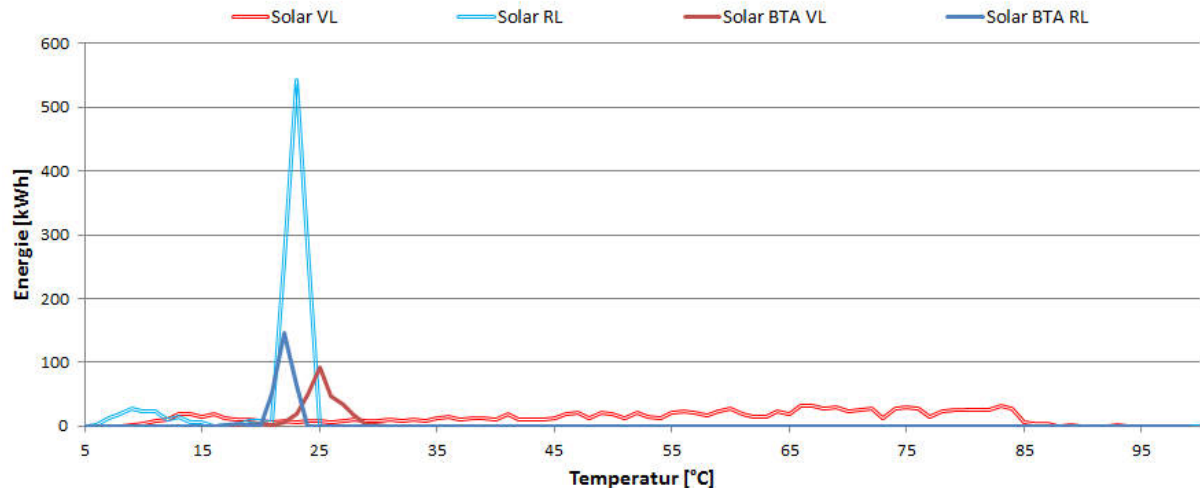


Abbildung 59: Darstellung der Wärmemengen (Solar und Solar in Bauteilaktivierung) zum Temperaturniveau (Vorlauf- und Rücklauf Temperaturniveau – jeweils in rot und blau) im Betrachtungszeitraum Dezember 2016 bis Februar 2017)

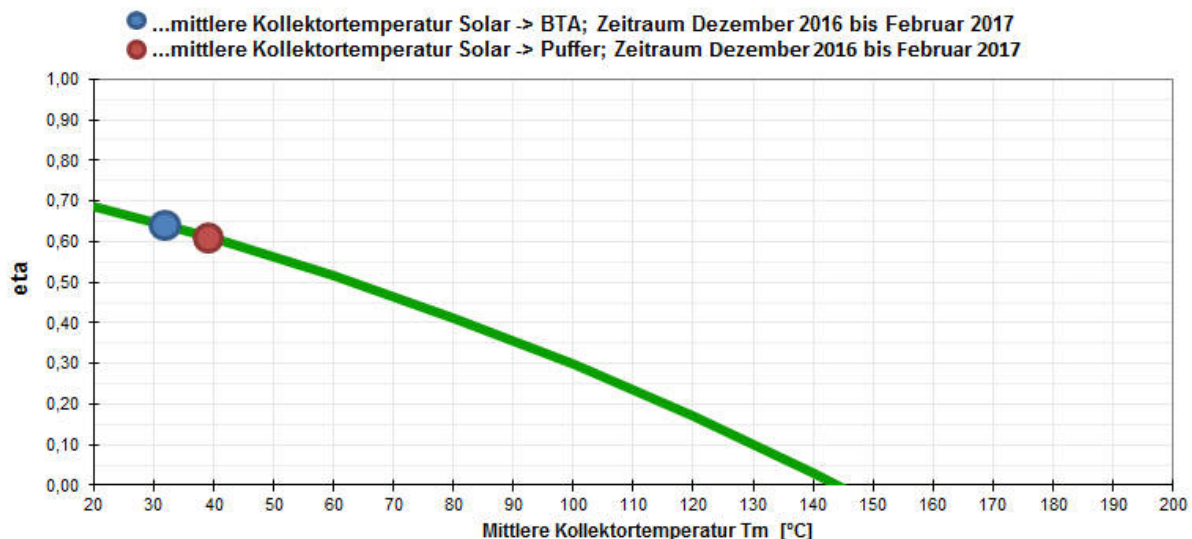


Abbildung 60: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Maier eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen Dezember 2016 bis Februar 2017 bei den Betriebszuständen Pufferladung (roter Punkt) und Beladung der Bauteilaktivierung (blauer Punkt)

7.3.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Maier arbeitet im bisherigen Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme. Der solare Ertrag liegt aktuell 25% oberhalb der Prognose, bei einem Wärmebedarf des Gebäudes der bisher um 67% über der Simulation liegt. In der Umsetzungsphase wurde die Garage im Erdgeschoß durch eine Einlegerwohnung ersetzt, wodurch der Gesamtwärmebedarf des Gebäudes steigt. Dies hat wiederum Auswirkungen auf den solaren Deckungsgrad, welcher insbesondere im Dezember und Jänner deutlich unter den Erwartungen liegt.

Ein augenscheinliches Problem bei der Anlage ist die unvollständige Einregulierung der drei Kollektorfelder, welche mit je einer Pumpe betrieben werden. Hier wurden zwar bereits Änderungen vorgenommen, doch ohne eine nennenswerte Verbesserung des Problems zu erreichen. An der Optimierung wird weiterhin gearbeitet. Weiters fallen schnelle Schaltzyklen der Absperrventile der hydraulischen Kreise Gartensauna, Pool und Nordwand auf, welche insbesondere bei geringer Einstrahlung auftreten. Auch diesbezüglich wurde der Anlagenbetreiber bereits informiert.

Als drittes 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. Aktuell heizt der Pelletsbrenner 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 bereits eine Optimierungsmöglichkeit angedacht, bei der mit Hilfe eines Umschaltventils die Warmwasserversorgung direkt über den internen Pufferspeicher des Pelletskessels bedient werden kann. Dies würde die Verluste von Pufferspeicher 1 (vgl. Abbildung 42) 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>	Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	31 m ³ Wasserspeicher, 116 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	4 kW Heizpatrone
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	98 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	270 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Beginn des Monitoring mit Jänner 2017
<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 61). 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 Ausfallssicherung 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 62 dargestellt. Hinter der Holzwand befindet sich der gedämmte Pufferspeicher.

Der Aufbau von Fundamentplatte, Zwischendecke und oberster Geschossdecke ist in Abbildung 63 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 61: Fertig verlegte Bauteilaktivierung Decke Erdgeschoß (links); Südansicht des nahezu fertigen Gebäudes (rechts) (Quelle: Bauherr); Nordansicht der Solaranlage (unten, Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 62: Technikraum des Solarhauses Wieder (Bildquelle: AEE INTEC)

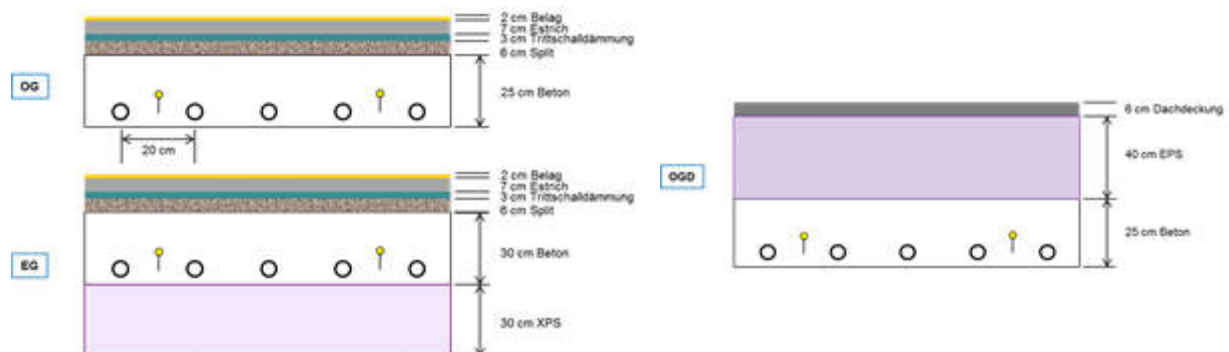


Abbildung 63: Aufbau der Fundamentplatte (EG), der Zwischendecke (OD) und der obersten Geschossdecke (OGD) (Quelle: Einreichplan, eigene Darstellung)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem Solarhaus Wieder ist als Blockschaltbild in Abbildung 64 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. Alle 3 Kreise der Bauteilaktivierung können mit Hilfe von Absperrventilen getrennt angesteuert werden.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über ein 5-Wege-Ventil, welches eine optimale Entladung des Pufferspeichers von unten nach oben ermöglicht. Wand- und Fußbodenheizung werden über ein 5-Wege-Ventil bedient, welches die vorgegebene Soll-Temperatur aus den unterschiedlichen Speicheranschlüssen zusammenmischt.

Der große Pufferspeicher hat im oberen Bereich eine 400 Liter fassende Ausbuchtung, in welcher als Notheizung ein elektrischer Heizstab installiert ist. Sollte eine elektrische Nachheizung für die Wandheizung notwendig sein, 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 63). Jeweils ein Fühler ist nord- und der andere südseitig verbaut.

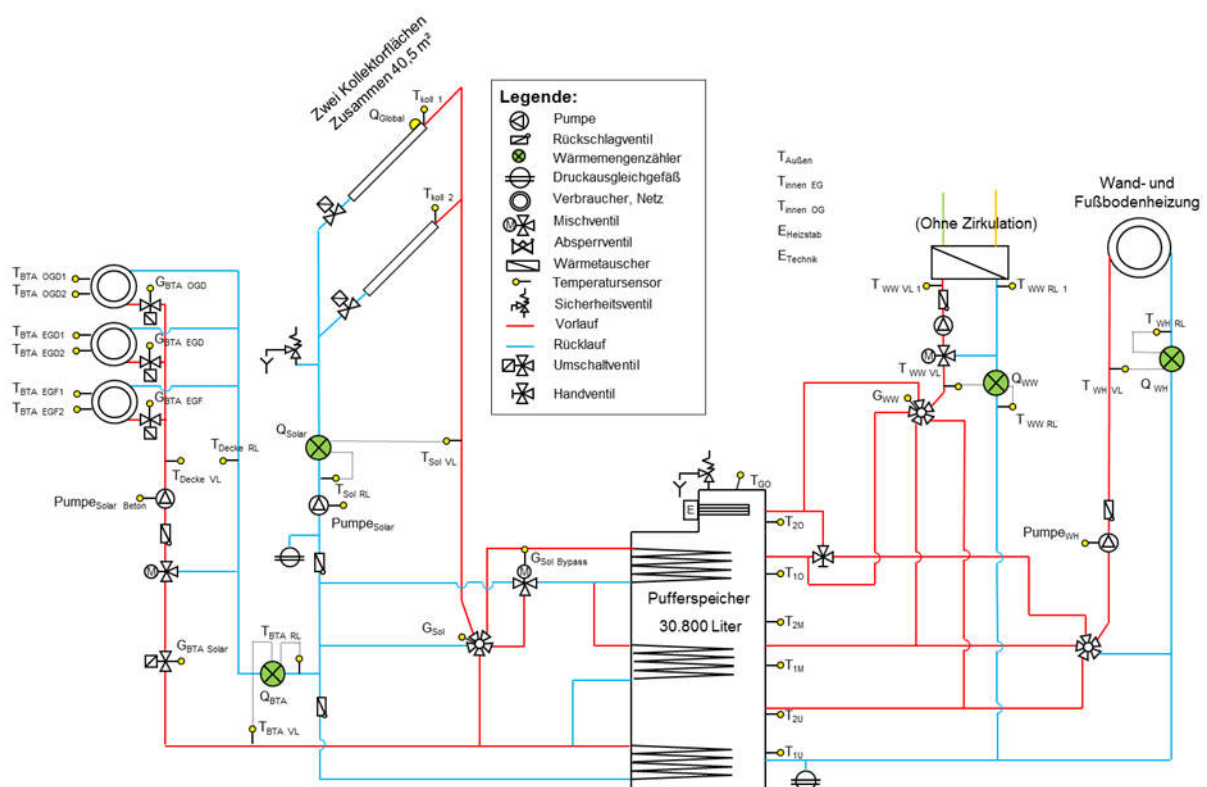


Abbildung 64: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Wieder (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

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

Speicher 2

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

Verbraucher Wandheizung

$T_{\text{WH VL}}$	Vorlauftemperatur Wandheizung
$T_{\text{WH RL}}$	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

$T_{Au\beta en}$	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 65 stellt die Input-Output-Bilanz des Projekts „Solarhaus Wieder“ dar. Der gesamte Wärmeeintrag der Solaranlage wird aufgeteilt auf: Puffereintrag (Q -SolarPuffer, orange) und Bauteilaktivierung gesamt (Q -SolarBTA, braun). Der Heizstab (grau) war bisher noch nicht in Betrieb. Der Wärmeverbrauch teilt sich auf Bauteilaktivierung Fundament (dunkelrot), Bauteilaktivierung Decke EG (rot), Bauteilaktivierung Decke OG (hellrot), Wandheizung (grün) und kaum wahrnehmbar auf Warmwasser (hellblau) auf.

Aufgrund der Größe des Pufferspeichers kann eine signifikante solare Wärmemenge von einem Monat in den nächsten übertragen bzw. deutlich mehr solare Energie eingespeichert werden, als das System im aktuellen Monat benötigt. Dies führt zu scheinbar unausgewogenen Monatsbilanzen: Im Jänner gab es weniger Solarwärme, als für das System benötigt wurde und die Notheizung (Heizstab) war nicht in Betrieb. Es war jedoch vom Dezember 2016 noch Wärme im Pufferspeicher verfügbar. Daher ist die Energie aus dem Puffer der Input Seite zuzuordnen (gelb schraffiert). Der umgekehrte Fall trat im Februar ein: Es gab deutlich mehr Solarertrag, als im System benötigt wurde. Dieser solare Mehrertrag konnte im Pufferspeicher eingelagert werden und ist daher der Output-Seite zuzuordnen.

Der solare Eintrag in die Bauteilaktivierung wurde im betrachteten Zeitraum annähernd gleich über die 3 aktivierten Bauteile aufgeteilt, wobei in der Decke Obergeschoss gering mehr einbracht wird (vgl. Tabelle 7.1).

Tabelle 7.1: Aufteilung der solaren Energie auf die 3 aktivierten Bauteile des Solarhauses Wieder (Jänner bis Februar 2017)

	Fundament	Decke EG	Decke OG
Aufteilung solare Energie	33%	32%	35%

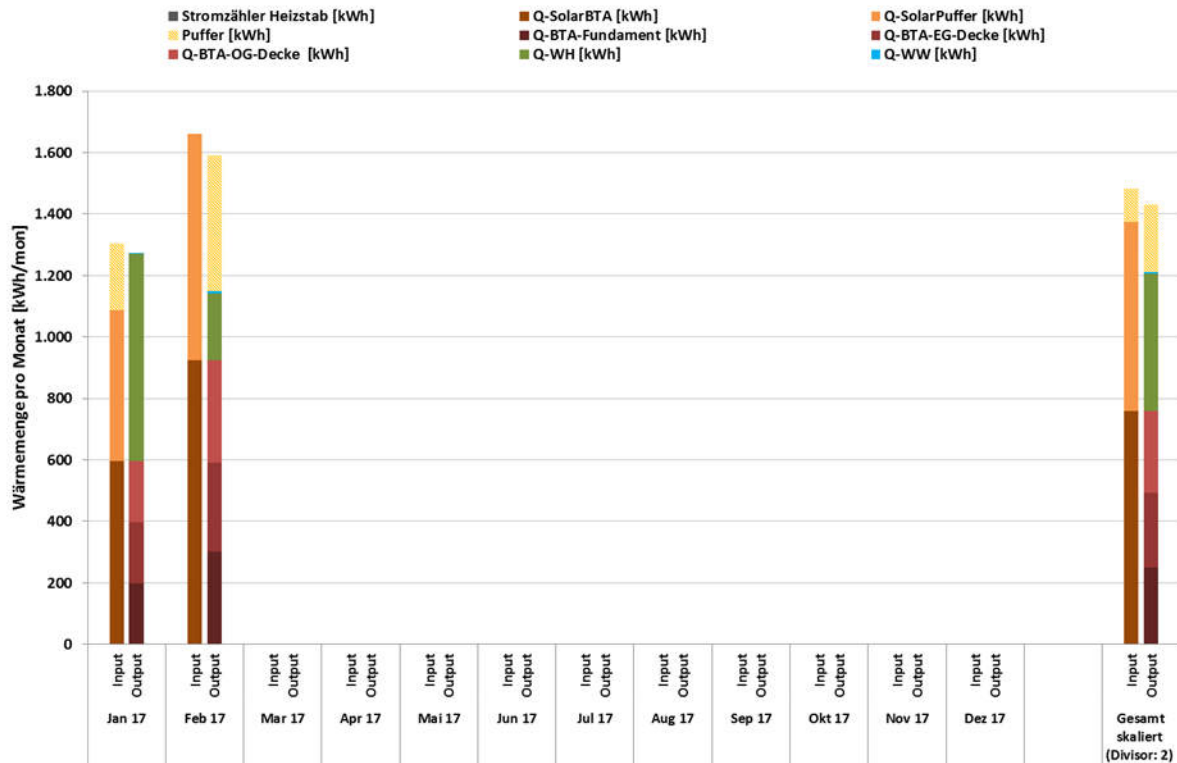


Abbildung 65: Energiebilanz der Anlage „Solarhaus Wieder“ (Jänner bis Februar 2017)

7.4.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 66 bis Abbildung 68) geben einen Überblick über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie der Messergebnisse im betrachteten Zeitraum Jänner bis Februar 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 Solarertrags sowie der Globalstrahlung in Kollektorebene ist in Abbildung 66 angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wurde ein Jahressolarertrag von 270 kWh/m²a prognostiziert. Im bisherigen Betrachtungszeitraum liegt der Messwert über den Erwartungen. Dies liegt darin begründet, dass – wie oben bereits erwähnt – die Bauteilaktivierung in der Simulation nicht berücksichtigt wurde.

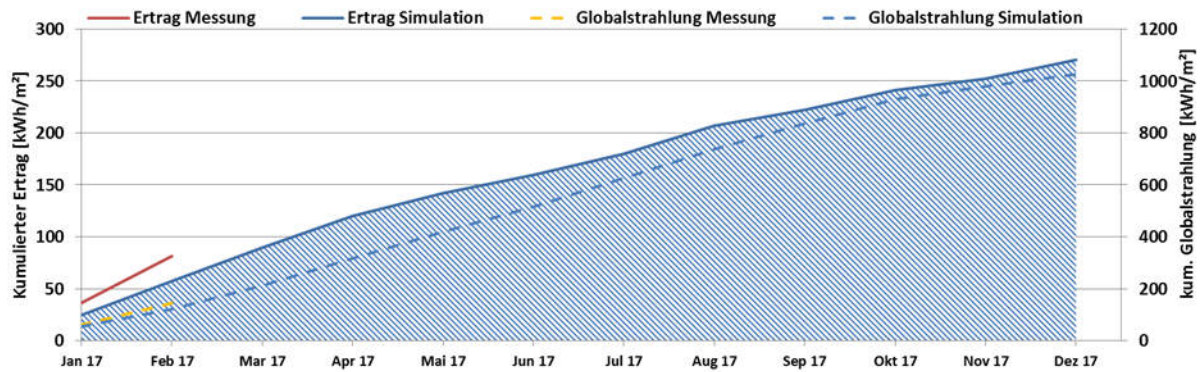


Abbildung 66: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und der Globalstrahlung für das Solarhaus Wieder (Jänner bis Februar 2017)

Der Vergleich des Messwertes als auch des prognostizierten solaren Deckungsgrades (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) ist in Abbildung 67 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, liegt der solare Deckungsgrad bisher bei 100% und somit über dem prognostizierten Wert.

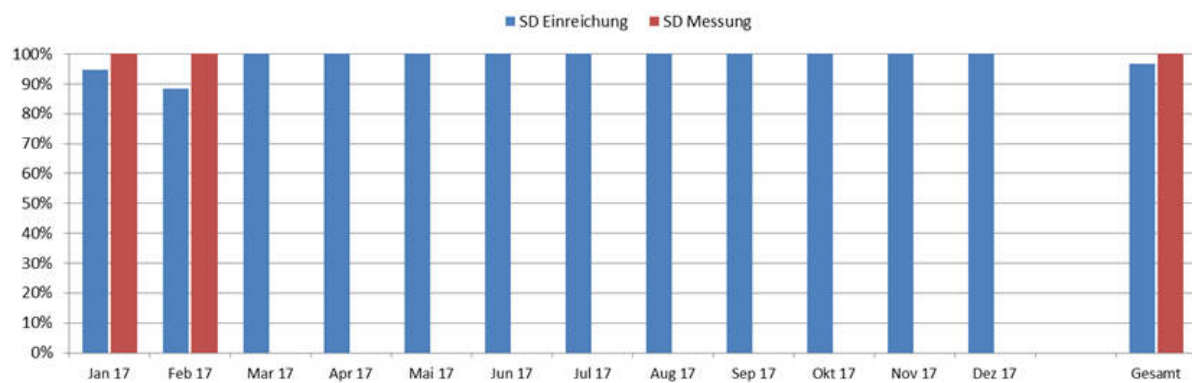


Abbildung 67: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Wieder (Jänner bis Februar 2017)

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 68 zu entnehmen. Wie in der Darstellung erkennbar ist, liegt der gemessene Verbrauch bis dato im Bereich des Prognosewertes.

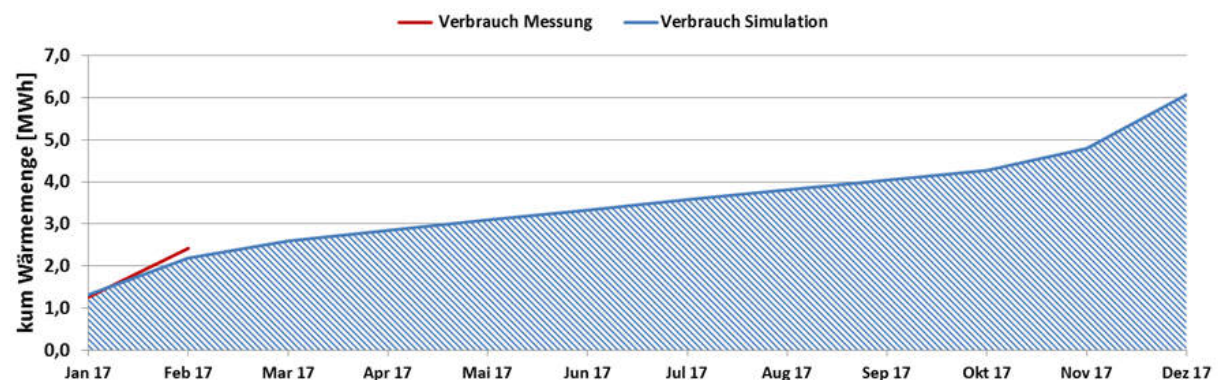


Abbildung 68: Prognostizierter und gemessener monatlicher Verbrauch für das Solarhaus Wieder (Jänner bis Februar 2017)

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 Bauteilaktivierung 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.

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 69 zu entnehmen.

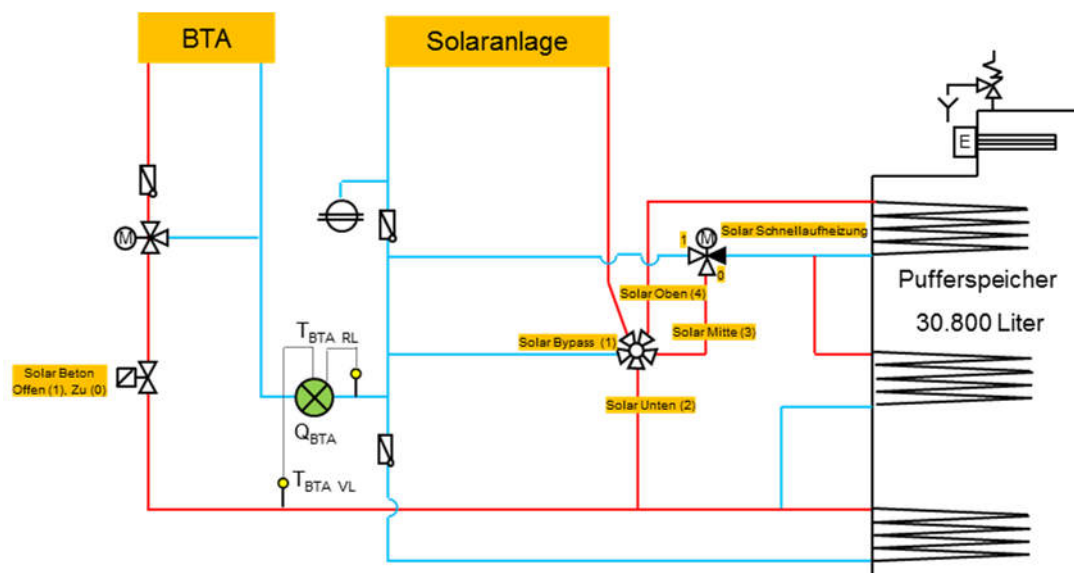


Abbildung 69: Zuordnung der Ventilstellungen in den Messdaten für das 5-Wege-Ventil und das 3-Wege-Ventil für die Pufferladung und das Absperrventil im gesamten Bauteilaktivierungskreis

Abbildung 70 bis Abbildung 72 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 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 von 25 bis etwa 35 °C, das Vorlauftemperaturniveau der Bauteilaktivierung liegt bei rund 30 °C. In Abbildung 71 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 72 zu entnehmen ist, wurden alle 3 aktivierten Bauteile beladen: Alle 3 Absperrventile waren

offen und alle Bauteiltemperaturen nahmen zu. 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 71 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 höheren Durchflüssen im gesamten hydraulischen Kreis. Es muss noch geprüft werden, ob ein Abgleich der beiden Pumpen ein Optimierungspotential darstellt.

Die Temperaturdifferenz zwischen dem solaren Vor- und Rücklauf wird – laut Planer – ausschließlich von der jeweiligen Rücklauftemperatur bestimmt.

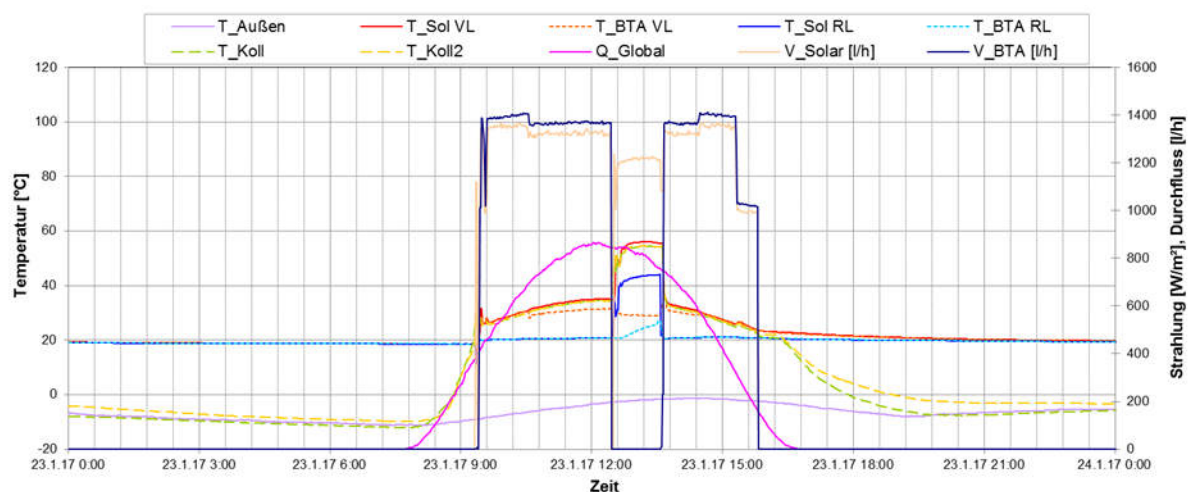


Abbildung 70: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsreichen Tag (23.1.2017)

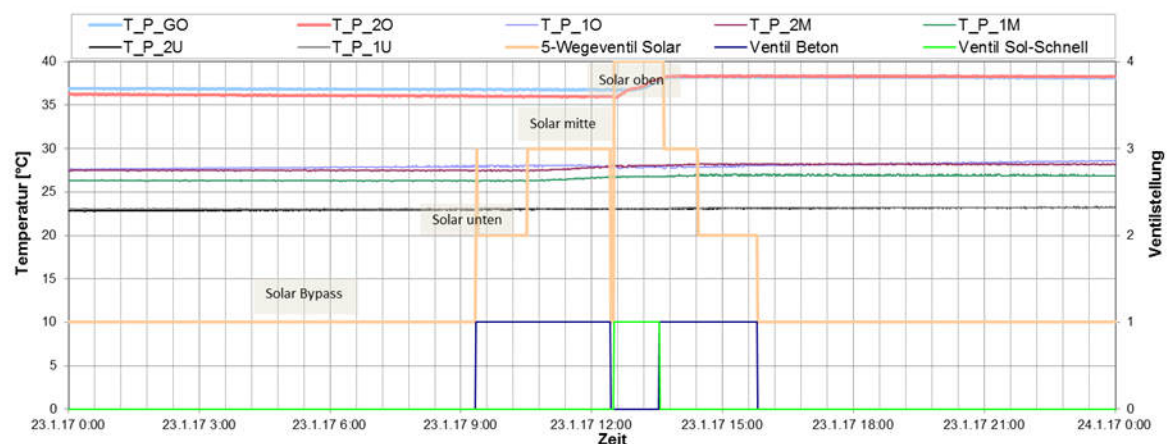


Abbildung 71: Beispielhafter Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis an einem einstrahlungsreichen Tag (23.1.2017)

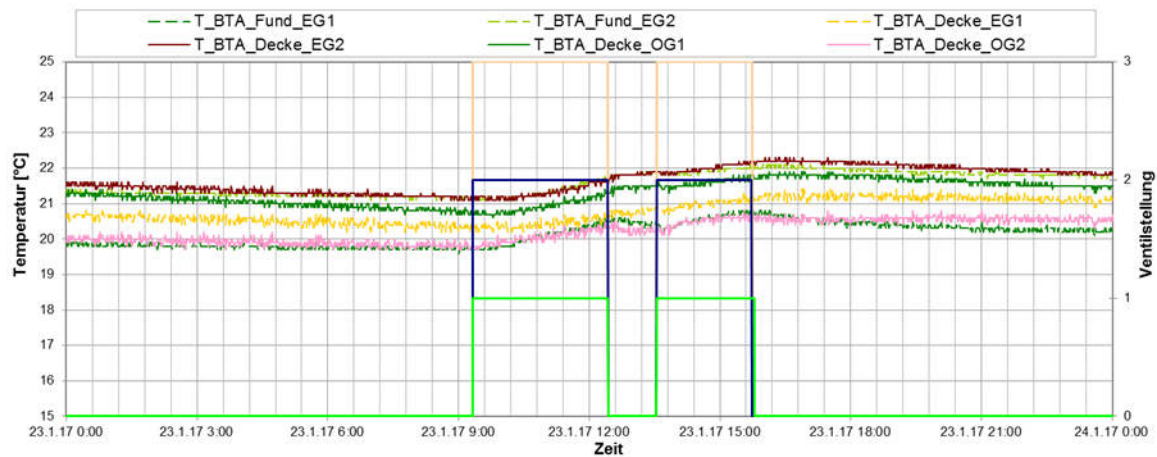


Abbildung 72: Beispielhafter Temperaturverlauf der Bauteiltemperaturen und Stellung der Absperrventile der aktivierten Bauteile an einem einstrahlungsreichen Tag (23.1.2017)

Abbildung 73 bis Abbildung 75 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 an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017). Ab einer Kollektortemperatur von knapp 20 °C startete zumindest jeweils kurzfristig die Solaranlage. Wie Abbildung 74 zu entnehmen ist, stand das 5-Wege-Ventil praktischer immer auf „Solar unten“, sprich die Solaranlage belieferte direkt die Bauteilaktivierung. Um 15:00 Uhr kam es kurzfristig zu einem deutlichen Anstieg der Globalstrahlung, gefolgt von einer starken Zunahme der Kollektortemperatur. Dies veranlasste die Regelung kurzfristig auf „Solar oben“ („5-Wegeventil“ = 4) umzuschalten. Nach Einbruch der Einstrahlung wurde der vorherige Betriebszustand, Solar direkt in Bauteilaktivierung, wieder aufgenommen. Ebenfalls Abbildung 74 ist einerseits der kurze Eintrag in den Pufferspeicher zu entnehmen (die unteren Puffertemperaturen nehmen geringfügig zu). Andererseits ist ein deutlicher Abfall der beiden obersten Puffertemperaturen auffallend. Die Erklärung hierfür ist in Abbildung 76 dargestellt: Der Wandheizungskreis geht ab etwa 11:30 bis etwa 20:30 Uhr mit einer Vorlauftemperatur von rund 28 °C in Betrieb. Hierbei ist zu erwähnen, dass es sich bei dem Bauteil im Wandheizungskreis um einen 5-Wege-Mischer handelt, der nicht explizit von der Regelung angesteuert wird, sondern eine bestimmte Zieltemperatur mit Hilfe der unterschiedlichen Abgänge mechanisch zusammenmischt. Für den betrachteten Tag war eine Solltemperatur von 27,5 °C vorgegeben. Der Mischer funktioniert also wie geplant.

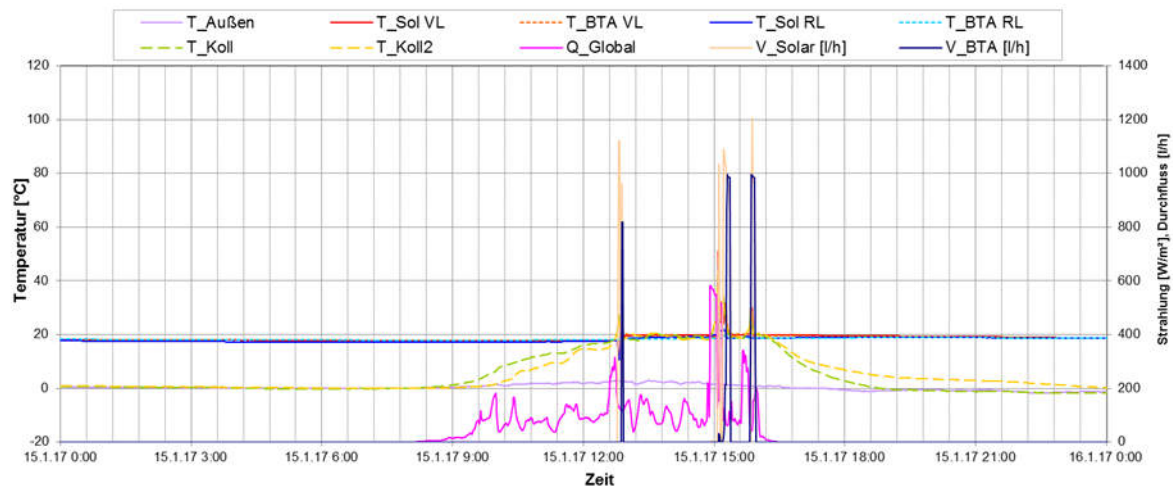


Abbildung 73: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich Außentemperatur, der Globalstrahlung und der Kollektortemperaturen an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

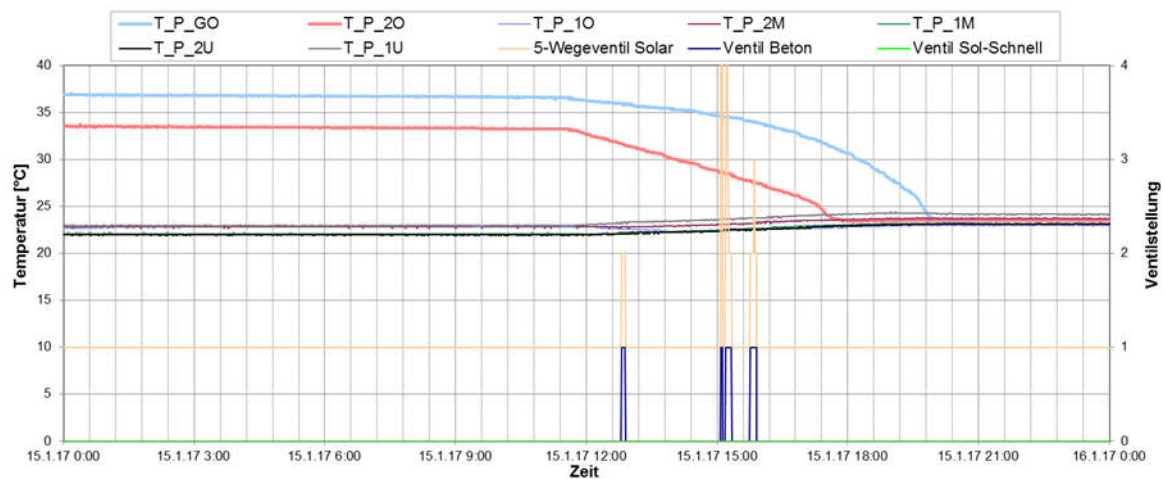


Abbildung 74: Beispielhafter Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

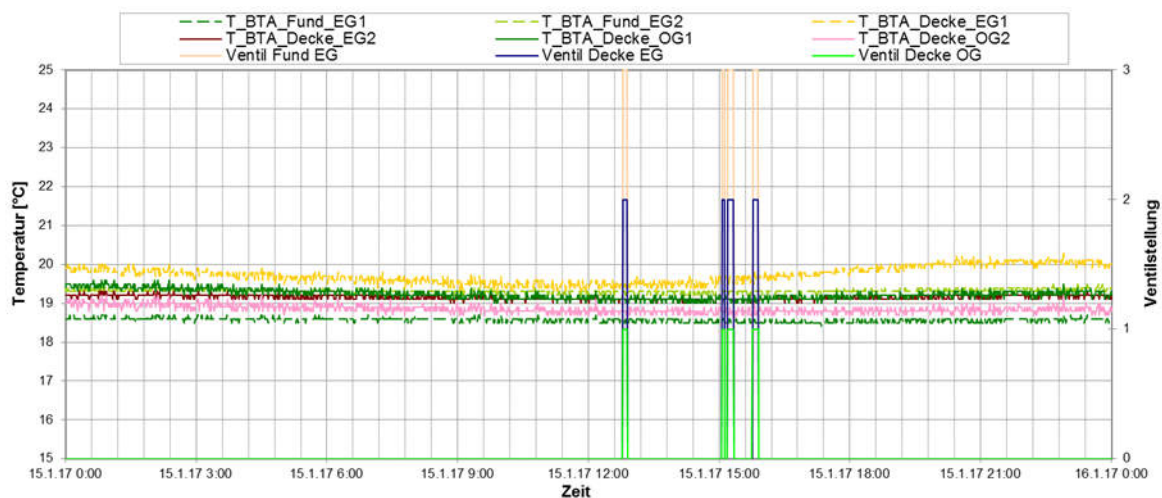


Abbildung 75: Beispielhafter Temperaturverlauf der Bauteiltemperaturen und Stellung der Absperrventile der aktivierten Bauteile an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

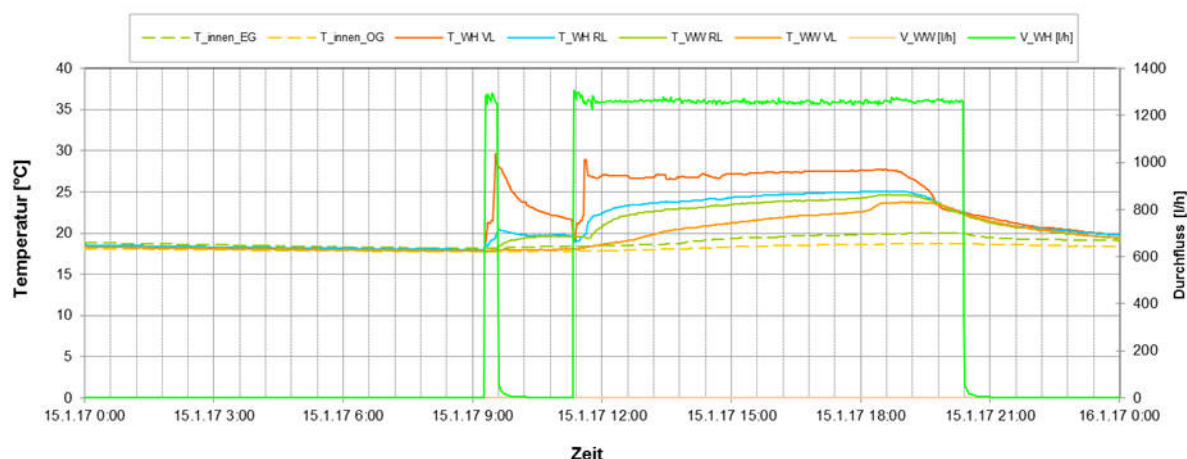


Abbildung 76: Beispielhafter Temperaturverlauf und Durchfluss von Wandheizung und Warmwasserverbrauch sowie Raumtemperaturen an einem einstrahlungsarmen Tag (15.1.2017)

Bei Jahreswechsel kam ein Programmierungsfehler zutage, der insbesondere hinsichtlich der aktuellen Performance des Systems betrachtet werden sollte. Pünktlich zu Mitternacht ging die Regelung von 0 °C Solltemperatur im Puffer aus. Dies hatte zur Folge, dass die Solarpumpe anliefe und den Pufferspeicher über die Solaranlage rückkühlte. Wie Abbildung 77 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. Die Folge dieses Ereignisses war jedoch, dass die Bewohner des Hauses in den ersten Monaten Warmwasserzapfungen vermieden, was den verschwindend niedrigen Warmwasserverbrauch in der Systembilanz (Abbildung 65) erklärt.

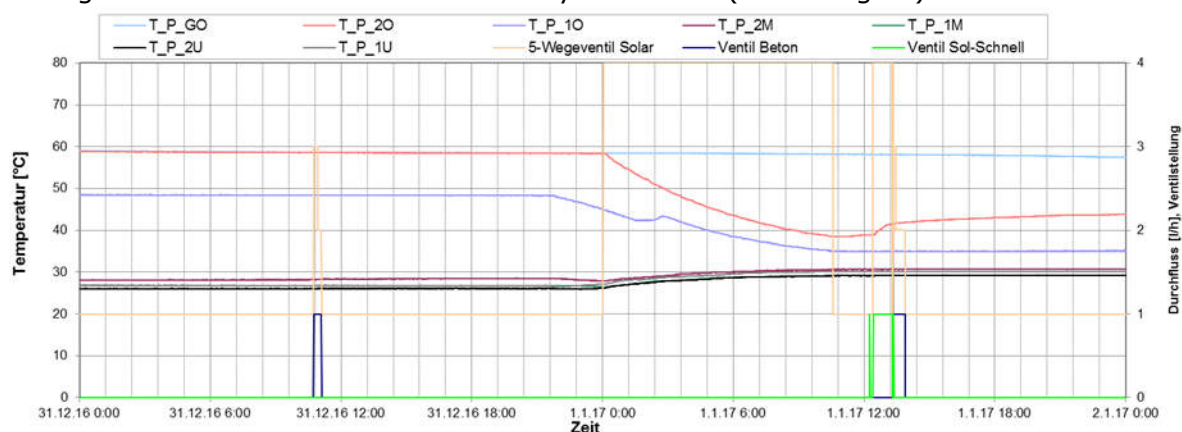


Abbildung 77: Temperaturverlauf der Puffertemperaturen und der Ventilstellungen im Solarkreis: Programmierfehler der Regelung (31.12.2016 – 1.1.2017)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 78 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar gesamt, Solar in Bauteilaktivierung, Wandheizung) 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 bisherigen Betrachtungszeitraums (Jänner bis Februar 2017). Deutlich erkennbar ist, dass die Beladung der Bauteilaktivierung auf einen Vorlauf temperaturniveau bis max. 37 °C

stattfindet. Der Pufferspeicher wird hingegen auf einem Vorlauftemperaturniveau bis max. 75 °C beladen. Die Wandheizung wird hauptsächlich auf einem Vorlauftemperaturniveau von rund 28 °C bis max. 35 °C betrieben. Die Warmwasserbereitung wurde nicht dargestellt, da die wenigen Zapfungen in den beiden betrachteten Monaten noch keinen Rückschluss auf das Temperaturniveau erlauben. 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 79 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 26 °C (blauer Punkt) und damit bezüglich Wirkungsgrad besser als während der Pufferladung mit rund 45 °C (roter Punkt).

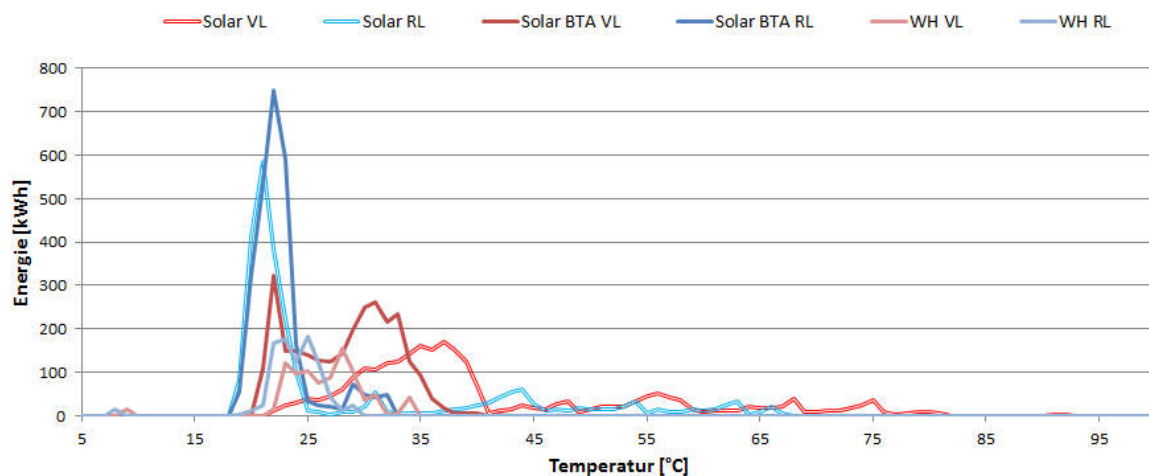


Abbildung 78: Darstellung der Wärmemengen (Solar, Solar in Bauteilaktivierung, Wandheizung und Warmwasser) zum Temperaturniveau (Vorlauf- und Rücklauftemperaturniveau – jeweils in rot und blau bzw. gelb und grün für Warmwasser) im Betrachtungszeitraum Jänner bis Februar 2017

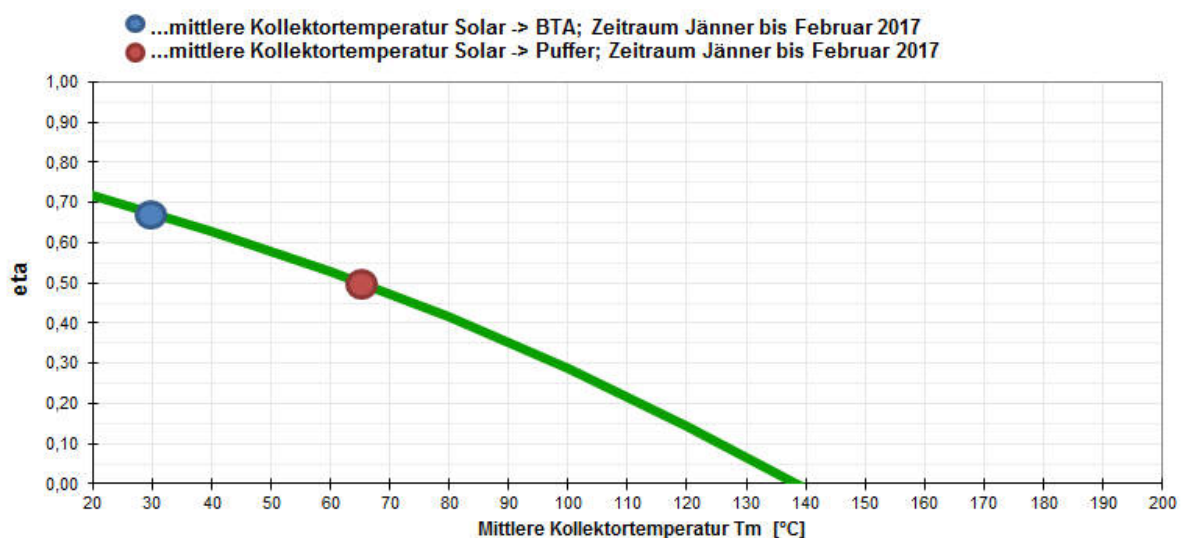


Abbildung 79: Darstellung der Wirkungsgradkennlinie des bei der Anlage Solarhaus Wieder eingesetzten Kollektortyps inkl. der mittleren gewichteten Kollektormitteltemperatur in den Zeiträumen Jänner bis Februar 2017 bei den Betriebszuständen Pufferladung (roter Punkt) und Beladung der Bauteilaktivierung (blauer Punkt)

7.4.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Wieder arbeitet im bisherigen Betrachtungszeitraum weitestgehend ohne Probleme. Insbesondere hinsichtlich des Regelungsproblems zum Jahreswechsel ist der aktuelle solare Deckungsgrad von 100% beachtlich. Dabei muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass eine Nachheizung jedenfalls nur dadurch vermieden werden konnte, dass einerseits kein nennenswerter Warmwasserverbrauch stattfand und gleichzeitig die mittleren Raumtemperaturen von Erd- und Obergeschoß in den beiden betrachteten Monaten bei 19,7 °C lagen.

Der solare Ertrag liegt aktuell rund 40% über dem Prognosewert durch die Simulation. Als Grund hierfür kann der verhältnismäßig leere Pufferspeicher und die starke Nutzung der Bauteilaktivierung genannt werden, welche einen solaren Betrieb auf relativ niedrigem Temperaturniveau bei hoher Kollektoreffizienz möglich machte (vgl. Abbildung 79).

Bisher wurden noch keine Optimierungen an dem System durchgeführt. Es muss noch geprüft werden, ob ein Abgleich der beiden Pumpen im Solekreis ein Optimierungspotential darstellt.

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 (Winkler Variasol A)
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	27 m ²
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Azimet-Ausrichtung:</u>	22° aus Süden in Richtung Westen
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1200 Liter Kombispeicher, 91 m ³ Bauteilaktivierung (Beton), davon 67 m ³ in Erd- und Obergeschoss und 24 m ³ als Erdspeicherplatte
<u>Nachheizungssystem:</u>	Stückholz-Kachelofen (13 kW), Elektroheizstab (6 kW) im Kombispeicher
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	70 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	252 kWh/(m ² a) (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Beginn des Monitoring mit Jänner 2017
<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 81) und ein Elektroheizstab im Pufferspeicher (6 kW, linkes Bild in Abbildung 81). Die Wärmeversorgung erfolgt zum wesentlichen Teil (70 % laut Einreichung) 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 80). 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 m³ und 30 m³ Beton, 21 m³ und 17 m³ Wasseräquivalent auf gleichem Temperaturniveau) sowie in den Bädern und dem WC zusätzlich über eine Fußbodenheizung. Solarwärme wird außerdem in eine aktivierte Erdspeicherplatte (24 m³ Beton, 14 m³ Wasseräquivalent auf gleichem Temperaturniveau) 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 82 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 80: Süd-Südwest-Ansicht des Gebäudes mit Solarthermie-Kollektoren (oben) und PV-Modulen (unten), (Quelle: AIT)



Abbildung 81: Linkes Bild: Kombispeicher mit Abbrandsteuerung (links), Elektroheizstab (Mitte);
Rechtes Bild: Hauptteil des Stückholz-Kachelofens im Wohnzimmer (Quelle: AIT)

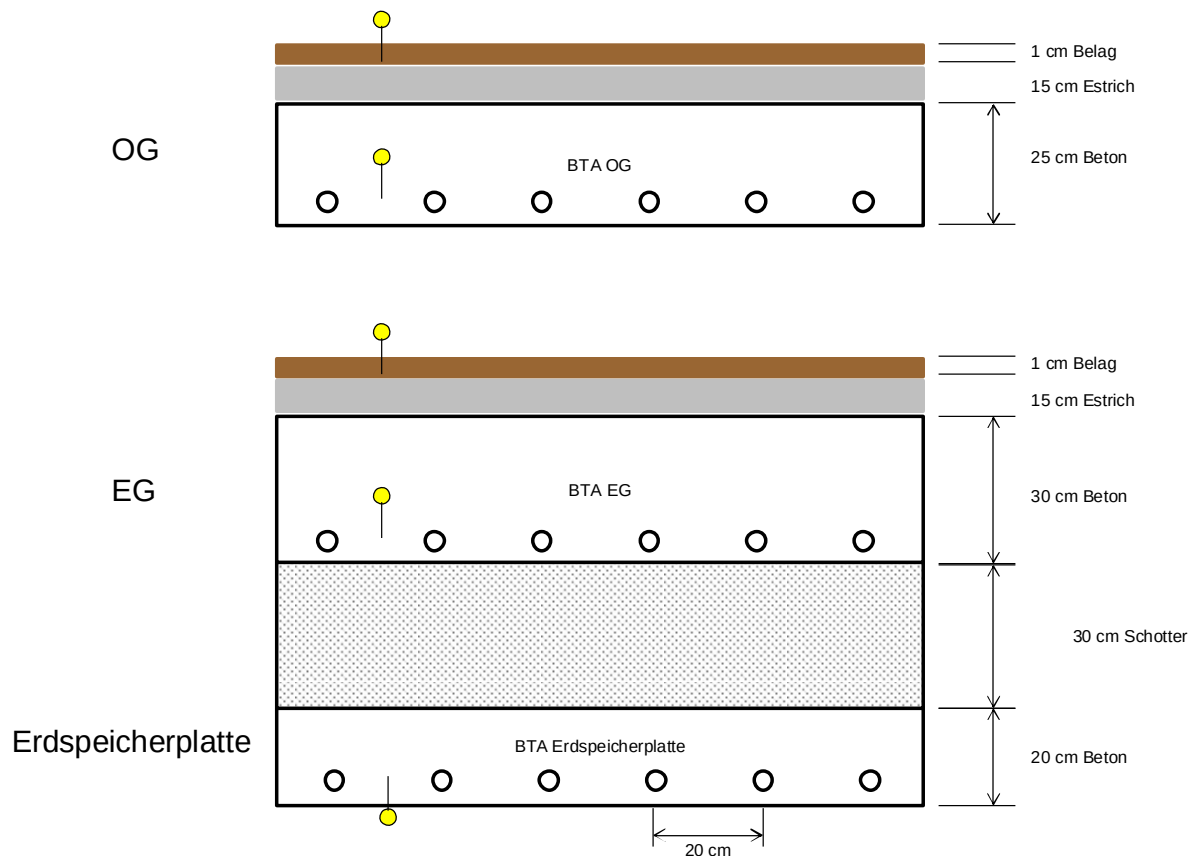


Abbildung 82: Aufbau der Erdspeicherplatte, der Bodenplatte und der Zwischendecke (Quellen: Einreichplan, Informationen des Bauherrn, eigene Darstellung)

7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Zellhofer ist als Blockschaltbild in Abbildung 83 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 Pufferspeicher bzw. dem Kachelofen Wärme bezieht.

Die in den Bädern und dem WC ausgeführten Fußbodenheizflächen sind mit rund 20 m² je Geschossebene 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. Wie in den Detailbetrachtungen noch weiter ausgeführt wird, könnte die Anlageneffizienz gesteigert werden, wenn das Heizungswasser im untersten Speicherbereich umgewälzt wird, indem der unterste Heizungswasseranschluss weiter nach unten verlegt wird. Bis zu einem möglichen Eingriff will man jedoch noch weitere Betriebserfahrung sammeln. In den Warmwasserboiler ist zusätzlich ein Elektroheizstab (6 kW) eingeschraubt, der das Warmwasser nachwärmt, wenn die Temperatur im umgebenden Pufferspeicher dafür nicht ausreicht.

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

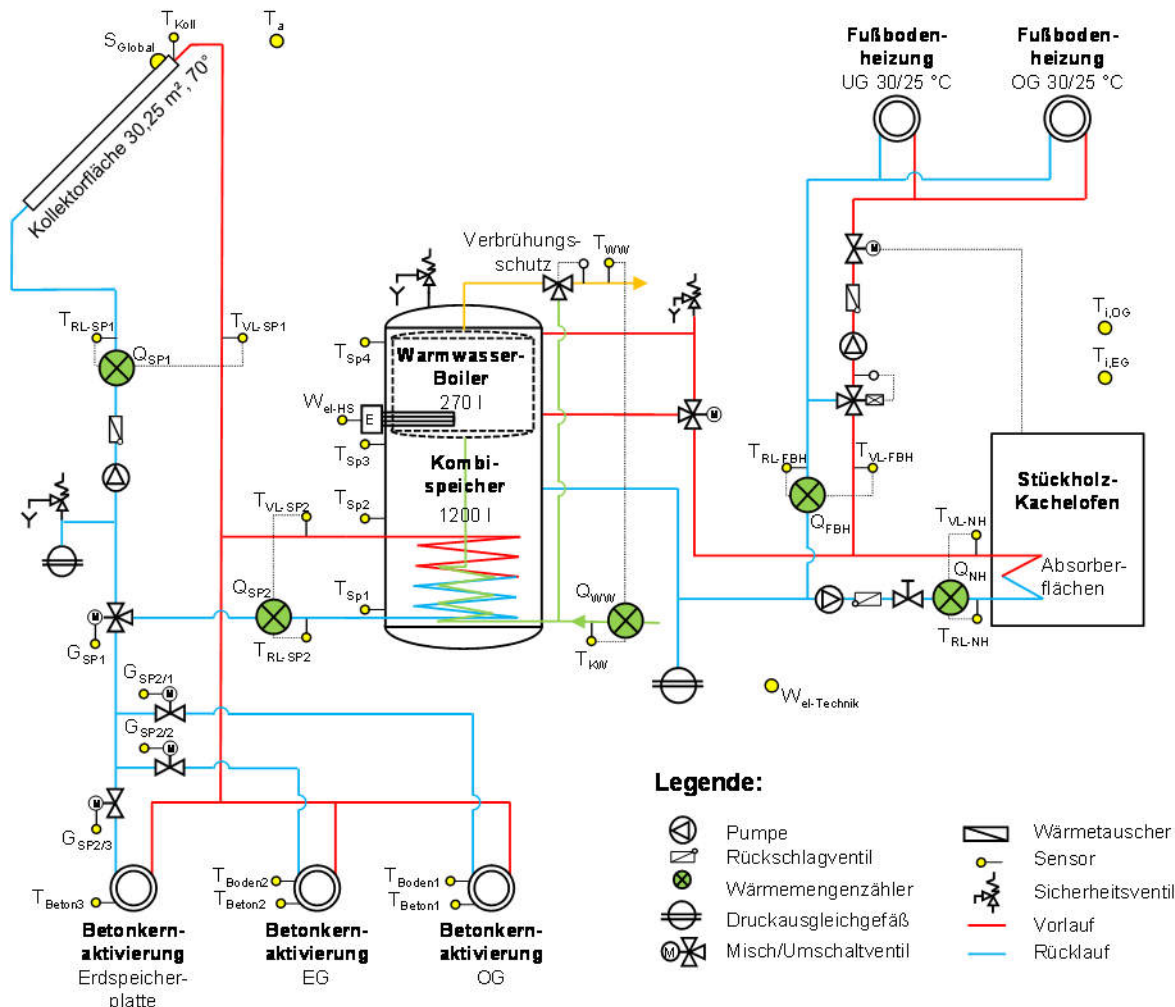


Abbildung 83: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Zellhofer (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

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_{VL-NH} Vorlauftemperatur Kachelofen
 T_{RL-NH} Rücklauftemperatur Kachelofen
 Q_{NH} Wärmemengenzähler Kachelofen

Warmwasserbereitung

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

Fußbodenheizung

T_{VL-FBH} Vorlauftemperatur Fußbodenheizung
 T_{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

$W_{el-Technik}$ Stromzähler Heiztechnik

Umgebungstemperaturen

T_a Außenlufttemperatur
 $T_{i,EG}$ Wohnraumtemperatur im Erdgeschoss
 $T_{i,OG}$ Wohnraumtemperatur im Obergeschoss

7.5.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 84 dargestellte Energiebilanz des Solarhauses Zellhofer zeigt einerseits die fünf Wärmeinputs in das Gesamtsystem (braun: Solarwärme an Bauteilaktivierung; hellrot: Strahlungswärme und Abgasverluste des Stückholz-Kachelofens; violett: Solarwärme an Kombispeicher; 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 sowie Abgasverluste des Kachelofens; grün: Warmwasserverbrauch; gelb: Fußbodenheizung). Der Elektroheizstab zur Nachheizung im Kombispeicher war bisher nicht in Verwendung. Aus dem Unterschied zwischen Wärmeinput und Output lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste zu rund 5 % abschätzen.

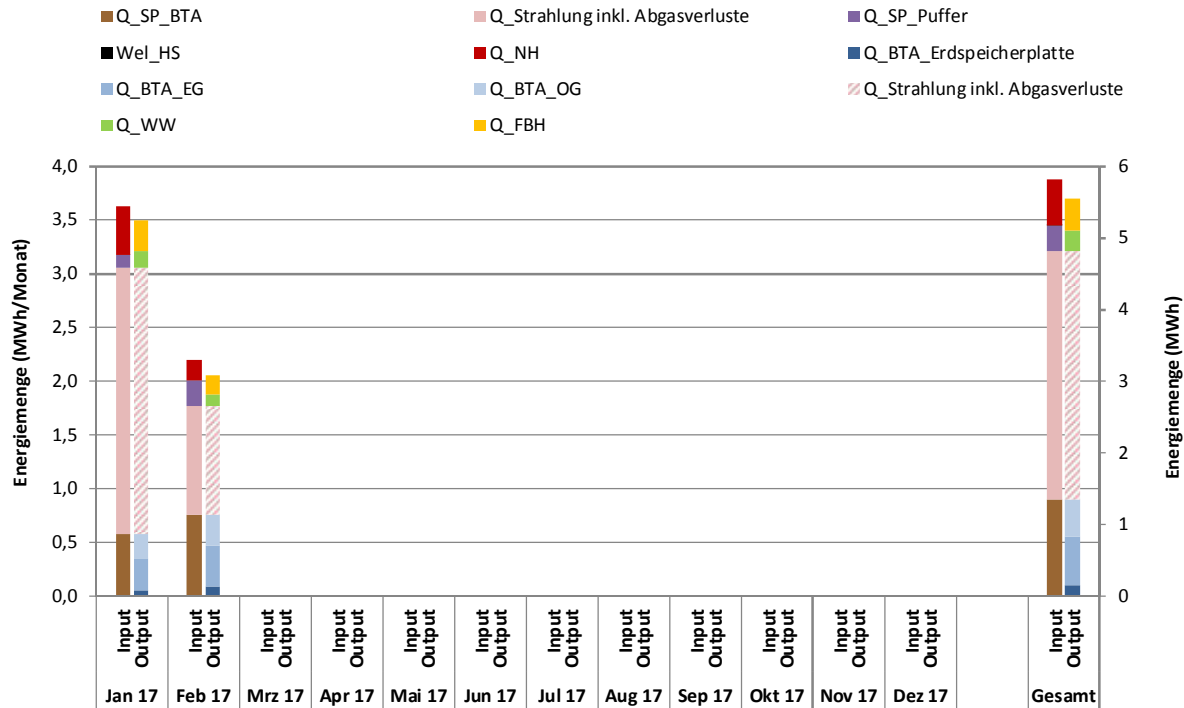


Abbildung 84: Energiebilanz für das Solarhaus Zellhofer (Jänner bis Februar 2017)

7.5.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 85 bis Abbildung 87) 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. 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 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. Obwohl die gemessene Einstrahlung (gelb) bisher um 11 % geringer war als der Simulationswert (blau gestrichelt), ist der gemessene gesamte Solarertrag (hellrot) um 43 % größer als der Simulationswert (blau durchgezogen). Dies liegt hauptsächlich an dem im Vergleich zur Simulation größeren Verbrauch, siehe Abbildung 87. Da die gebaute Erdspeicherplatte in der Simulation nicht berücksichtigt worden ist und in der Realität überdies als Stagnationskühler dient, ist zu erwarten, dass der gemessene Jahresertrag höher als der Simulationswert werden wird. Der gemessene Solarertrag wurde bisher zu 79 % (49,8 kWh/m²) in die Bauteilaktivierung eingespeist (dunkelrot durchgezogen), etwa 11 % davon (5,5 kWh/m²) wurde in die Erdspeicherplatte (dunkelrot gestrichelt) eingespeist.

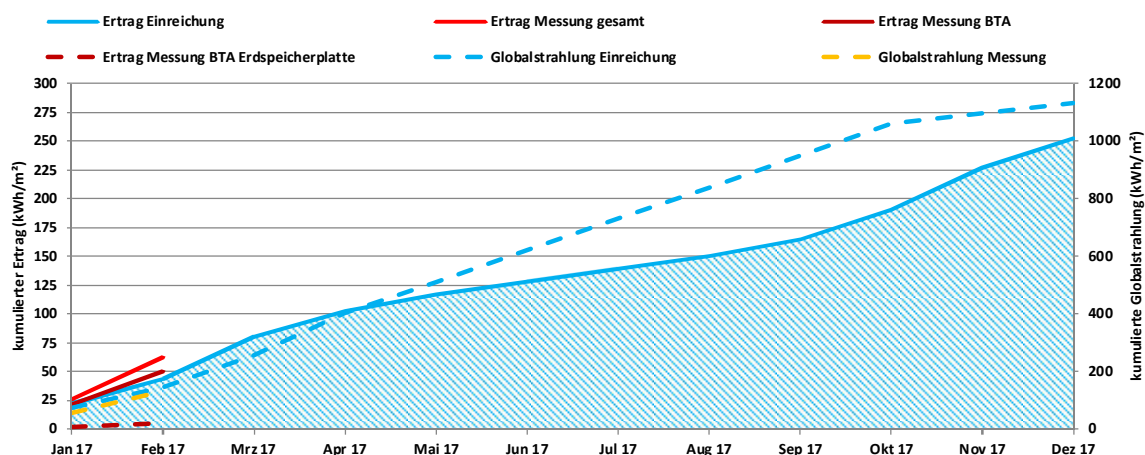


Abbildung 85: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemessen (gesamter Ertrag, in die gesamte Bauteilaktivierung eingespeister Anteil, in die Erdspeicherplatte eingespeister Anteil) und gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Zellhofer

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch die Summe aus Solarenergie, Strom und dem Heizwert des Holzes) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 70 % prognostiziert. In den Monaten von März bis Oktober wird von einer nahezu vollständigen solaren Deckung des Wärmebedarfs ausgegangen (siehe Abbildung 86). Der gemessene solare Deckungsgrad beinhaltet im Gegensatz zur Simulation auch die Abgasverluste des Kachelofens, da sich diese mit der installierten Messtechnik nicht eindeutig bestimmen lassen. Der tatsächliche solare Deckungsgrad der Anlage ist daher jedenfalls größer als die in Abbildung 86 dargestellte Untergrenze (bisher insgesamt 29 %).

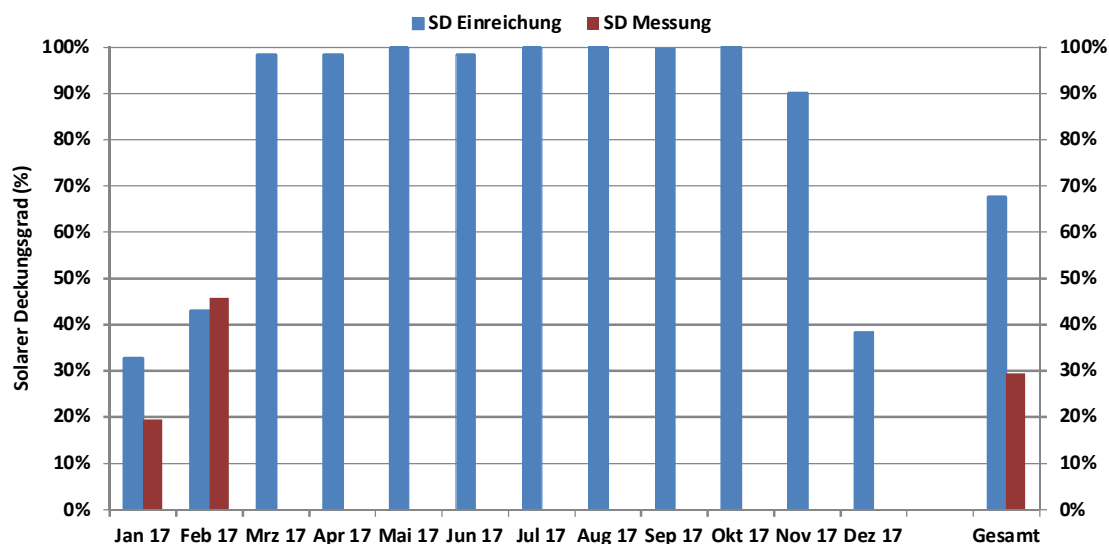


Abbildung 86: Solarer Deckungsgrad gemäß der eingereichten Simulationsrechnung sowie gemessen für das Solarhaus Zellhofer

Der jährliche Gesamtwärmeverbrauch inkl. Abgasverluste des Kachelofens wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung zu 8,6 MWh abgeschätzt, der kumulierte monatliche Verbrauch ist in Abbildung 87 dargestellt. Der gemessene Gesamtverbrauch inkl. Abgasverluste des Kachelofens (rot) liegt mit 5,6 MWh derzeit 97 % über der Prognose (blau), wobei der Verbrauch für die Warmwasserbereitung mit 0,27 MWh um 48 % kleiner ist als erwartet. Es wird davon ausgegangen, dass die Wärmeverluste der aktivierten Bodenplatte (nach unten hin) der Hauptgrund für den hohen gemessenen

Raumwärmeverbrauch sind. Zu einem kleinen Teil können die gemessenen Innenraumtemperaturen, die mit Mittelwerten von 24 °C im Erdgeschoss und 23 °C im Obergeschoss etwas höher als die simulierte Raumtemperatur von 21 °C waren, zu diesem großen Unterschied zwischen Messung und Simulation beigetragen haben.

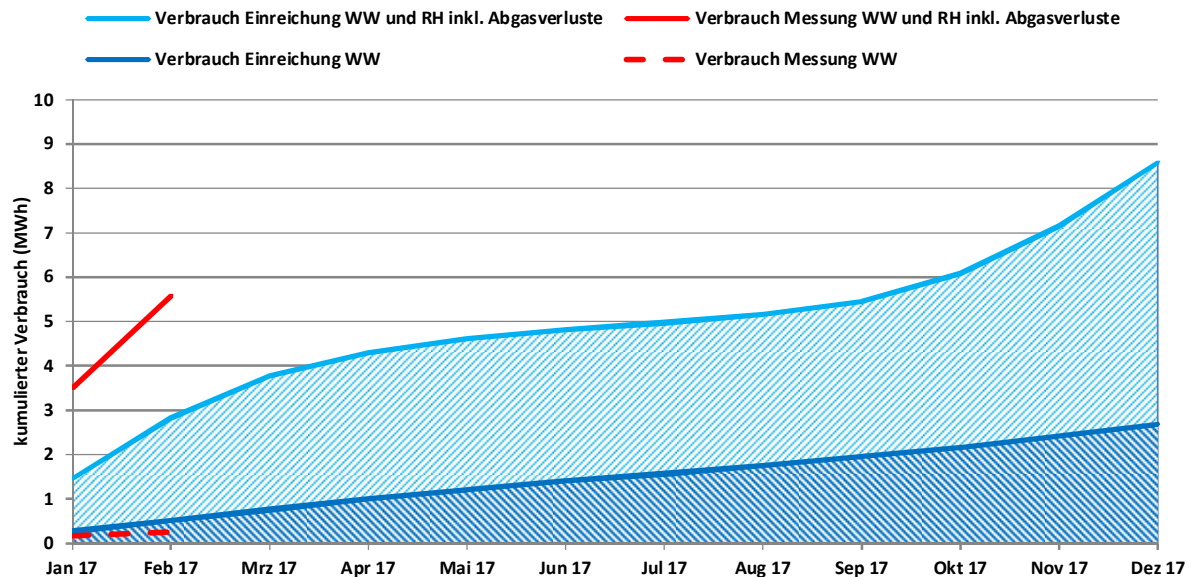


Abbildung 87: Messwerte und Simulationsergebnisse des Verbrauchs für WW sowie des Verbrauchs gesamt (exkl. bzw. inkl. Abgasverluste bei Simulation bzw. Messung) des Solarhauses Zellhofer

7.5.5 Detailbetrachtung

Das Betriebsverhalten der Solaranlage ist exemplarisch für den 13.3.2017 in Abbildung 88 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). Um im Speicher 70 °C zu erreichen, arbeitet die Solaranlage mit einer Vorlauftemperatur von bis zu über 90 °C, was einen geringeren Wirkungsgrad mit sich bringt. Der große Temperaturunterschied zwischen Solarkreis und den Temperaturen im Kombispeicher ergibt sich, weil das Heizungswasser im untersten Bereich des Kombispeichers nicht umgewälzt wird (alle Speicheranschlüsse, die Heizungswasser führen, befinden sich von der halben Speicherhöhe an aufwärts). Daher findet die Wärmeübertragung ans Heizungswasser vor allem über natürliche Konvektion statt. Aufgrund der dadurch verringerten Wärmeübertragungsfähigkeit des internen Solarwärmeübertragers ist die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz (schwarz) mit etwa 20 K entsprechend hoch. Am internen Edelstahl-Wärmeübertrager, der das Kaltwasser vorwärmt, ist die Problematik die gleiche. Eine Steigerung der Wärmeübertragungsfähigkeit kann erreicht werden, indem der unterste Heizungswasseranschluss weiter nach unten verlegt wird. Dadurch findet eine Umwälzung (erzwungene Konvektion) statt, wenn die Fußbodenheizung oder die Nachheizung durch den Kachelofen aktiv ist. Bis zu einem möglichen Eingriff will man jedoch noch weitere Betriebserfahrung sammeln.

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

nur noch in die Erdspeicherplatte eingespeist wird (grau hinterlegt). Bei der Beladung des Kombispeichers ist der Wirkungsgrad $\eta = \dot{Q}_{SP1} / \dot{Q}_{global}$ der Solaranlage mit etwa 45 % im Vergleich zur Bauteilaktivierung am geringsten (grau), da das Temperaturniveau am höchsten ist.

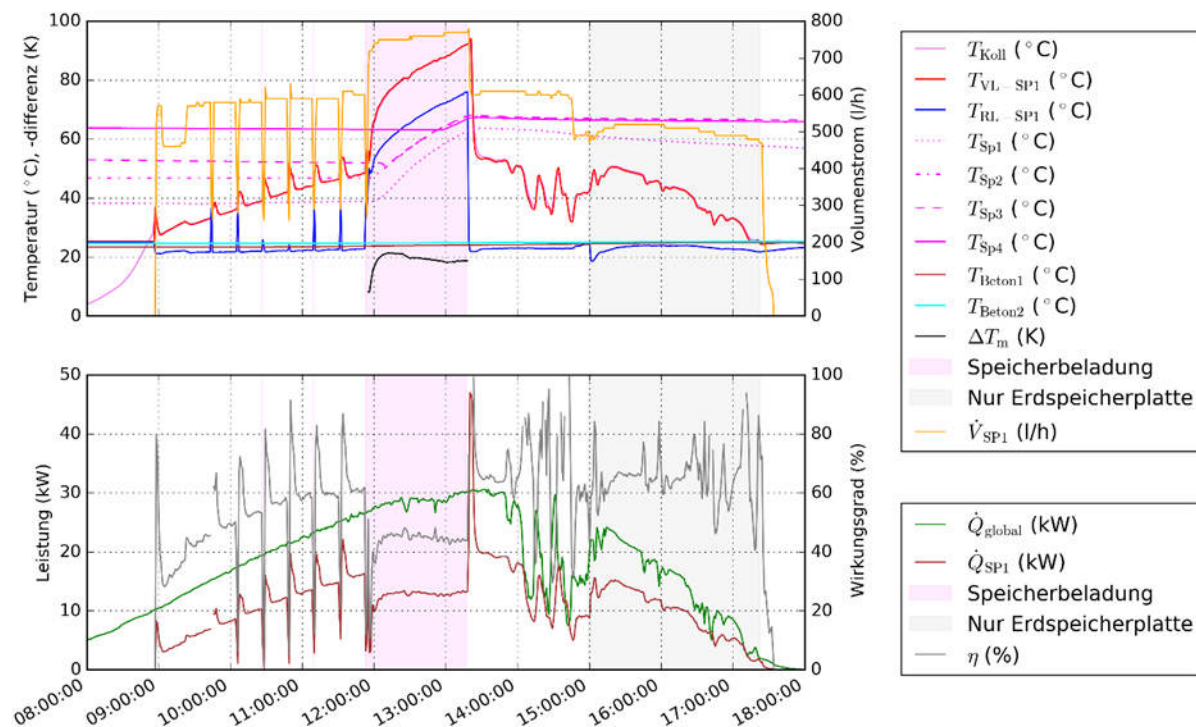


Abbildung 88: Oben: Kollektortemperatur, Vor- und Rücklauftemperatur des Solarsystems, Temperaturen im Kombispeicher und in den Betonkernen, mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Solarwärmeübertragers, Durchfluss im Solarsystem; Unten: Einstrahlungsleistung und Leistung des Solarsystems sowie Wirkungsgrad des Solarsystems. Magenta hinterlegt: Beladung des Kombispeichers; Grau hinterlegt: Einspeisung nur in die Erdspeicherplatte (13.3.2017, 8:00-18:00 Uhr)

Der Kachelofen ist mit einer Abbrandautomatik ausgestattet, die selbsttätig die Wärmeeinspeisung in verschiedene Höhen des Kombispeichers vornimmt und die gleichzeitige Abnahme durch die Fußbodenheizung (FBH) zulässt bzw. verhindert. Nur wenn in den obersten Bereich des Kombispeichers eingespeist wird, wird der Betrieb der FBH verhindert, die aus dem aus dem Pufferspeicher bzw. dem Kachelofen Wärme bezieht. Anhand der Abbildung 89 ist das Betriebsverhalten von Abbrandautomatik und FBH exemplarisch dargestellt. 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 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 FBH-Kreise umgewälzt ($\dot{V}_{FBH}$, grau), wenngleich die Leistungsabnahme durch die FBH-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. Als Optimierungsmaßnahme wird das Schließen des Beimischventils bei ruhender Pumpe vorgeschlagen, was bis zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht erfolgt ist. 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 FBH während der Holzverbrennung ist von 4:30 bis 7:30 Uhr zu beobachten. Die Rücklauftemperatur der FBH (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 FBH 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 FBH-Kreise, oder sogar vom Heizraum im Erdgeschoss bis in die Fußbodenheizung im Obergeschoss. Derartige Strömungen lassen sich durch Thermosiphone an den Speicheranschlüssen verhindern. Im ersten Schritt wird jedoch empfohlen, das Beimischventil der Fußbodenheizung bei ruhender Pumpe zu schließen.

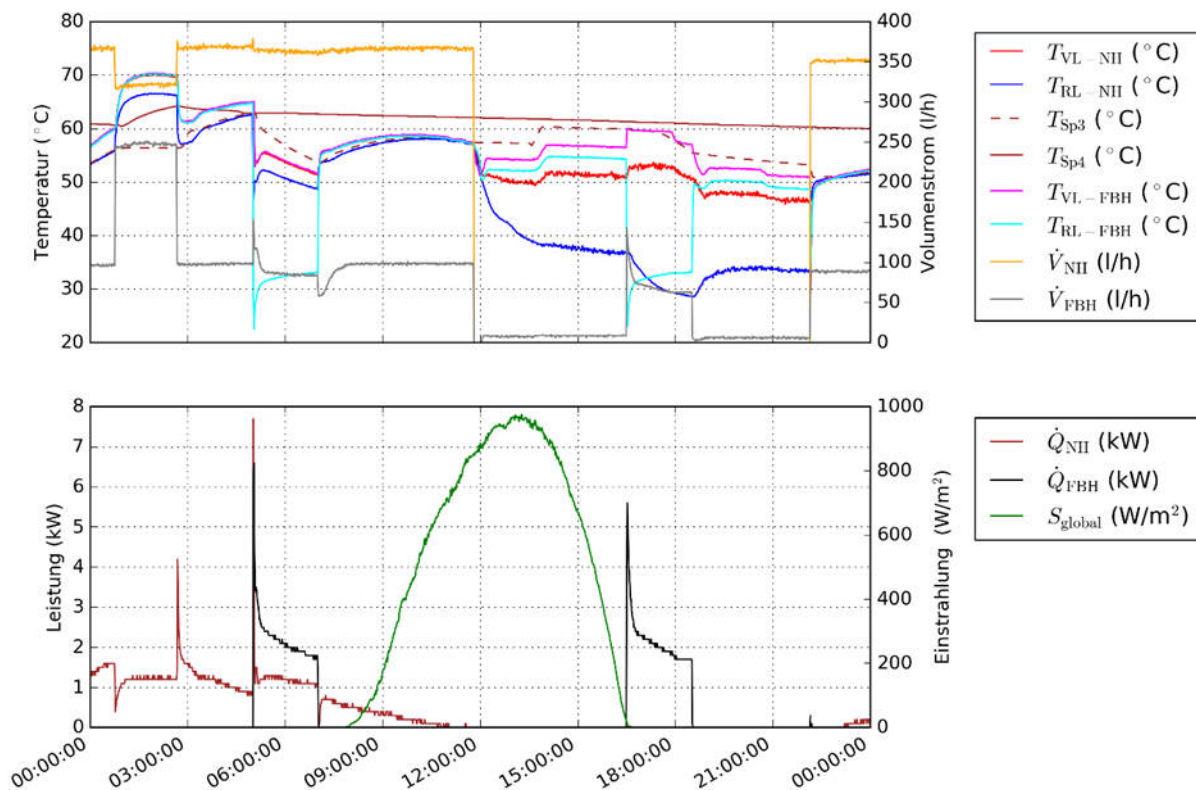


Abbildung 89: Oben: Vor- und Rücklauftemperaturen der Nachheizung, zwei Temperaturen im oberen Teil des Kombispeichers, Vor- und Rücklauftemperaturen der Versorgung der Fußbodenheizkreise, Durchflüsse der Nachheizung und in der Versorgung der Fußbodenheizkreise; Unten: Leistungen der Nachheizung und der Versorgung der Fußbodenheizkreise (19.1.2017)

Die ungleichmäßig über den Tag verteilten Warmwasserzapfungen sind beispielhaft in Abbildung 90 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_{Sp4} , cyan gestrichelt) und steigert damit prinzipiell die Effizienz der Solaranlage. Wie auch schon beim Solarwärmeübertrager beschrieben wird das Heizungswasser im untersten Bereich des Kombispeichers nicht umgewälzt (alle Speicheranschlüsse, die Heizungswasser führen, befinden sich von der halben Speicherhöhe an aufwärts). Daher findet die Wärmeübertragung aus dem Heizungswasser vor allem über natürliche Konvektion statt. Das verringert die Wärmeübertragungsfähigkeit des internen Edelstahl-Wärmeübertragers. Eine Steigerung der Wärmeübertragungsfähigkeit kann erreicht werden, indem der unterste Heizungswasseranschluss weiter nach unten verlegt wird. Dadurch findet eine

Umwälzung (erzwungene Konvektion) statt, wenn die Fußbodenheizung oder die Nachheizung durch den Kachelofen aktiv ist. Bis zu einem möglichen Eingriff will man jedoch noch weitere Betriebserfahrung sammeln.

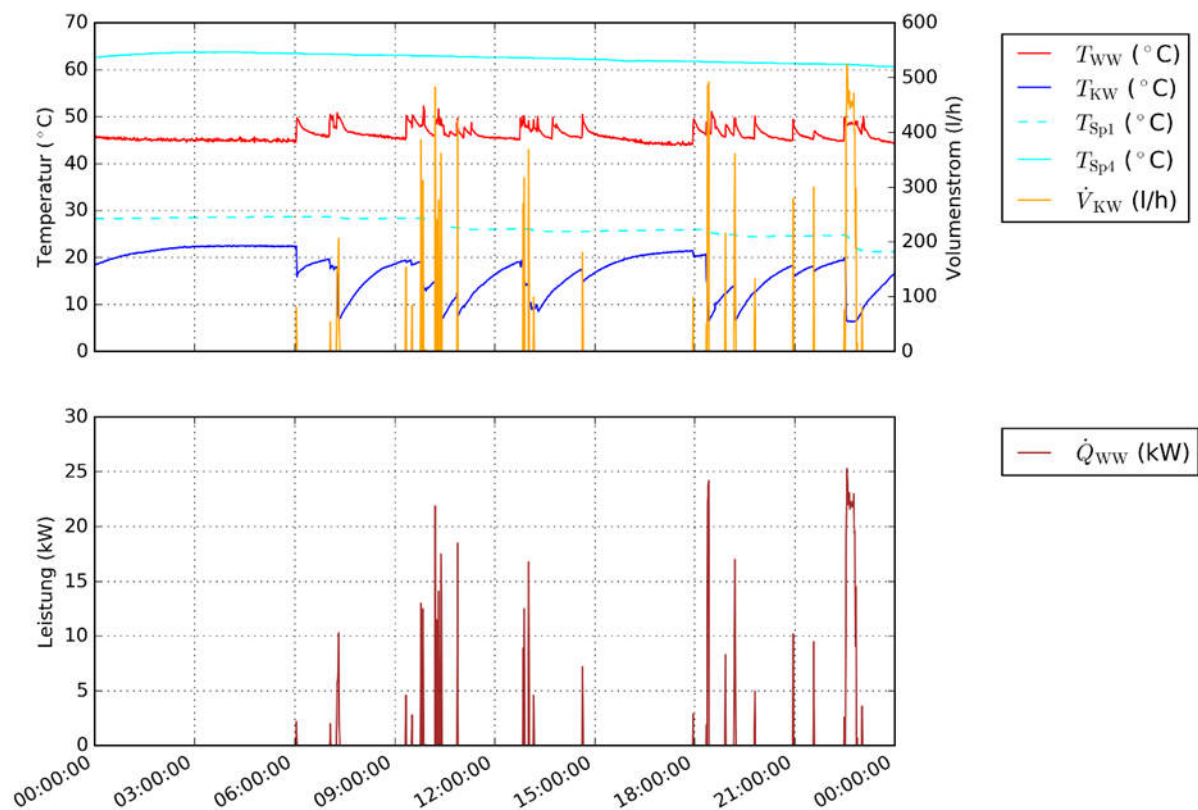


Abbildung 90: Oben: Warm- und Kaltwassertemperatur, Temperatur im untersten und im obersten Bereich des Kombispeichers, Volumenstrom der Warmwasserzapfung; Unten: Leistung der Warmwasserzapfung (17.1.2017)

7.5.6 Anlagen Status Quo

Das Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Zellhofer zeigt bisher ein solides Betriebsverhalten. Obwohl die gemessene Einstrahlung bisher um 11 % geringer war als der Simulationswert, ist der gemessene gesamte Solarertrag um 43 % größer als der Simulationswert. Dies liegt hauptsächlich an dem um 97 % größeren gemessenen als simulierten Verbrauch. Es wird davon ausgegangen, dass die Wärmeverluste der aktivierten Bodenplatte (nach unten hin) der Hauptgrund für den hohen gemessenen Raumwärmeverbrauch sind. Zu einem kleinen Teil können die etwas höheren gemessenen als simulierten Innenraumtemperaturen zu diesem großen Unterschied zwischen Messung und Simulation beigetragen haben.

Da durch die bestehende Verrohrung das Heizungswasser im untersten Bereich des Kombispeichers nicht umgewälzt wird (alle Speicheranschlüsse, die Heizungswasser führen, befinden sich von der halben Speicherhöhe an aufwärts), ist die Wärmeübertragungsfähigkeit der beiden internen Wärmeübertrager auf natürliche Konvektion des Heizungswassers eingeschränkt. Dadurch arbeitet die Solaranlage auf einem erhöhten Temperaturniveau und mit geringerem Wirkungsgrad. Eine Steigerung der Wärmeübertragungsfähigkeit kann erreicht werden, indem der unterste Heizungswasseranschluss weiter nach unten verlegt wird. Dadurch findet eine Umwälzung (erzwungene Konvektion) statt, wenn die Fußbodenheizung oder die

Nachheizung durch den Kachelofen aktiv ist. Bis zu einem möglichen Eingriff will man jedoch noch weitere Betriebserfahrung sammeln.

Beim Betrieb der wassergeführten Nachheizung durch den Stückholzkachelofen wird ein großer Anteil des Durchflusses über das Beimischventil zur Versorgung der FBH-Kreise umgewälzt, obwohl die Leistungsabnahme durch die FBH-Kreise mit einem Zwei-Wegeventil gesperrt ist. Dadurch wird die Rücklauftemperatur des Kachelofens ungewollt höher gemischt. Als Optimierungsmaßnahme wird das Schließen des Beimischventils bei ruhender Pumpe vorgeschlagen, was bis zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht erfolgt ist.

Am Wärmezähler der Fußbodenheizung zeigen sich thermisch induzierte Zirkulationsströmungen. Derartige Strömungen lassen sich durch Thermosiphone an den Speicheranschlüssen verhindern. Im ersten Schritt wird jedoch empfohlen, das Beimischventil der Fußbodenheizung bei ruhender Pumpe zu schließen.

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>	Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	1.200 Liter Wasserpuffer, 93 m ³ Bauteilaktivierung (Beton)
<u>Nachheizungssystem:</u>	9 kW Pelletskessel
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	70% (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	229 kWh/m ² a (Einreichung, bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Beginn des Monitoring mit März 2017
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Beim Bauvorhaben Solarhaus Schachinger handelt es sich um ein Einfamilienhaus mit 193 m² Energiebezugsfläche und Flachdach (Abbildung 91), welches 2015 errichtet wurde.

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 93 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 in den Kinderzimmern und im Bad. Die Warmwasserbereitung erfolgt über Tank-in-Tank-Technologie, dessen Vorratsvolumen 270 Liter beträgt.

Das Gebäude ist so in den Hang integriert, dass die Garage ebenerdig in den Keller übergeht, in welchem sich der Heiz- und der sehr kompakte Technikraum befinden (Abbildung 92). Der Pelletskessel befindet sich im Nebenraum hinter der Wand, an der die Pumpengruppen und Ausdehnungsgefäße installiert sind.



Abbildung 91: Südansicht des Solarhauses Schachinger und Solaranlage am Dach
(Quelle: AEE INTEC)

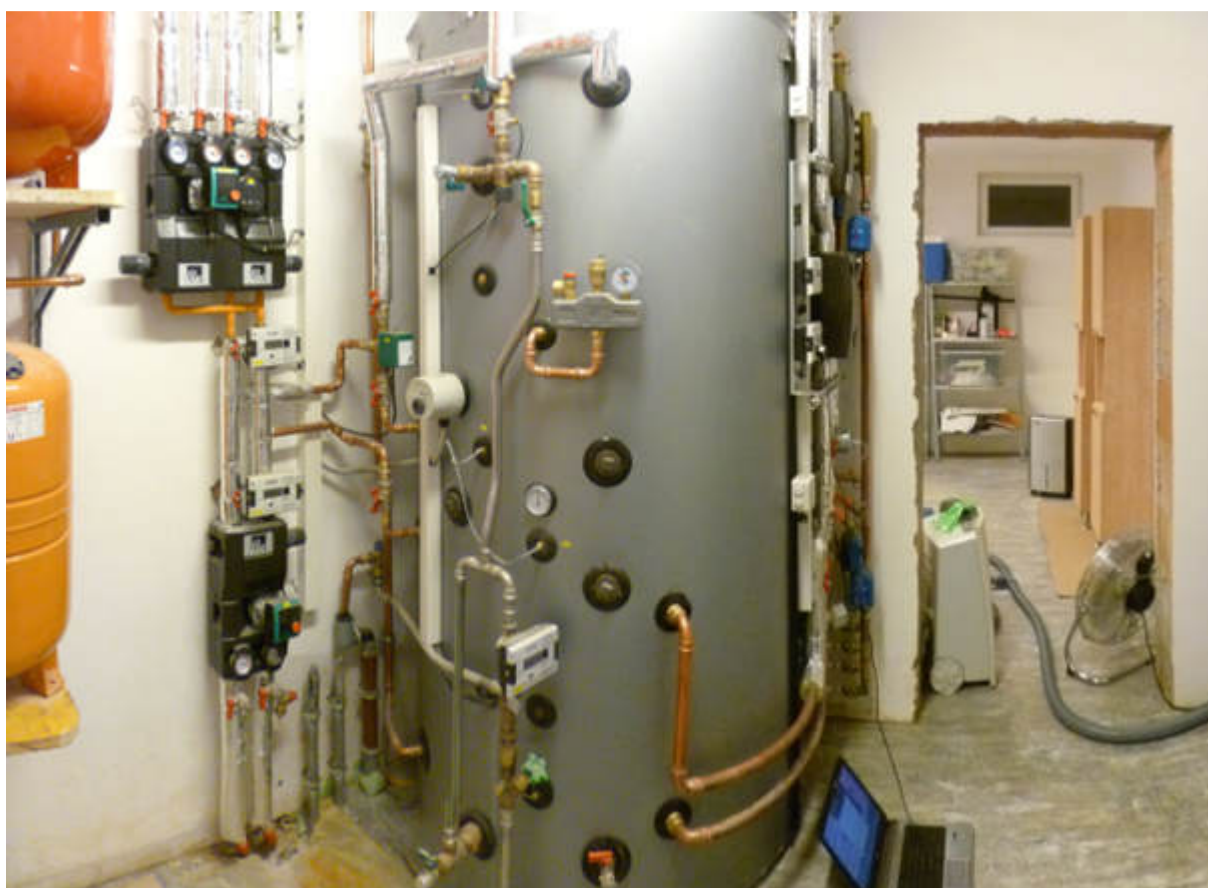


Abbildung 92: Technikraum mit Pufferspeicher, Pumpengruppe für die Fußbodenheizung (oben) und Pelletskessel (unten), sowie Ausdehnungsgefäße (Quelle: AEE INTEC)

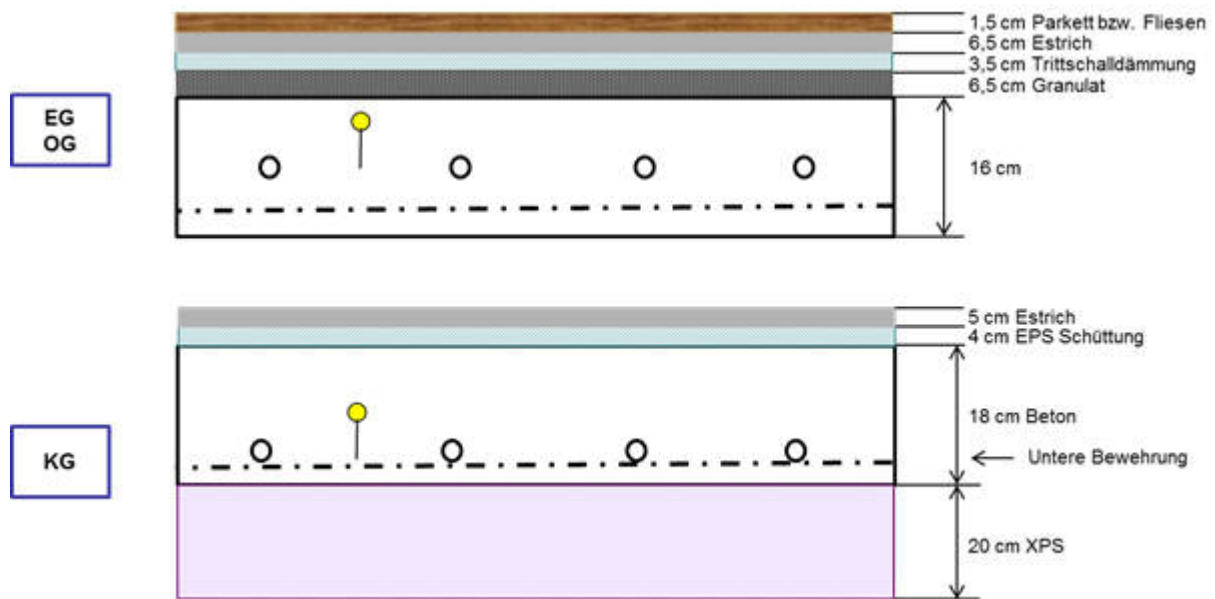


Abbildung 93: Aufbau der bauteilaktivierten Bodenplatte (KG) bzw. der Zwischendecken (EG, OG) inkl. Fußbodenaufbau (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Solarhauses Schachinger ist als Blockschaltbild in Abbildung 94 dargestellt. Die Solaranlage liefert einerseits Energie für die Warmwasserbereitung 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 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 Betonplatten befindet sich je ein Kerntemperaturfühler, welcher mittig zwischen den Rohrschlangen montiert ist (vgl. Abbildung 93).

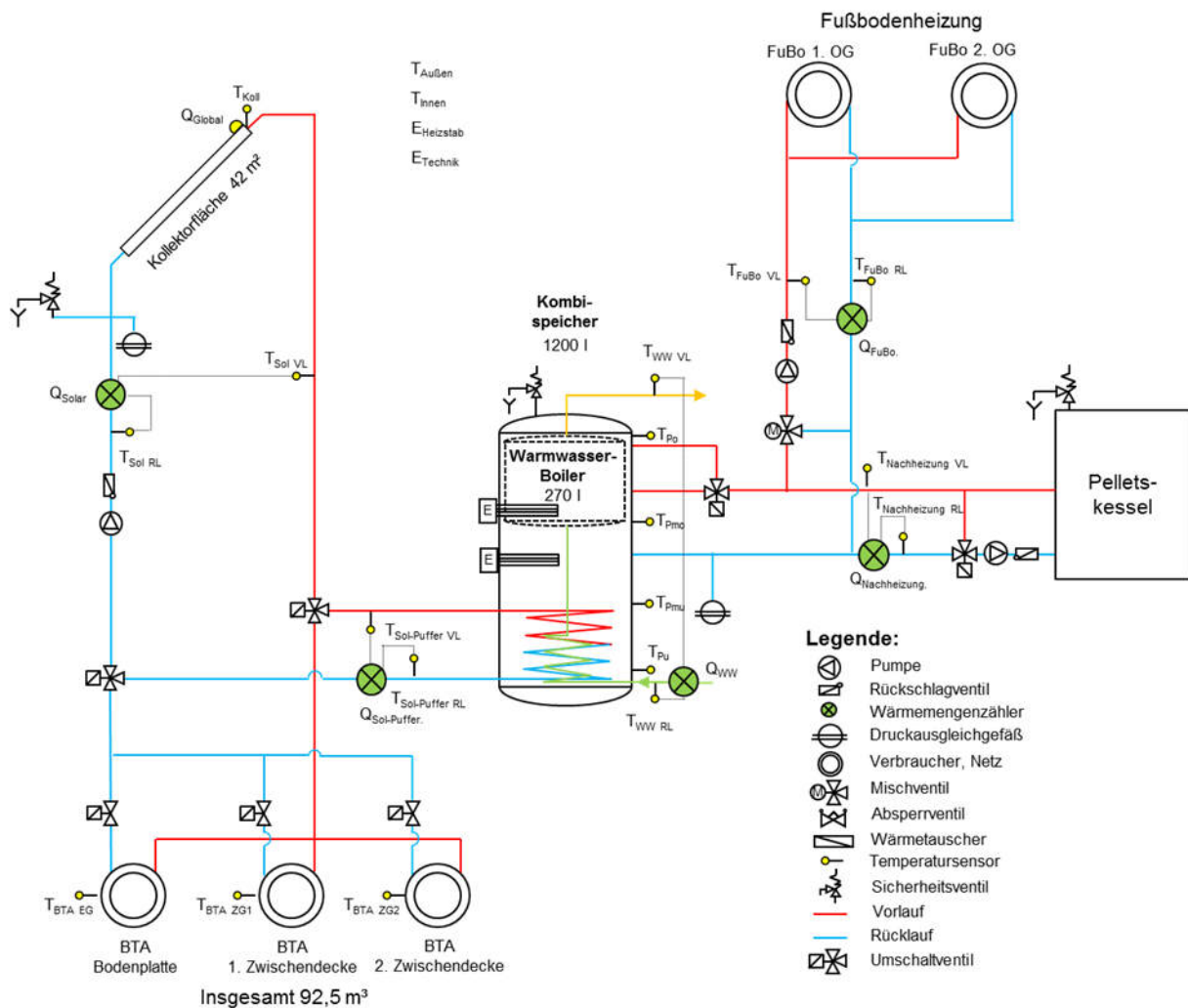


Abbildung 94: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Schachinger
(grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

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
<u>Fußbodenheizung</u>	
Q_{FuBo}	Wärmemengenzähler Fußbodenheizung
$T_{\text{FuBo VL}}$	Vorlauftemperatur Fußbodenheizung
$T_{\text{FuBo RL}}$	Rücklauftemperatur Fußbodenheizung
<u>Warmwasser</u>	
Q_{WW}	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung
$T_{\text{WW RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
<u>Sonstiges</u>	
$T_{\text{Außen}}$	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 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 95 bis Abbildung 97) 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 Abbildung 95 in angeführt. Laut der Anlagensimulation zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 229 kWh/m²a prognostiziert.

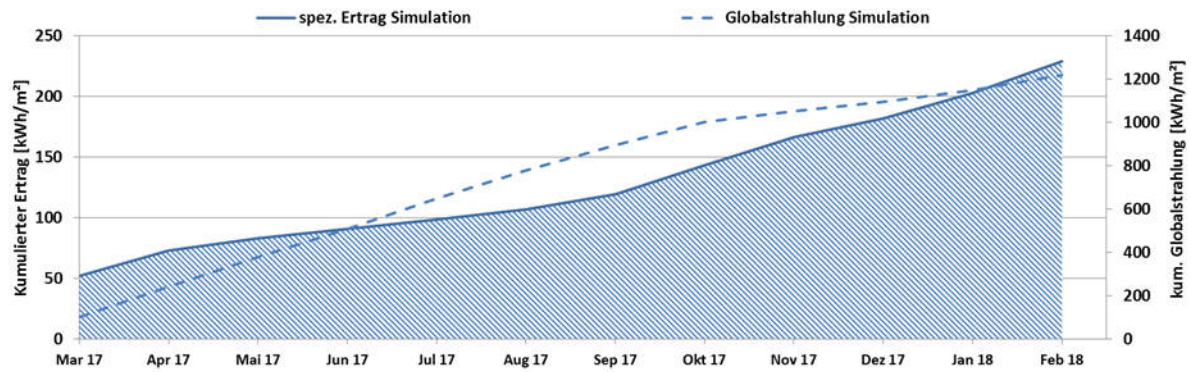


Abbildung 95: Prognostizierter Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Globalstrahlung für das Solarhaus Schachinger

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 96).

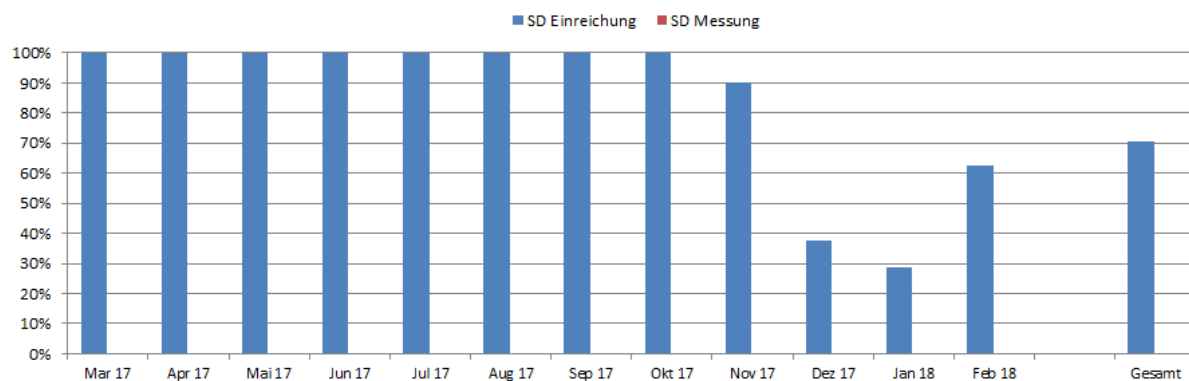


Abbildung 96: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Schachinger

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit rund 11 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 97 zu entnehmen.

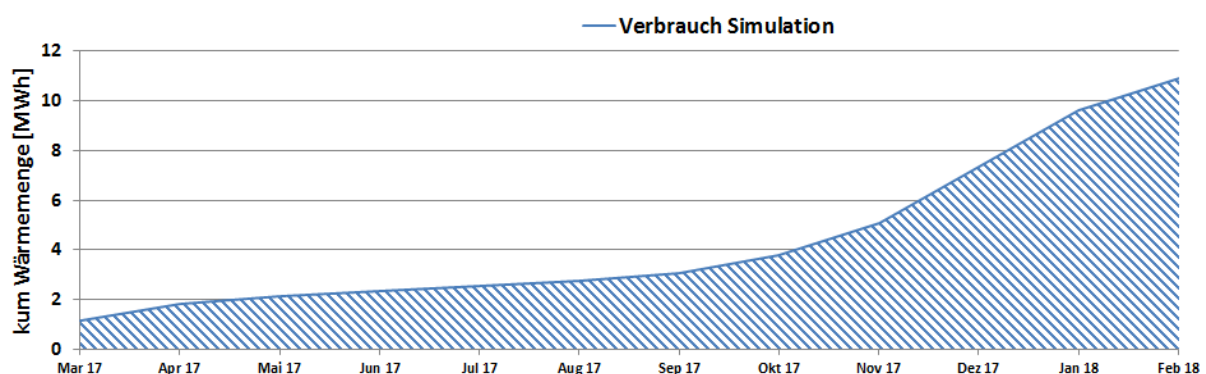


Abbildung 97: Prognostizierter monatlicher Verbrauch für das Solarhaus Schachinger

7.6.4 Anlagen Status Quo

Das Gebäude ist seit Herbst 2016 bezogen und die Haustechnik in Betrieb. Es gab jedoch Schwierigkeiten bei der Umsetzung und Einbindung der Regelung. Diese sind nun behoben und die Monitoringphase beginnt mit 1.3.2017.

7.7 Solarhaus Lindenberger, K

7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Solarhaus Lindenberger
<u>Adresse:</u>	9313 St. Georgen am Längssee
<u>spez. HWB (lt. Energieausweis):</u>	17 kWh/(m ² a)
<u>EBF:</u>	286 m ²
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	33 m ² Flachkollektor (solarenergy), davon 13 m ² ins Dach integriert und 20 m ² auf der Böschung aufgeständert
<u>Aperturkollektorfläche:</u>	30 m ²
<u>Neigung:</u>	35° auf dem Dach und 65° auf der Böschung
<u>Azimut-Ausrichtung:</u>	Dachkollektoren: 35° nach Osten; Kollektoren auf der Böschung: Süden
<u>Energiespeichervolumen:</u>	8500 l Pufferspeicher (Wasser), 500 l Kaltwasserspeicher, 50 m ³ Bauteilaktivierung unter den Wohnräumen im Unter- und Erdgeschoss.
<u>Nachheizungssystem:</u>	5,2 kW Sole/Wasser-Wärmepumpe
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	77 % (Einreichung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	356 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 Bauvorhaben handelt es sich um ein dreigeschossiges Einfamilienhaus (Südost-Handlage) mit 286 m² Energiebezugsfläche (EBF), wobei das Obergeschoss nur als Stauraum genutzt wird. Sowohl die Decke zwischen Unter- und Erdgeschoss, als auch die Bodenplatte des Untergeschosses werden im Bereich der Wohnräume thermisch aktiviert. 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 Frischwassermodule). An die Zwischenwände um den Pufferspeicher schließen Treppen und Vorräume an.

Die Wärmeversorgung erfolgt zum wesentlichen Teil (77 % laut Einreichung) mit Hilfe der solarthermischen Flachkollektoren (siehe Abbildung 98), die eine Bruttokollektorfläche von 32,7 m² aufweisen. Die Azimut-Ausrichtung des Gebäudes sowie der Kollektorflächen auf dem Dach (12,6 m²) ist 35° nach Osten, die Neigung dieser Kollektoren beträgt 35°. Die Kollektoren auf der Böschung (20,1 m²) sind nach Süden ausgerichtet und mit einer Neigung von 65° aufgeständert.

Als Nachheizsystem wird eine Sole/Wasser-Wärmepumpe eingesetzt, die vorrangig den untersten Bereich des Pufferspeichers bzw. die im Garten eingegrabenen Flächenkollektoren (400 m²) abkühlt. Auf das Frostschutzgemisch in den Flächenkollektoren hat der Bauherr bewusst verzichtet und stattdessen Heizungswasser verwendet, um die Flächenkollektoren hydraulisch besser und billiger in das komplexe System integrieren zu können, das sowohl aktiv als auch passiv kühlen soll. Für einen gleichmäßigen Kühlbetrieb steht ein 500 l Kaltwasserspeicher zur Verfügung. Im Wohnzimmer ist ein Kachelofen installiert, der jedoch nicht mit Holz betrieben, sondern auf Knopfdruck vom zentralen Heizsystem mit Wärme versorgt wird.

Der Aufbau des erdanliegenden Fußbodens im Untergeschoss (UG), sowie der Aufbau der Zwischendecke zwischen Unter- und Erdgeschoss (EG) sind in Abbildung 99 dargestellt. Der Fußboden im Untergeschoss und die Zwischendecke zwischen Unter- und Erdgeschoss haben eine Mächtigkeit von 30 cm und 25 cm Stahlbeton. Die Rohre der

Bauteilaktivierung sind jeweils auf der untersten Bewehrungsebene mit einem Rohrabstand von 20 cm im UG und 15 bis 40 cm (außen nach innen) zwischen UG und EG montiert. Die Fundamentplatte ist nach unten mit 20 cm XPS gedämmt. Im Wohnbereich sowie im Badezimmer ist zusätzlich eine konventionelle Fußbodenheizung installiert. Dort beträgt die Estrichstärke 7 cm, die Schüttung beträgt dann nur 4 cm.



Abbildung 98: Südost-Ansicht des Gebäudes in Fertigstellung. Quelle: AIT

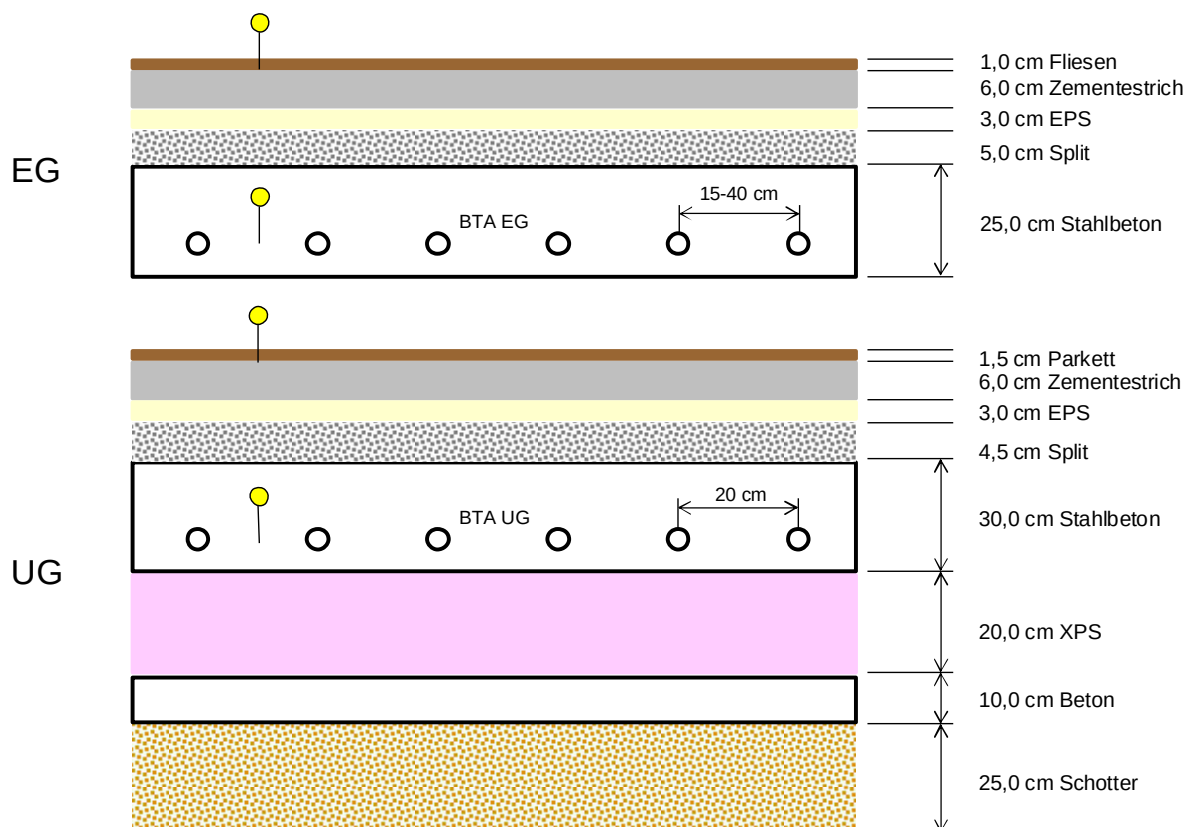


Abbildung 99: Aufbau des erdanliegenden Fußbodens im Untergeschoss (UG) und der Zwischendecke zwischen Unter- und Erdgeschoss (EG) (Quelle: Einreichplan, eigene Darstellung)

7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Lindberger ist als Blockschaltbild in Abbildung 83 dargestellt. Die Solaranlage (33 m^2) besteht aus zwei parallel geschalteten Solarprimärkreisen (Dach und Böschung). Das Kollektorfeld auf dem Dach besteht aus fünf in Serie geschalteten Kollektoren, die ins Dach integriert sind. Das Kollektorfeld auf der Böschung besteht aus zwei parallelen Strängen zu je vier in Serie geschalteten Kollektoren, die auf der Böschung aufgeständert sind. Aufgrund der unterschiedlichen Neigung und Azimut-Ausrichtung haben beide Kollektorfelder eine eigene Umwälzpumpe. Die Solaranlage kann entweder über einen externen Wärmeübertrager und eine Schichtladelanze den Pufferspeicher ($8,5 \text{ m}^3$) beheizen oder solare Wärme direkt in die Bauteilaktivierung in Unter- und Erdgeschoss einbringen. Aus dem Pufferspeicher erfolgt über eine Festwertregelung ($60 \text{ }^\circ\text{C}$) die Versorgung eines Frischwassermoduls. Die Raumwärmeversorgung erfolgt über die Niedertemperatursysteme Fußboden- und Wandheizung, zusätzlich gibt es im Bad einen Heizkörper und im Wohnzimmer einen Kachelofen, der auf Knopfdruck vom zentralen Heizsystem mit Wärme versorgt wird (Kachelofen kann nicht mit Holz betrieben werden). Außerdem wird Luft für die kontrollierte Wohnraumlüftung (KWL) vorgewärmt, wenn die Außentemperatur unter $0 \text{ }^\circ\text{C}$ beträgt. Zum Betrieb der Raumheizungskreise wird Heizungswasser mittels 5-Wege-Ventil aus verschiedenen Höhen des Pufferspeichers entnommen. Über die Heizkreise werden die Räume bei Bedarf auch gekühlt. Dabei wird die Wärme über einen Kaltwasserspeicher (500 l) entweder passiv direkt in die Flächenkollektoren (400 m^2) im Garten abgeführt (Regeneration) oder aktiv über die Wärmepumpe (5 kW Heizleistung).

Wenn das Temperaturniveau im oberen Bereich des Pufferspeichers für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung zu gering ist, wird mit der Wärmepumpe nachgeheizt. Als Quelle für die Wärmepumpe dient dabei vorrangig der untere Bereich des Pufferspeichers (Solarenergie). Die quellenseitige Eintrittstemperatur in die Wärmepumpe wird mit dem Regelventil (G_{Q1}) auf den zulässigen Maximalwert ($20 \text{ }^\circ\text{C}$) begrenzt, indem Wasser aus dem Pufferspeicher mit Wasser aus dem Kaltwasserspeicher vermischt wird. Ist der untere Bereich des Puffers kälter als die Flächenkollektoren im Garten, werden die Flächenkollektoren als Wärmequelle genutzt. Auf das Frostschutzgemisch in den Flächenkollektoren hat der Bauherr bewusst verzichtet und stattdessen Heizungswasser verwendet, um die Flächenkollektoren hydraulisch besser und billiger in das komplexe System integrieren zu können, das sowohl aktiv als auch passiv kühlen soll. Um die Wärmepumpe vor Frostschäden schützen zu können, wird auf der Quellenseite ein Frostschutzgemisch umgewälzt, das über einen externen Wärmetauscher an die Heizungswasserkreisläufe angebunden ist.

Zur Bauteilaktivierung wurde die Solaranlage auf High-Flow ausgelegt. 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. Da die Wärmeabgabe in den einzelnen Räumen bei diesem Konzept hydraulisch nicht geregelt werden kann, wird versucht, durch unterschiedlich dicke Trittschalldämmung die Wärmeabgabe der aktivierten Bauteile an die Räume einzustellen (z. B. Bad wärmer und Bibliothek kühler als die anderen Räume).

Das Messkonzept umfasst sieben Wärmemengenzähler, drei Stromzähler, 36 Temperatursensoren, acht Ventilstellungen und einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene des Kollektorfeldes auf dem Dach.

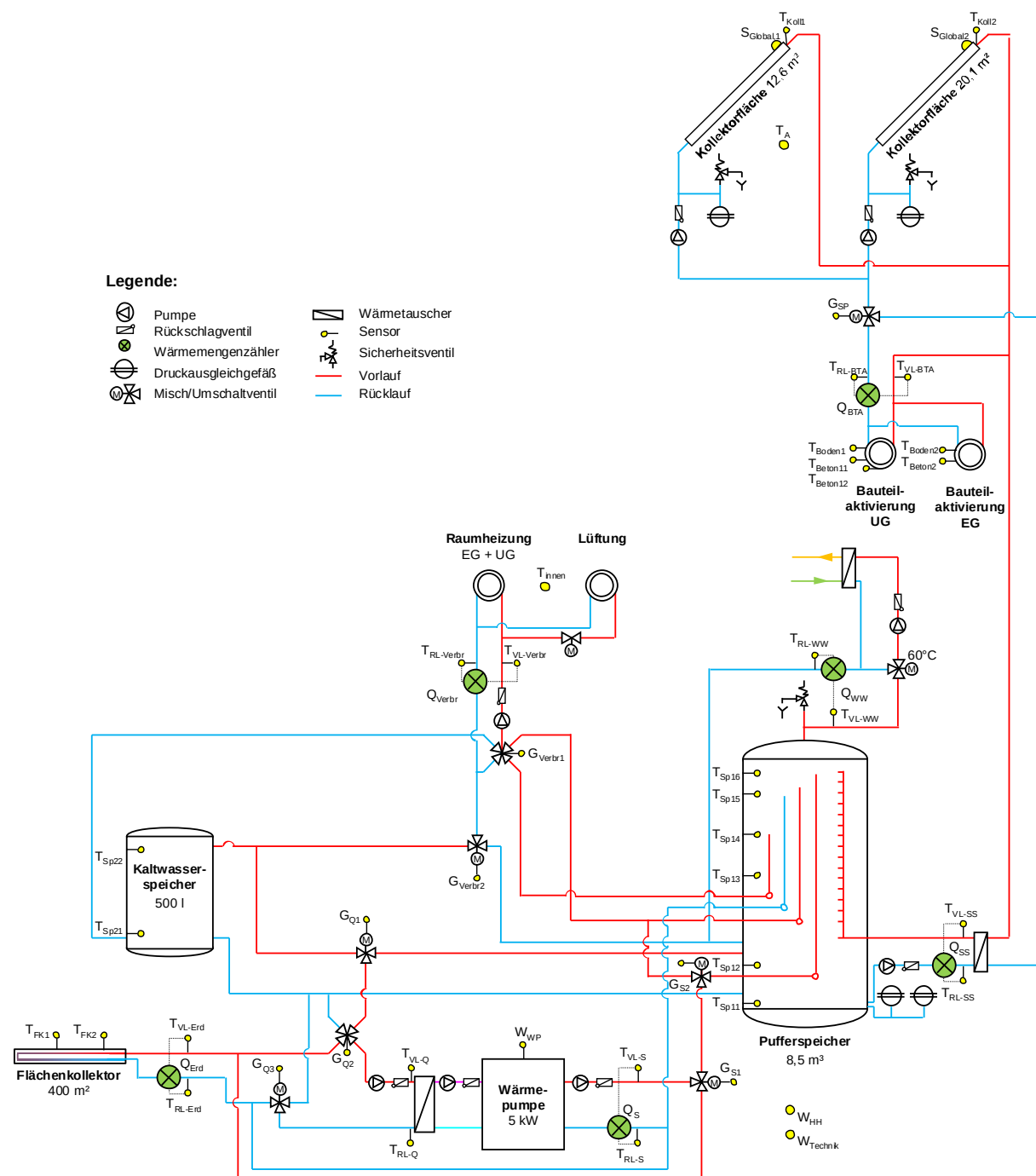


Abbildung 100: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Lindenerger (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Stellungsaufnehmer)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreise

$S_{Global1}$ Globalstrahlungssensor in Kollektorebene des Kollektorfeldes auf dem Dach
 T_{Koll1} Kollektortemperatur des Kollektorfeldes auf dem Dach

S_{Global2}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene des Kollektorfeldes auf der Böschung
T_{Koll2}	Kollektortemperatur des Kollektorfeldes auf der Böschung
G_{SP}	Stellung des Umschaltventils zur Ladung des Pufferspeichers bzw. zur Bauteilaktivierung
Q_{BTA}	Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung
$T_{\text{VL-BTA}}$	Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung
$T_{\text{RL-BTA}}$	Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung

Puffer- und Kaltwasserspeicher

$T_{\text{Sp11}} \dots T_{\text{Sp16}}$	Temperatur in sechs Höhen des Pufferspeichers (von unten nach oben)
$T_{\text{Sp21}} \dots T_{\text{Sp22}}$	Temperatur in zwei Höhen des Kaltwasserspeichers (von unten nach oben)

Bauteilaktivierung

T_{Boden1}	Bodentemperatur im Untergeschoss
T_{Beton11}	Betonkerntemperatur 1 im Untergeschoss
T_{Beton12}	Betonkerntemperatur 2 im Untergeschoss
T_{Boden2}	Bodentemperatur im Erdgeschoss
T_{Beton2}	Betonkerntemperatur im Erdgeschoss

Solarsekundärkreis

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

Warmwasserbereitung

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

Raumheizung/-kühlung

$T_{\text{VL-Verbr}}$	Vorlauftemperatur Raumheizung
$T_{\text{RL-Verbr}}$	Rücklauftemperatur Raumheizung
Q_{Verbr}	Wärmemengenzähler Raumheizung
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 Verbraucherabgangs
G_{Verbr2}	Stellung des Umschaltventils zur Lenkung des Verbraucherrücklaufs in den Puffer- bzw. in den Kaltwasserspeicher

Wärmepumpe zur Nachheizung und zur aktiven Kühlung

$T_{\text{VL-S}}$	Vorlauftemperatur auf der Senkenseite
$T_{\text{RL-S}}$	Rücklauftemperatur auf der Senkenseite
Q_{S}	Wärmemengenzähler auf der Senkenseite
$T_{\text{VL-Q}}$	Vorlauftemperatur auf der Quellenseite (wasserseitig)
$T_{\text{RL-Q}}$	Rücklauftemperatur auf der Quellenseite (wasserseitig)
W_{WP}	Drehstromzähler Wärmepumpe
G_{S1}	Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Pufferspeichers bzw. der Flächenkollektoren
G_{S2}	Stellung des Umschaltventils zur Beladung des Pufferspeichers bzw. zur Entnahme der Verbraucher aus dem obersten Bereich des Pufferspeichers
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

Flächenkollektoren als Quelle/Senke für Nachheizung/Kühlung (passiv und aktiv)

- T_{VL-Erd} Vorlauftemperatur aus den Flächenkollektoren
- T_{RL-Erd} Rücklauftemperatur zu den Flächenkollektoren
- Q_{Erd} Wärmemengenzähler Flächenkollektoren
- T_{FK1} Temperatur 1 im Flächenkollektoren
- T_{FK2} Temperatur 2 im Flächenkollektoren

Stromverbrauch

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

Umgebungstemperaturen

- T_A Außenlufttemperatur
- T_{innen} Wohnraumtemperatur

7.7.3 Kennzahlen der Simulation

Folgende Abbildungen (Abbildung 85 bis Abbildung 87) 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 verglichen (Einstrahlung, Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch). Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich war, wurde das System ohne einen Beitrag der Bauteilaktivierung simuliert. Aus diesem Grund kann von der gebauten Anlage ein höherer Solarertrag als der prognostizierte Wert von 356 kWh/(m²a) (bezogen auf die Aperturfläche) erwartet (Abbildung 85) werden.

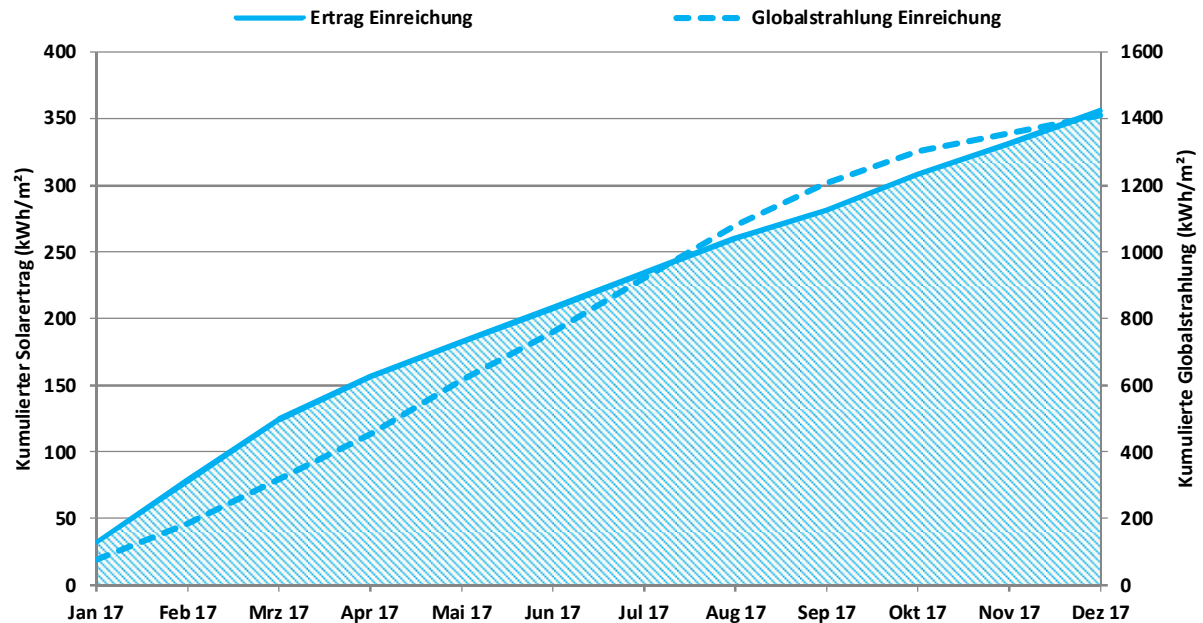


Abbildung 101: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Lindberger

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 77 % prognostiziert. In den Monaten März bis November liegen die prognostizierten Monatswerte bei 100 % (Abbildung 86).

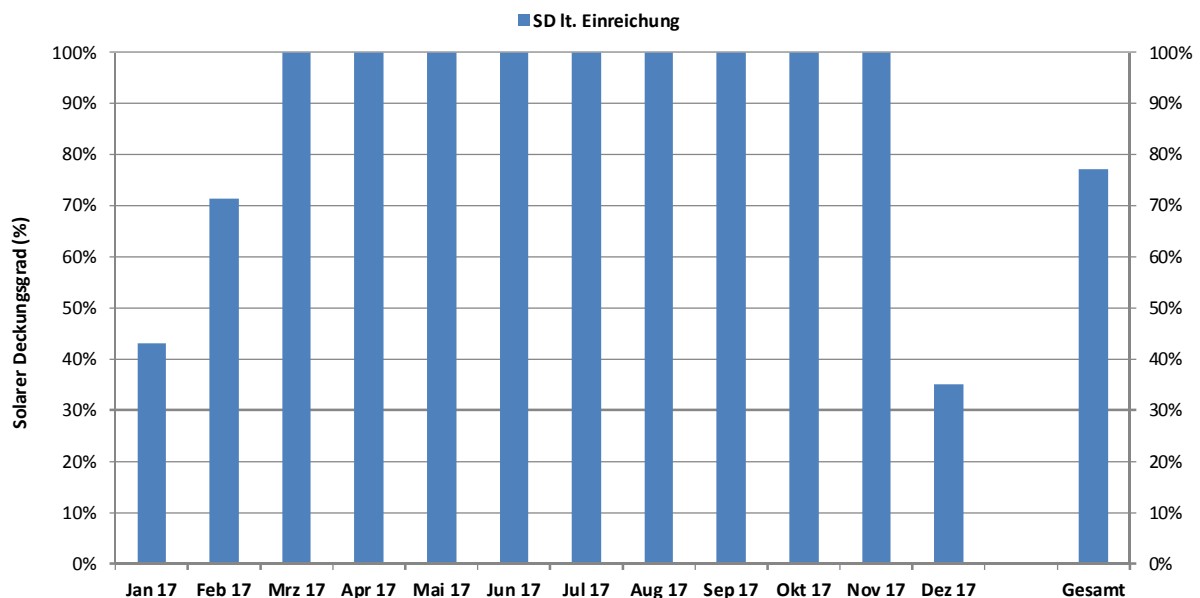


Abbildung 102: Solarer Deckungsgrad gemäß der eingereichten Simulationsrechnung für das Solarhaus Lindberger

Der mit der Simulationsrechnung abgeschätzte Gesamtwärmeverbrauch beträgt 8,3 MWh. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist in Abbildung 87 dargestellt.

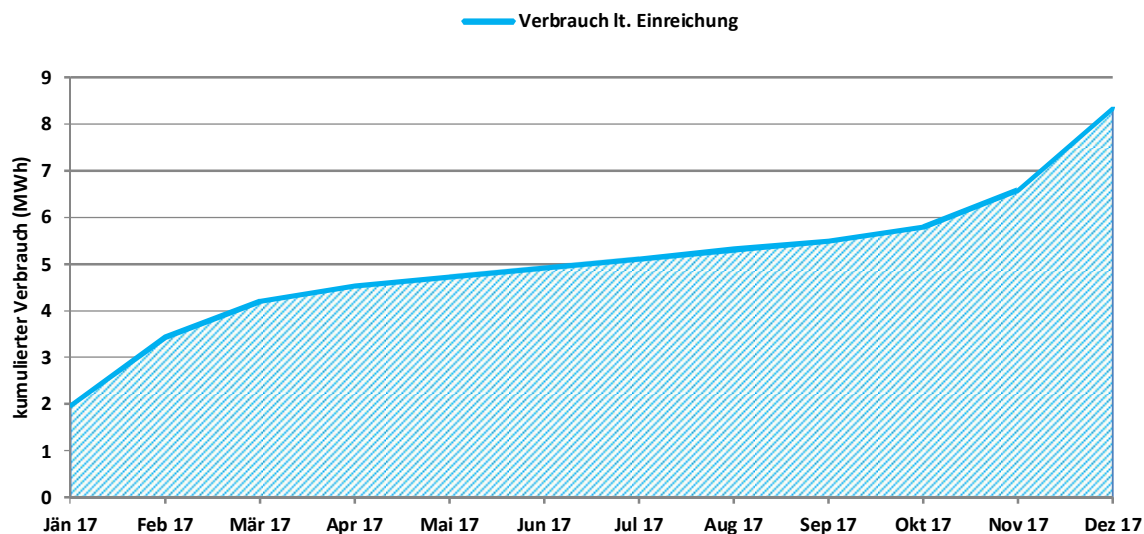


Abbildung 103: Kumulierter Verbrauch gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Lindenerberger

7.7.4 Anlagen Status Quo

Aufgrund von Terminverschiebungen im Bauablauf befindet sich das Gebäude derzeit noch in der Fertigstellung. Das Haus wird gerade bezogen (April 2017). Daher ist mit dem Start des Monitorings mit Juni 2017 zu rechnen.

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>	40° aus Süden in Richtung Westen
<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 104 und Abbildung 105). 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 106 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.

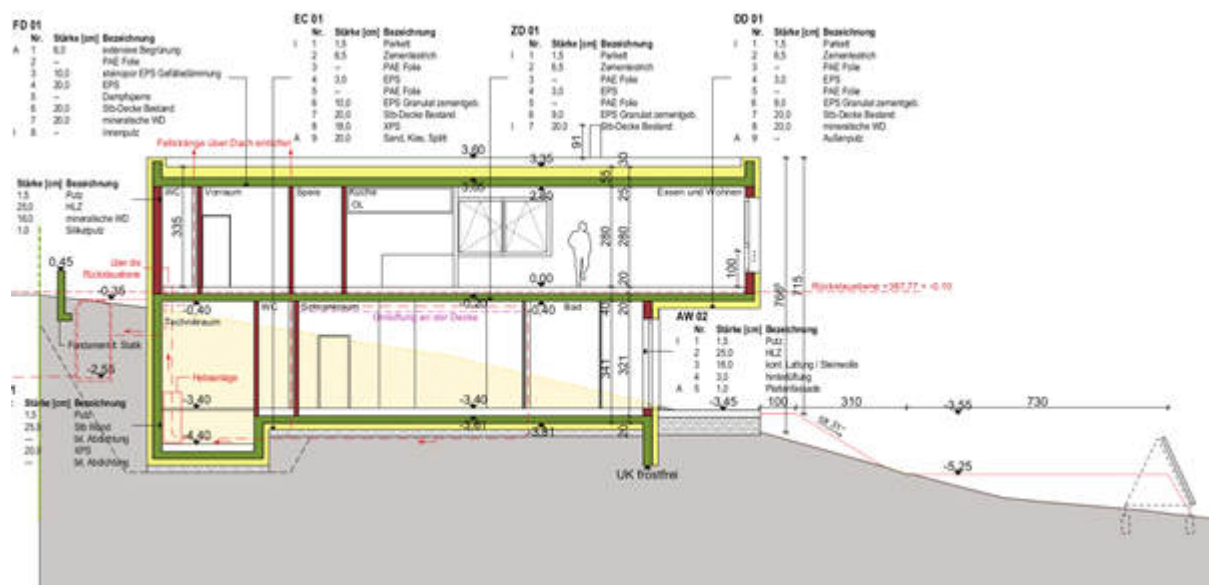


Abbildung 104: Schematischer Schnitt durch das Gebäude Scherling, Northwest-Ansicht (Quelle: Einreichplan le.u.part architektur)

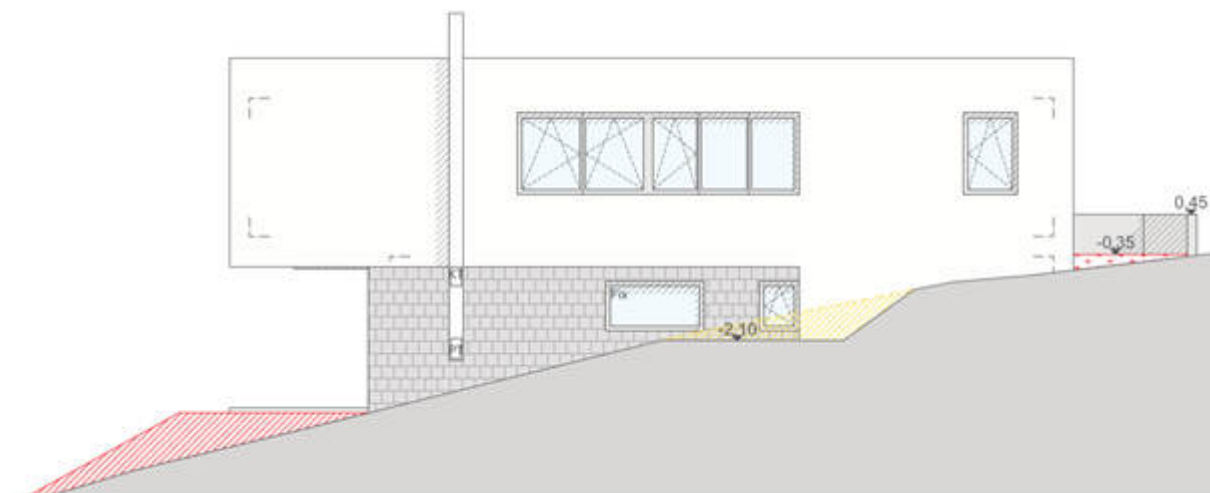


Abbildung 105: Südost-Ansicht des Gebäudes Scherling (Quelle: Einreichplan le.u.part architektur)

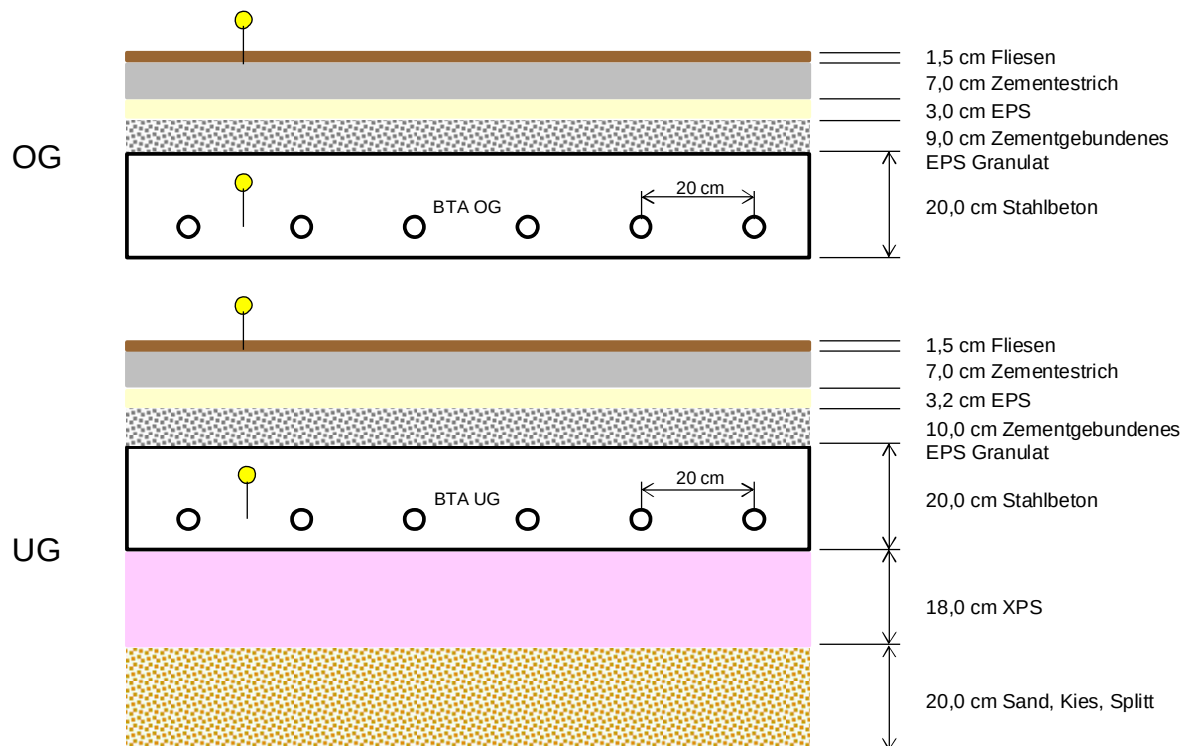


Abbildung 106: Aufbau des erdanliegenden Fußbodens im konditioniertem Untergeschoss (UG) und der Zwischendecke (OG) (Quelle: Einreichplan, eigene Darstellung)

7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Schema des Wärmeversorgungssystems für das Solarhaus Scherling ist in Abbildung 107 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 Frischwassermodul 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.

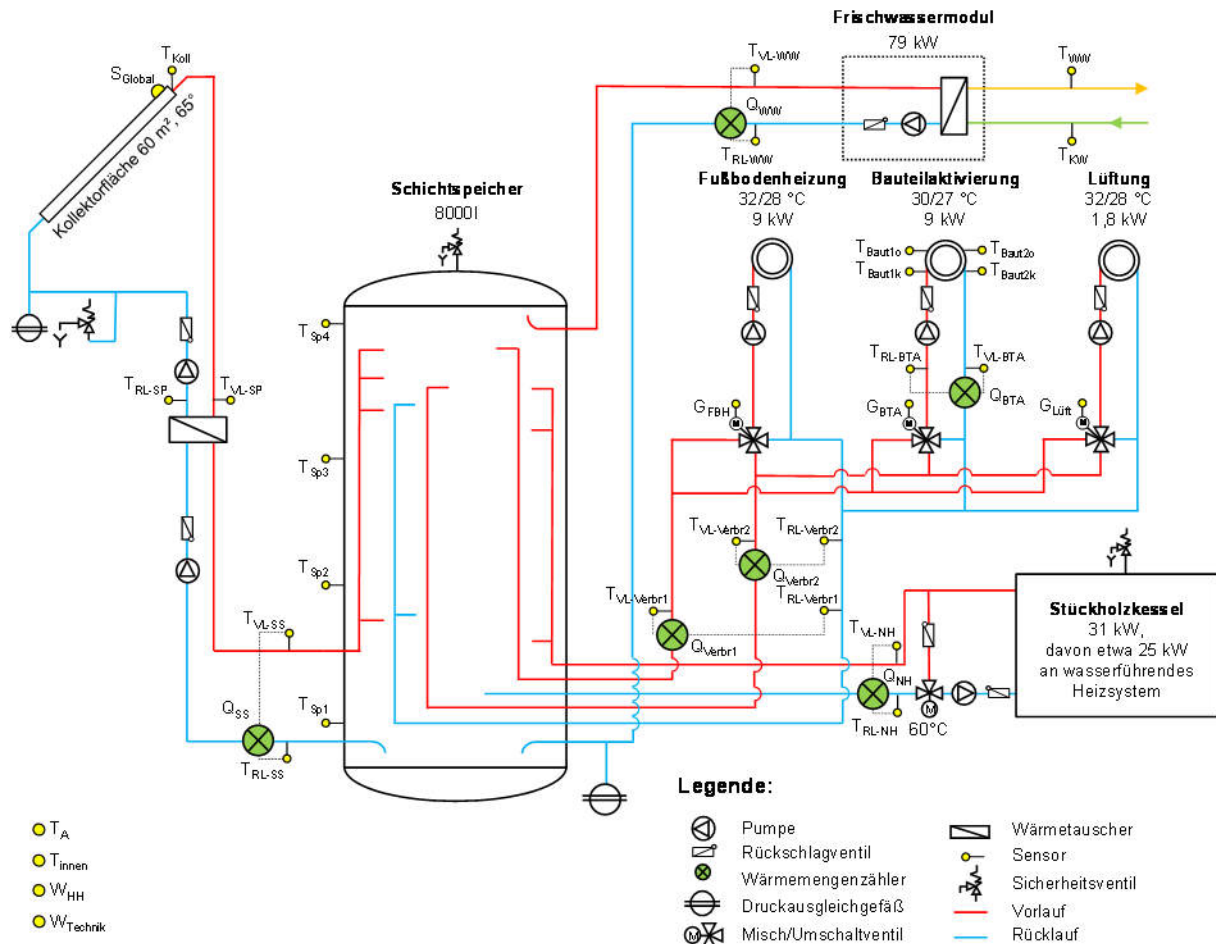


Abbildung 107: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Scherling (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler und Stellungsaufnehmer)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solarkreise

S_{Global}	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
T_{Koll}	Kollektortemperatur
T_{VL-SP}	Vorlauftemperatur Solarprimärkreis
T_{RL-SP}	Rücklauftemperatur Solarprimärkreis
T_{VL-SS}	Vorlauftemperatur Solarsekundärkreis
T_{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_{VL-NH}	Vorlauftemperatur Stückholzkessel
T_{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 108 bis Abbildung 110) 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.

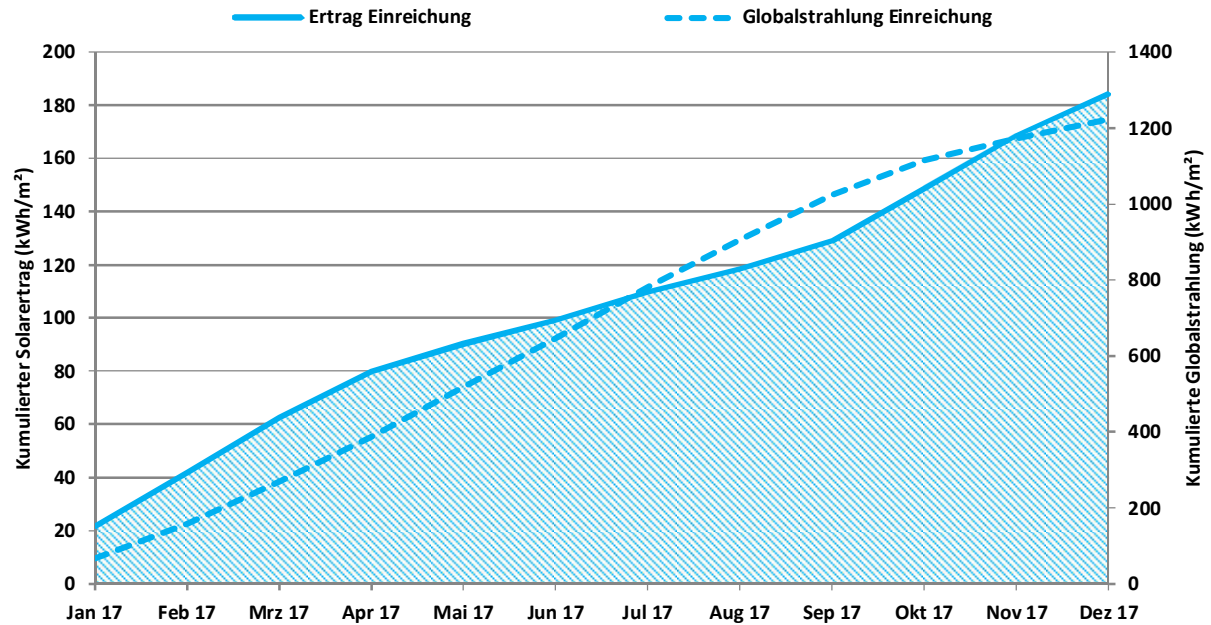


Abbildung 108: Einstrahlung und spezifischer Solarertrag gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Scherling

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 109).

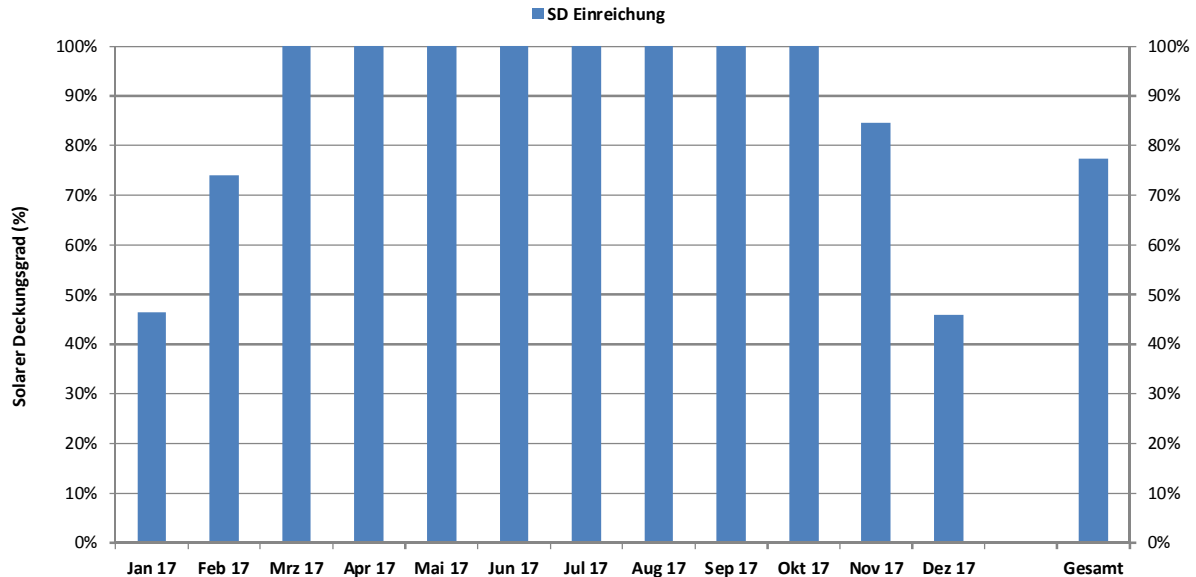


Abbildung 109: Prognostizierter monatlicher solarer Deckungsgrad Solarhaus Scherling

Der jährliche Gesamtwärmebedarf wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 9 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 110 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).

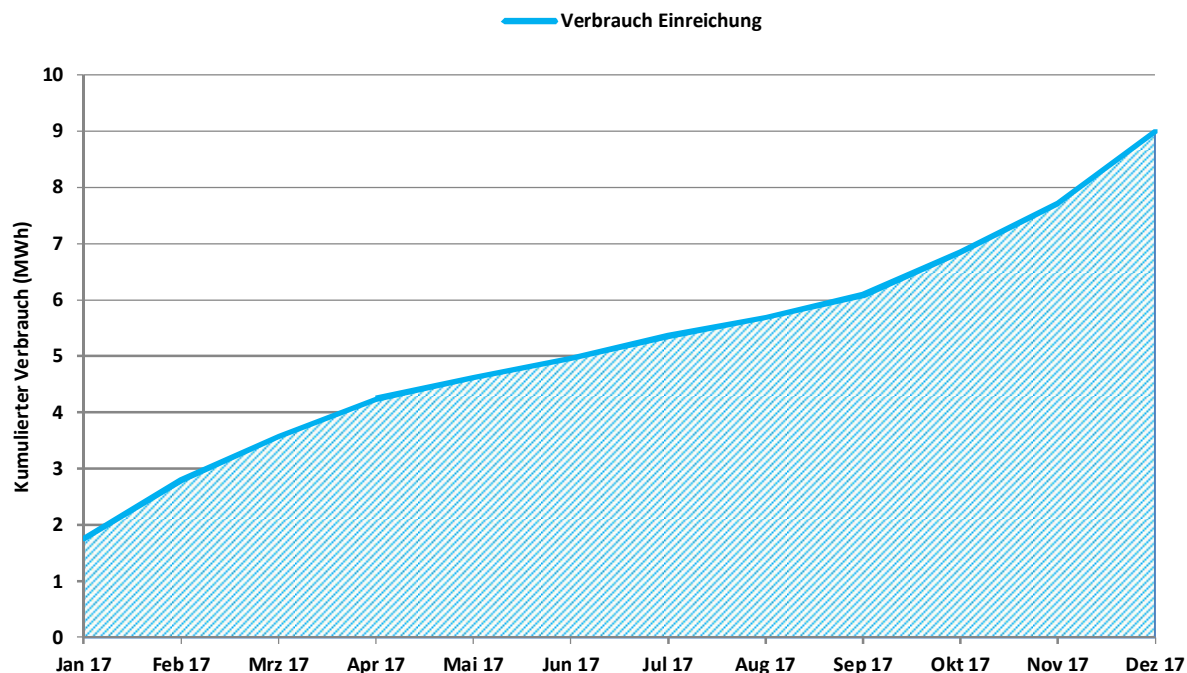


Abbildung 110: Kumulierter Verbrauch gemäß der eingereichten Simulationsrechnung des Solarhauses Scherling

7.8.4 Anlagen Status Quo

Der Baufortschritt hat sich unplanmäßig verzögert, wodurch das Haus voraussichtlich erst Mitte August 2017 bezogen wird. Mit dem Start des Monitorings wird Anfang September 2017 gerechnet.

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., 2016a:

Walter Becke, Christian Fink, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2014“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016

Becke et al., 2016b:

Walter Becke, Christian Fink, Roman Stelzer, Bernd Windholz: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2015“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2016