Endbericht zum Projekt

WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITFORSCHUNG ZUM FÖRDERPROGRAMM "DEMOPROJEKTE SOLARHAUS 2018"

Autoren

Walter Becke, Projektleitung
Veronika Hierzer
Christian Fink
Christoph Rohringer
Roland Kerschenbauer

AEE – Institut für Nachhaltige Technologien

Gleisdorf, im Juni 2023



Auftraggeber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22 1060 Wien



Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms "Solarthermie – Demoprojekte Solarhaus 2018" – (GZ B962841)

Programmabwicklung:

Kommunalkredit Public Consulting

Türkenstraße 9 1092 Wien



Auftragnehmer und Projektleitung:

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19

Tel.: +43-3112 5886 - 0 Fax: +43-3112 5886 -18 E-Mail: <u>c.fink@aee.at</u>

www.aee-intec.at



FH-OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH Forschungsgruppe ASiC

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



Inhalt

1	KURZFASSUNG			4
2	EINLEITUNG			
3	ÜBERBLICK ÜBER DIE BEG	LEITFORSCHUN	IGSPROJEKTE	8
4	BESCHREIBUNG DER TÄTI IM BERICHTSZEITRAUM			
5	VERBREITUNGSAKTIVITÄT	EN		11
6	KENNZAHLEN AUS SIMULA	TION UND MES	SUNG IM ANLAGE	NVERGLEICH 12
7	BESCHREIBUNG DER PR MESSERGEBNISSE			
	7.1 Solarhaus Anzberge	er, NÖ		15
	7.2 Solarhaus Dicklhube	er, OÖ		36
	7.3 Solarhaus Doppelho	fer, Stmk		58
	7.4 Solarhaus Inschlag,	Stmk		78
	7.5 Solarhaus Josk, B			93
	7.6 Solarhaus Miksche,	w		108
8	LITERATURVERZEICHNIS			122



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 Klimaund 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. Da laut der EU-Gebäuderichtlinie ab dem Jahr 2020 nur mehr sogenannte "nearly zero energy buildings" errichtet werden dürfen und ein wesentlicher Teil der notwendigen Energie aus erneuerbaren Quellen am Standort stammen soll, gibt es auch im Bereich der Einfamilienhäuser ein großes Potential für solarthermische Anlagen.

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 %. Sechs erfolgreiche Ausschreibungen wurden durchgeführt und es wurden Förderzusagen an 87 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 (August 2019 bis Mai 2023) mit den 6 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen in intensivem Kontakt. Dabei galt es im ersten Schritt neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.B. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei allen 6 Projekten konnte das definierte Monitoring durch das Begleitforschungsteam über ein Jahr erfolgreich abgeschlossen werden.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit 6 im Monitoringprogramm befindlichen Projektverantwortlichen und deren Partnern (Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des "Stand der Technik")
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern für 6 Projekte
- o Begleitung bei der Planung, Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems bei insgesamt 6 Projekten
- 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 Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern (14 Optimierungsmaßnahmen wurden



- detektiert und davon konnten bei 2 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden).
- 2 Vorträge bei einschlägigen Tagungen sowie 7 Artikel in Fachzeitschriften (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus" der Förderjahre 2014, 2015, 2016, 2017 und 2018)
- o Durchführung eines Workshops mit der Branche
- o 2 Vorträge bei der Webinarreihe von Austria Solar
- 4 Durchführungen eines jeweils zweitägigen Moduls im Lehrgang "Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement" an der FH Wien (Modul "Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv")



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 Klimaund Energiefonds im Förderprogramm "Solarthermie – solare Großanlagen" den Einsatz von Solarwärme in Produktionsbetrieben, Wärmenetzen und zur Beheizung oder Kühlung von Gewerbegebäuden, wodurch die Marktentwicklung in diesem Bereich deutliche vorangetrieben werden konnte. Da laut der EU-Gebäuderichtlinie ab dem Jahr 2020 nur mehr sogenannte "nearly zero energy buildings" errichtet werden dürfen und ein wesentlicher Teil der notwendigen Energie aus erneuerbaren Quellen am Standort stammen soll, gibt es auch im Bereich der Einfamilienhäuser ein großes Potential für solarthermische Anlagen.

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 sechs erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an 87 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 Einund Zweifamilienhäusern im Neubau oder Bestand. Als Fördervoraussetzungen gelten folgende Bedingungen:

- Mindestens 70% solare Deckung des Wärmebedarfs für Warmwasser und Raumwärme
- Ein spezifischer Heizwärmebedarf (HWB) nach OIB¹ kleiner oder gleich 35 kWh/m²_{BGF}a
- Biomassekessel, -ofen oder Wärmepumpe als Nachheizsystem

Die Förderquote variiert je nach erreichtem spezifischem Heizwärmebedarf (HWB) von 40% der umweltrelevanten Investitionskosten bei einem HWB von 35 kWh/ m^2_{BGF} a, 45% bei einem HWB von 22 kWh/ m^2_{BGF} a und 50% bei einem HWB von 10 kWh/ m^2_{BGF} a.

Als Nachweis für den Heizwärmebedarf des Gebäudes wurde vom Fördergeber der OIB Energieausweis verlangt. Die Verwendung von PHPP² wurde für die Berechnung und Auslegung von Passivhäusern empfohlen.

Die wissenschaftliche Programmbegleitung

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

o Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)

_

¹ OIB Energieausweis

² Passivhaus-Projektierungspaket

- Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- 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
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellt sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern (14 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon konnten bei 2 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden).
- 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 Industrieverbände (z.B. Austria Solar) bzw. den Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen.

Im gegenständlichen Endbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2018 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde in Anlehnung an die Endberichte des Projektes "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm "Demoprojekte Solarhaus" für die Ausschreibungsjahre 2014, 2015, 2016 und 2017 (Becke et al., 2019, Becke et al., 2022a, Becke et al., 2022b, Becke et al., 2022c) erstellt.



3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern im Monitoringprogramm Kontakt aufgenommen. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Schlussendlich wurden alle 6 Solarhäuser umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Übersicht und Umsetzungsstatus zu den 6 für die Begleitforschung ausgewählten Projekten im Förderprogramm 2018

BV	Speicher		DKE[4]	Projektotoko	Zuständigkeit
D V	Beton	Wasser	<u>BKF[1]</u>	Projektstatus	Begleitforschung
Anzberger	35 m³	1 m³	34,4 m²	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC
Dicklhuber	Nein	90,4 m³	35,9 m²	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC
Doppelhofer	112 m³	1,36 m³	44,3 m²	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC
Inschlag	Nein	3 m³	27,5 m²	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC
Josk	80 m³	1,36 m³	42,6 m²	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC
Miksche	28 m³	2 m³	18,2 m²	Monitoring abgeschlossen	AEE INTEC

Im Zusammenhang mit der Auszahlung von Förderraten durch die KPC übernimmt die Begleitforschung zu zwei Zeitpunkten die Bestätigung zum Status Quo des Anlagenmonitorings. Die erste Bestätigung wird von der Begleitforschung ausgestellt, wenn der Förderwerber das Monitoringkonzept wie vereinbart umgesetzt hat, die Messdaten vollständig und plausibel über einen Zeitraum von zwei bis drei Wochen beim jeweils zuständigen Institut der Begleitforschung eintreffen und das Gebäude bewohnt ist. 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. Wie aus Abbildung 1 zu entnehmen, konnte bei allen 6 Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen

AEE INTEC				
Projektname	Bestä [.] 1.	tigung 2.	Start	Ende
Doppelhofer			Feb. 20	Jan. 21
Anzberger			Aug. 21	Jul. 22
Dicklhuber			Mrz. 22	Feb. 23
Inschlag			Nov. 21	Okt. 22
Josk			Jan. 21	Dez. 21
Miksche			Feb. 22	Jan. 23

Abbildung 1: Status Quo der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 6 Messprojekten (Förderprogramm 2018)



4 Beschreibung der Tätigkeiten in Verbindung mit den Messanlagen im Berichtszeitraum

Kontakthaltung mit den Bauherren und deren 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 Bauherren und deren Partnern (Haustechnikplaner, Installationsbetrieb, Elektriker, etc.) betrieben werden.

<u>Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des "Stand der Technik")</u>

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.

<u>Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten</u> <u>Blockschaltbildern</u>

Des Weiteren erfolgte für die 6 Anlagen aus dem Begleitforschungsprogramm die Festlegung des Monitoringkonzeptes in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Becke et al., 2014) und die Spezifikation der Messtechnik. Basierend auf diesem Wissensstand wurden zwecks einheitlicher Darstellung im gegenständlichen Forschungsprojekt harmonisierte Blockschaltbilder der gesamten Wärmeversorgungsanlage inkl. eingezeichneter Messpunkte erstellt.

Entwicklung eines kostengünstigeren Datenlogging-Systems

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

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

Diese Lösung wird von 5 der 6 Solarhäusern im Begleitforschungsprogramm 2018 genutzt.

Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems

Die Bauherren und deren Partner wurden hinsichtlich der Beschaffung, der richtigen Positionierung, der Montage als auch der Verkabelung umfangreich betreut. Es erfolgte die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings, was Arbeitsschritte wie z.B. die Inbetriebnahme des Datenloggings, die Aufzeichnungsüberprüfung aller Sensoren, die Überprüfung der Datenübertragung (Fernübertragung), etc. erforderlich machte. Im Zuge des für die Messtechnikinbetriebnahme notwendigen Vororttermins erfolgte auch der Vergleich der seitens der Anlagenbetreiber übermittelten Hydraulikkonzepte mit den tatsächlich



erfolgten Installationen. Gegebenenfalls vorhandene Abweichungen werden am Planstand vermerkt und auch an den Anlageneigentümer kommuniziert.

<u>Herstellung einer automatisierten Ausleseroutine und Integration in eine Datenbank</u>

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

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 Anlagen 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

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des Projektzeitraums 9 Vorträge bei einschlägigen Veranstaltungen gehalten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm "Demoprojekte Solarhaus" für die Ausschreibungsjahre 2014, 2015, 2016, 2017 und 2018).

In der nachfolgenden Tabelle 2 können die kumulierten Disseminierungsaktivitäten (Veranstaltungen inkl. Vortragstitel und Teilnehmerzahlen) entnommen werden.

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Verbreitungsaktivitäten im Projektzeitraum (August 2019 – Mai 2023)

Art der Veranstaltung	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
FH WIEN	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement (Mai 2020)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	15
Workshop	Workshop Betriebsdatenauswertung "Demoprojekte Solarhaus", 06.05.2020, Gleisdorf	Input aus der Begleitforschung des Förderprogramms "Demoprojekte Solarhaus"	ca. 20
Symposium	Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme (Mai 2020)	Aggregierte Ergebnisse und neue Systeme aus der wissenschaftlichen Begleitung des Förderprogramms "Demoprojekte Solarhaus"	ca. 100
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (18.06.2020)	Lernen aus der Praxis: Was Monitoring bringt	30
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (28.1.2021)	Solar to the max - Wie man hohe solare Deckungsgrade erreicht	15
FH WIEN	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement (Mai 2021)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	15
FH WIEN	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement (Mai 2022)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	11
Konferenz	EuroSun 2022, Kassel, Deutschland (September 2022)	Aggregated monitoring results of residential buildings with high solar fraction in Austria	480
FH WIEN	Akademische/r Expert/in für Integrales Gebäude- und Energiemanagement (April 2023)	Modul E10: Nachhaltige Gebäudekonzepte im Bau und Klima Aktiv	14

Weiters wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, 7 Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm "Demoprojekte Solarhaus" für die Ausschreibungsjahre 2014 bis 2018).

Tabelle 3: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Projektzeitraum (August 2019 – Mai 2023)

Tabelle 3. Ober	sicht zu durchgeführten Fublikationen	Till Trojektzettraum (August 2015 - Mai 2025)
Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Beitrag in Fachmagazin	Nachhaltige Technologien (Sep. 2020)	Demoprojekte Solarhaus - Aggregierte Ergebnisse der wissenschaftlichen Begleitforschung
Beitrag in Fachmagazin	TGA Planerhandbuch 2021	Begleitforschung zum Förderprojekt Solarhaus - Solarhäuser haben sich bewährt
Beitrag auf Onlinejournal	solarthermalworld.org	Solar houses: above 95% solar fraction is possible
Beitrag in Fachmagazin	a3BAU	Gebäudeintegrierte Solarprodukte - einträgliche Häuser
Beitrag in Fachmagazin	tab - Das Fachmedium der TGA Branche	Solarhäuser haben sich bewährt - Begleitforschung zum Förderprogramm Solarhaus
Beitrag in Fachmagazin	Österreichische Bauzeitung	Solare Effizienz - Seit 2014 werden ausgewählte geförderte Solarhäuser in Österreich messtechnisch untersucht
Beitrag in Fachmagazin	DETAIL	Studie zeigt guten Kollektorertrag von Solarhäusern in Österreich



6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Zur Darstellung der Ergebnisse der 6 messtechnisch begleiteten Projekten aus dem Programm Demoprojekte Solarhaus 2018 sind in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen bei solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 2 zeigt dazu die in der Einreichphase prognostizierten und gemessenen jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m² Aperturfläche und Jahr), Abbildung 3 die prognostizierten und gemessenen solaren Deckungsgrade und Abbildung 4 die prognostizierten und gemessenen Wärmeverbräuche.

Im Allgemeinen gilt zu beachten, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich des spezifischen Solarertrags der untersuchten Anlagen nicht möglich ist. Vielmehr müssen die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Speicher- und Kollektortyp, etc.) genauso berücksichtigt werden wie die tatsächlichen Verbrauchs- und Einstrahlungsverhältnisse.

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

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

Beim gemessenen Solarertrag ist zu beachten, dass oftmals unterschiedliche Senken zum Einsatz kommen, welche die solaren Erträge in einstrahlungsreichen Zeiten außerhalb des betrachteten Gebäudes nutzen (Pool, Regeneration eines Erdspeichers, etc.). Große Pufferspeicher werden zur Reduktion von Stagnationszeiten ggf. in der Nacht über die Solaranlage rückgekühlt. In Abbildung 2 werden daher die gemessenen Nutzerträge (gesamter Solarertrag abzüglich Rückkühlung/Pool/Regeneration Erdspeicher/etc.) miteinander und mit den Simulationswerten verglichen, welche üblicherweise die oben beschriebenen Senken nicht berücksichtigen. Die jeweiligen prognostizierten solaren Erträge sind als schwarze Striche dargestellt und die Messwerte als gelbe Balken. Die solaren Nutzerträge lagen zwischen 183 und 477 kWh/m²a und lagen bei den Solarhäusern Doppelhofer und Dicklhuber unter dem erwarteten Werten. Bei Solarhaus Dicklhuber wurden im Monitoringzeitraum 477 kWh/m²a spezifischer Solarertrag gemessen, welcher somit ca. 28% unter dem simulierten Wert lag. Grund dafür war einerseits die verminderte



Einstrahlung, speziell bei dem nach Osten ausgerichteten Kollektorfeld, aber andererseits auch der etwas geringere Verbrauch. Die restlichen Solarhäuser erbrachten im Monitoringzeitraum leichte Mehrerträge. Solarhaus Josk erreichte im Monitoringzeitraum durchschnittlich 30% Mehrertrag. Die Gründe lagen hierbei neben besseren Einstrahlungswerten am erhöhten Verbrauch, welcher hauptsächlich in der Übergangszeit beobachtet wurde.

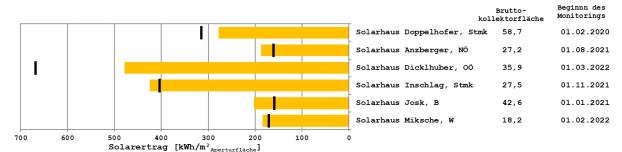


Abbildung 2: Darstellung der prognostizierten (schwarze Striche) und gemessenen (gelbe Balken) spezifischen Solarerträge der 6 Solarhäuser

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

$$SD_{ges} = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konvWe} + Q_{Solar}}$$
 Gleichung 1

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

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

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

$$SD_{Geb\ddot{a}ude} = \frac{Q_{Solar\ Nutz}}{Q_{konv\ We} + Q_{Strahlung} + Q_{Solar\ Nutz}}$$
 Gleichung 2

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

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

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



Die prognostizierten (schwarze Striche) und gemessenen (rote Balken) solaren Deckungsgrade sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Bandbreite der gemessenen solaren Deckungsgrade reicht von 37% bis 89%. Fünf der 6 Häuser erreichten Deckungsgrade über 70%. Den höchsten solaren Deckungsgrad erreichte Solarhaus Inschlag mit 89%, welcher sogar höher als die erwarteten 76% lag. Vier Häuser erreichten zwar nicht den aus der Simulation erwarteten solaren Deckungsgrad, konnten jedoch immer noch Deckungsgrade von über 70% erreichen. Die Gründe dafür sind unterschiedlich und gehen von klimatischen Bedingungen (Solarhaus Anzberger, Dicklhuber und Doppelhofer), zu erhöhten Verbrauch (Solarhaus Josk) und ähnlichem. Solarhaus Miksche erreichte im Monitoringzeitraum nur einen solaren Deckungsgrad von 37%. Die Gründe hierfür lagen neben dem erhöhten Verbrauch auch bei einigen kleineren Regelfehlern und Fehlern in der Hydraulik.

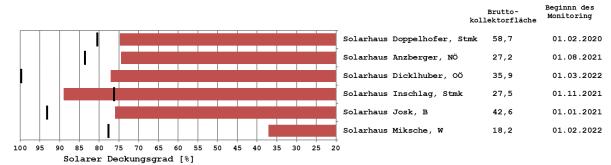


Abbildung 3: Darstellung der prognostizierten (schwarze Striche) und gemessenen (rote Balken) solaren Deckungsgrade der 6 Solarhäuser

Eine entscheidende Einflussgröße auf den solaren Deckungsgrad und den spezifischen Solarertrag bildet der Wärmeverbrauch. Abbildung 4 zeigt hierzu den Vergleich des gemessenen Wärmeverbrauchs (entsprechend der obigen Beschreibung wird hier die ggf. vorhandene Ofenstrahlung mitberücksichtigt) im Vergleich mit dem Prognosewert. Bei zwei Häusern entsprachen die gemessenen Verbräuche in etwa den Prognosewerten (knapp darüber oder darunter). Bei zwei Häusern (Solarhaus Doppelhofer und Dicklhuber) wurde ca. 15% bzw. 30% weniger Verbrauch gemessen. Und bei den restlichen zwei Häusern (Solarhaus Josk und Miksche) lagen die gemessenen Verbräuche signifikant über den erwarteten Werten. Wird der gesamte Verbrauch jeweils aufgeteilt in Raumheizung- und Warmwasserverbrauch, so lag der Warmwasserverbrauch, abgesehen von Solarhaus Miksche und Josk, stark unter dem simulierten Wert. Bei den Solarhäusern Inschlag und Anzberger wurde auch ein höherer Heizwärmebedarf gemessen. Die Gründe für die höheren Heizwärmebedarfe lagen hauptsächlich an den höheren Raumtemperaturen.

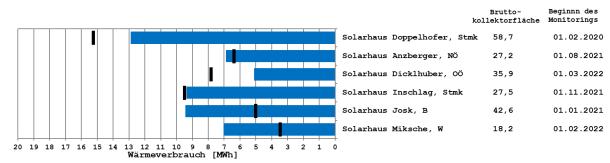


Abbildung 4: Darstellung der prognostizierten (schwarze Striche) und gemessenen (blaue Balken) jährlichen Wärmeverbräuche für Warmwasser und Raumheizung der 6 Solarhäuser



7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

7.1 Solarhaus Anzberger, NÖ

7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u> Solarhaus Anzberger

Adresse: 3183 Lehenrotte

spez. HWB (lt. Energieausweis): 33 kWh/m²a

BGF: 112,3 m²

<u>Bruttokollektorfläche:</u> 34,37 m² Flachkollektor (Winkler VarioSol E)

Aperturkollektorfläche: 39,04 m²

Neigung: 90°

<u>Azimut-Ausrichtung:</u> 213° (Südwest)

<u>Energiespeichervolumen:</u> 1.000 Liter Pufferspeicher,

34,6 m³ Bauteilaktivierung (Beton) 92 m³ Erdspeicher (Stein/Beton)

Nachheizungssystem: S/W Wärmepumpe (2,5 kW)

Heizstab (3 kW)

Solarer Deckungsgrad: 74,8 % (Messung)

Spezifischer Solarertrag: 186,7 kWh/m²a (Messung, bezogen auf die

Aperturfläche)

<u>Projektstatus:</u> Monitoringperiode beendet mit Juli 2022

Zuständigkeit Begleitforschung: AEE INTEC

Beim Solarhaus Anzberger handelt es sich um ein eingeschossiges, nicht unterkellertes Einfamilienhaus mit 112,3 m² Brutto-Grundfläche, welches 2019 errichtet wurde (Südwest- bzw. Südostansicht in Abbildung 5, Grundriss in Abbildung 6). Die primäre Wärmeversorgung leistet eine 39,04 m² große Solaranlage, welche in die Südwest-Fassade des Hauses integriert ist. Es soll laut Einreichung ein solarer Deckungsgrad von 83,3 % erreicht werden. Die Bodenplatte des Erdgeschoßes (26,3 m³ Beton) sowie die Badezimmerwand (8 m³ Beton) sind thermisch aktiviert und dienen neben dem 1.000 Liter Wasserpufferspeicher als Wärmespeicher. Die Nachheizung des Systems übernimmt eine Sole/Wasser-Wärmepumpe. Als Quelle der Wärmepumpe dient ein Stein/Beton-Speicher (93 m³) unter der Bodenplatte, welcher auch über die Solaranlage regeneriert werden kann (Aufbau der gesamten Bodenplatte in Abbildung 7). Die Stromversorgung der Wärmepumpe soll primär über die 20 kWp große PV-Anlage am Dach des Gebäudes sowie über den 10 kW Batteriespeicher abgedeckt werden.



Abbildung 5: Südwestansicht des Solarhauses Anzberger inkl. Solarthermieanlage (links), Südostansicht inkl. PV-Anlage (rechts) (Quelle: Bauherr)

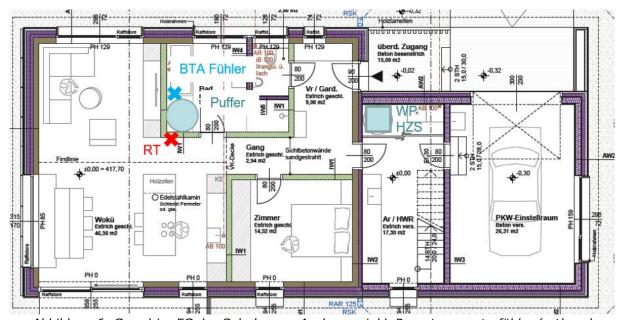


Abbildung 6: Grundriss EG des Solarhauses Anzberger inkl. Raumtemperaturfühler (rot) und Betontemperaturfühler (blau) (Quelle: Einreichplan)



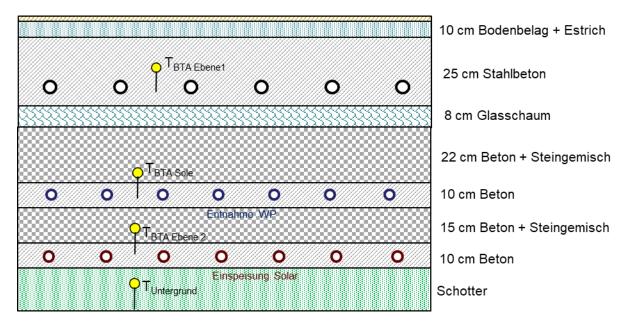


Abbildung 7: Aufbau der Fundamentplatte des Gebäudes inklusive Bauteilaktivierung (Quelle: Einreichunterlagen, eigene Darstellung)

7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem des Solarhaus Anzberger ist als Blockschaltbild in Abbildung 8 dargestellt. Die Solaranlage liefert die Energie direkt in die aktivierten Betonteile oder über einen internen Wendelwärmetauscher in den 1.000 Liter Pufferspeicher. Der Bodenaufbau besteht aus einer aktivierten Stahlbetonschicht (BTA-Ebene 1) sowie darüber Estrich, welcher im Bereich von Bade- und Schlafzimmer mit einer zusätzlichen Fußbodenheizung ausgestattet ist. Die Stein-Betonmasse darunter dient im oberen Bereich der Wärmepumpe als Quelle. Im unteren Bereich soll die Masse über die Solaranlage regeneriert werden. Die Fußboden- sowie die Wandheizung werden entweder direkt von der Wärmepumpe oder aus dem Pufferspeicher versorgt. Ein elektrischer Heizstab, welcher zwischen Wärmpumpe und Pufferspeicher angebracht ist, soll mit ausschließlich Überschussstrom aus der PV-Anlage den Pufferspeicher zusätzlich erwärmen. Die Warmwasserbereitung wird über einen Spiralwärmetauscher im Pufferspeicher sichergestellt.

Zusätzlich zum hydraulischen Messkonzept werden bei Solarhaus Anzberger auch die Photovoltaikanlage sowie der Batteriespeicher und die Stromflüsse von PV, Batterie und Netz zu den einzelnen Stromverbrauchern im Haushalt gemessen.

5 Wärmemengenzähler, 11 Stromzähler, 31 Temperatursensoren, 3 Ventilstellungen und 1 Globalstrahlungssensor in Kollektorebene bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.



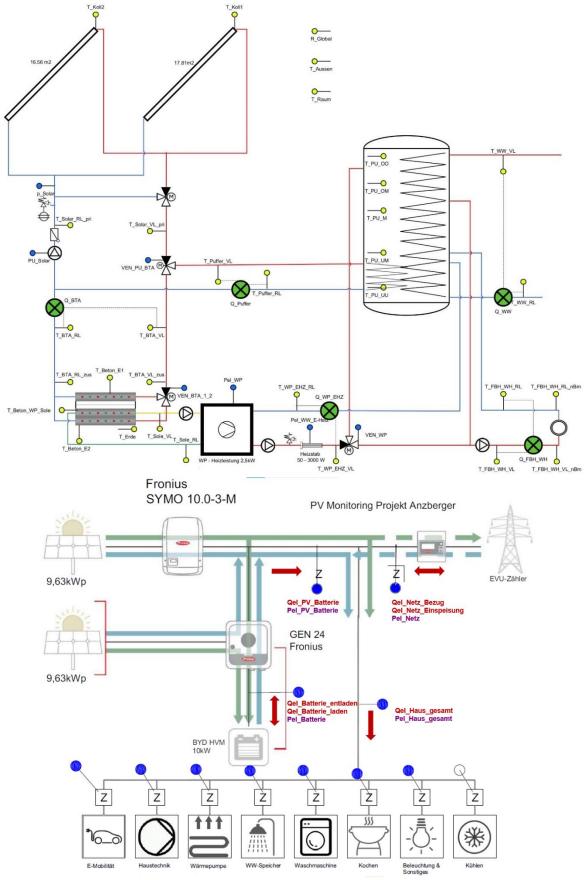


Abbildung 8: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Anzberger (oben) (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren) sowie elektrisches Schaltschema von PV-Anlage, Batterie, Netz und Stromverbrauch Haus (unten) (Quelle: Einreichplan)

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien



Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

R_{Global} Globalstrahlung in Kollektorebene

T_{Koll} Kollektortemperaturen

 $T_{Solar_pri_VL}$ Vorlauftemperatur Solar Primärkreis $T_{Solar_pri_RL}$ Rücklauftemperatur Solar Primärkreis

VEN_{PU BTA} Ventilstellung Solarkreis

p_{Solar} Drucksensor

PU_{Solar} Solarpumpensensor

Pufferspeicher

 T_{P_oo} Puffertemperatur oben

 $T_{P_mo} \hspace{1.5cm} Puffer temperatur\ mitte\ oben$

T_{P_m} Puffertemperatur mitte

 T_{P_mu} Puffertemperatur mitte unten

T_{P_uu} Puffertemperatur unten

Q_{Puffer} Wärmemengenzähler Puffer Solar

V_{Puffer} Durchfluss Puffer Solar

 T_{Puffer_VL} Vorlauftemperatur BTA Solar T_{Puffer_RL} Rücklauftemperatur BTA Solar

Bauteilaktivierung

VEN_{BTA 1 2} Ventilstellung Heizkreis

Q_{BTA} Wärmemengenzähler Bauteilaktivierung

V_{BTA} Durchfluss Bauteilaktivierung

 T_{BTA_VL} Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung T_{BTA_RL} Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung T_{Beton_E1} Betonkerntemperaturfühler Ebene 1

 $T_{Beton_WP_Sole}$ Betonkerntemperaturfühler Ebene 2 oben T_{Beton_Ebene2} Betonkerntemperaturfühler Ebene 2 unten

T_{Erde} Erdtemperatur unter Betonspeicher

<u>FBH</u>

 Q_{FBH_WH} Wärmemengenzähler FBH/WH

V_{FBH WH} Durchfluss FBH/WH

 $T_{\text{FBH_WH_VL}}$ Vorlauftemperatur FBH/WH $T_{\text{FBH_WH_RL}}$ Rücklauftemperatur FBH/WH

Warmwasserbereitung

Q_{ww} Wärmemengenzähler WW

V_{ww} Durchfluss WW

T_{WW_VL} Vorlauftemperatur WW
T_{WW_RL} Rücklauftemperatur WW

Wärmepumpe

 $P_{el_WP} \hspace{1cm} \textbf{El. Leistung W\"{a}rmepumpe}$

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien



 T_{Sole_VL} Vorlauftemperatur Sole Rücklauftemperatur Sole T_{Sole RL}

Wärmemengenzähler Wärmepumpe Q_{WP} EHZ

 $V_{\text{WP EHZ}}$ Durchfluss Wärmepumpe

Vorlauftemperatur Wärmepumpe T_{WP EHZ VL} Rücklauftemperatur Wärmepumpe T_{WP EHZ RL}

 VEN_{WP} Ventilstellung Wärmepumpe

Photovoltaik, Batterie,

Netz

Batterie entladen Qel Batterie entladen Batterie laden Q_{el_Batterie_laden}

PV & batterie einspeisung $Q_{el_PV_Batterie}$

Netz Bezug Qel Netz Bezug **Netz Einspeisung** Qel Netz Einspeisung haus gesamtverbrauch

 $Q_{el_Haus_gesamt}$

El. Hausverbrauch

E-Mobilität (E-Auto) Q_{el_Auto} Waschmaschine Qel Waschmachine

Kochen Qel Kochen

Bleuchtung & Sonstiges Qel Licht Schuko

Kühlschrank Qel Kuhlschrank Haustechnik Qel Haustechnik

Sonstiges

Außentemperatur TAussen T_{Raum} Wohnraumtemperatur

7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 9 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Anzberger. Der Wärmeintrag findet über die Solaranlage (gelb – in Bauteilaktivierung, braun – in Pufferspeicher), die Wärmepumpe (grau) und den el. Heizstab (hellrot) statt. Als Verbraucher treten die Bauteilaktivierung (rot - Ebene 1 heizen), die Fußbodenheizung (grün) und die Warmwasserbereitung (blau) auf. Zusätzlich dargestellt ist noch die Regeneration der Wärmepumpen-Quelle über die Solaranlage (rot schraffiert).

Die Regeneration bezog im Monitoringzeitraum etwa 50% der gesamten am Kollektor gemessenen Solarenergie. Ca. 11% wurden in den Pufferspeicher gespeist, welcher die Warmwasserbereitung sowie die Fußbodenheizung versorgt. Der Rest wurde in die Bauteilaktivierung (Ebene 1) zur Beheizung des Gebäudes gespeist.

Die Wärmepumpe war hauptsächlich in den Monaten Dezember, Jänner und Februar aktiv. Der el. Heizstab wurde nur zu Probezwecken zwei Mal manuell aktiviert (Details in Kapitel 7.1.5). Über die Bauteilaktivierung wurde das Haus hauptsächlich zwischen Oktober und April 2022 beheizt. Die Möglichkeit zur Regeneration der Wärmepumpenguelle wurde in allen Monaten genutzt. Speziell in den Wintermonaten konnte hier bereits bei sehr niedrigen Kollektortemperaturen die Solaranlage aktiviert werden (Details in Kapitel 7.1.5).



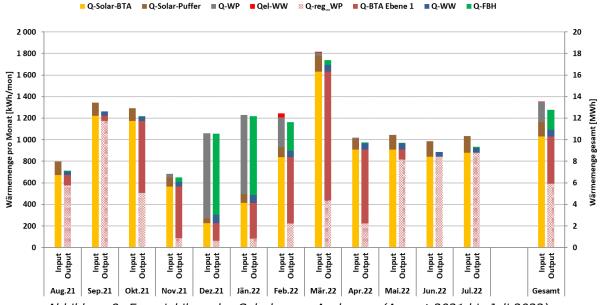


Abbildung 9: Energiebilanz des Solarhauses Anzberger (August 2021 bis Juli 2022)

7.1.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 10 bis Abbildung 12) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers (Wasseräquivalent bei gleicher Temperaturdifferenz von 5 K) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 158 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 888 kWh/m² erwartet. In Abbildung 10 sind neben den Simulationsergebnissen (blau) auch die Messwerte dargestellt. Für den gemessenen solaren Ertrag wird zwischen dem nutzbaren und dem gesamten Solarertrag unterschieden. Für die Bestimmung des nutzbaren Ertrags wurde der Gesamtertrag um die Regeneration der Wärmepumpenquelle reduziert. Der nutzbare Ertrag liegt mit 186,7 kWh/(m²a) leicht über der Prognose. Speziell die Monate März und April 2022 trugen mit durchschnittlich +130% Mehrertrag zu dem besseren Solarertrag bei. Hauptgrund hierfür ist im erhöhten Verbrauch zu suchen. Im Dezember wurde im Vergleich zur Simulation am wenigsten Solarertrag gemessen (-72%). Der Grund hierfür sind hauptsächlich die schlechten Einstrahlungswerten, welche im Monat Dezember gemessen wurden (-65%). Durch die Nutzung der Solaranlage zur Regeneration der Wärmepumpenquelle konnte ein gesamter Solarertrag von 380 kWh/(m²a) erreicht werden.

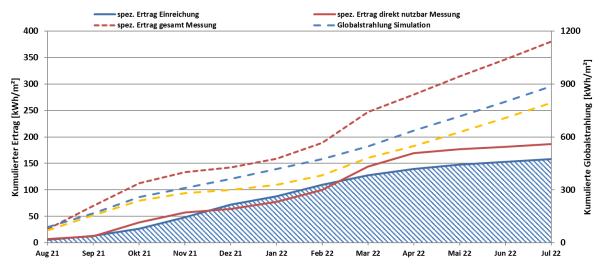


Abbildung 10: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Anzberger

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 83,3 % prognostiziert. Bei Solarhaus Anzberger ergeben sich vier verschiedene solare Deckungsgrade. Der erste, und für den Vergleich mit anderen Solarhäusern wichtigste solare Deckungsgrad, berücksichtigt nur die direkte thermische Nutzung der Solaranlage direkt im Gebäude. Dieser Wert lag mit 75% zwar unter dem erwarteten Wert, aber in den Monaten August bis November bzw. März bis Juli über 90%. Da bei Solarhaus Anzberger auch das Stromkonzept (Photovoltaik Anlage und Batteriespeicher, bzw. minutengenauer el. Verbrauch im Haus) vermessen wurde, konnte zusätzlich auch der Solarstrom aus der PV für den solaren Deckungsgrad berücksichtigt werden. Beim Deckungsgrad "SD therm. + el. Direkt" wurde ebenfalls nur die direkte Nutzung der Solaranlage eingerechnet, jedoch zusätzlich die Nutzung der PV-Anlage bzw. des Stromspeichers für den Betrieb der Wärmepumpe und des Heizstabes berücksichtigt. Dieser Deckungsgrad lag in der Jahresbilanz bei 81%. Auch die Regeneration der Wärmepumpen-Quelle muss im solaren Deckungsgrad und im Solarertrag berücksichtigt werden. Der Deckungsgrad "SD indirekt" gesamte berücksichtiat die thermische Energie (auch Regeneration Wärmepumpenquelle), aber keine elektrische Solarenergie. Dieser lag bei 86% und somit leicht über dem erwarteten Wert. Schlussendlich wurde noch ein solarer Deckungsgrad, welcher sowohl die komplette thermische als auch die elektrische Solarenergie berücksichtigt, berechnet (SD therm. + el. Indirekt). Dieser lag bei knapp über 90%. Unabhängig von der Berechnungsweise des solaren Deckungsgrades, lagen alle Deckungsgrade im Dezember weit unter dem erwarteten Wert. Dies lag hauptsächlich an den bereits erwähnten niedrigen Einstrahlungswerten in diesem Monat.

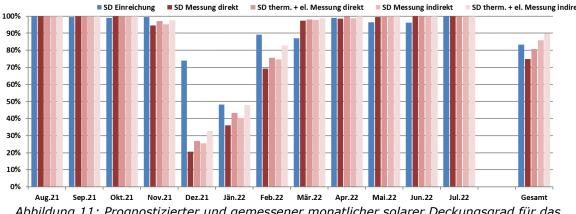


Abbildung 11: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Anzberger



Der mit der Simulationsrechnung ermittelte Gesamtwärmeverbrauch wurde zu 6,3 MWh abgeschätzt. Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 12 zu entnehmen. Der tatsächliche Verbrauch liegt geringfügig über der Prognose. Wird der Verbrauch in Heizwärmebedarf und Warmwasserverbrauch aufgeteilt, ist ersichtlich, dass der Mehrverbrauch ausschließlich vom Heizwärmebedarf ausgeht. Der Warmwasserverbrauch war in allen Monaten mehr als die Hälfte geringer als erwartet.

Prinzipiell hängen Verbrauch und Solarertrag eng zusammen. Auch hier ist der Zusammenhang speziell im Oktober 2021 (leicht erhöhter Verbrauch, leicht erhöhter Solarertrag), im Dezember 2021 (leicht niedrigerer Verbrauch – vermutlich durch stark niedrigeren Solarertrag) und im März, April 2022 (erhöhter Verbrauch, erhöhter Solarertrag) gut zu erkennen.

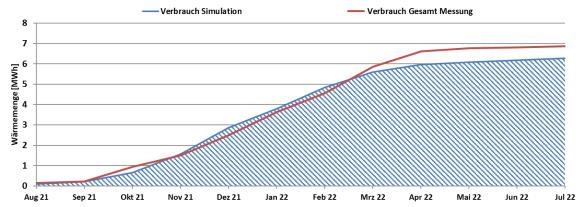


Abbildung 12: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Solarhauses Anzberger

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.

Abbildung 13 zeigt Temperaturverläufe im Solarkreis sowie Pufferspeichertemperaturen, Kollektortemperatur und Globalstrahlung an zwei Sommertagen (09.08.2021 – 10.08.2021). Für die Sommermonate gibt es zwei Betriebsmodi für die Solaranlage: Pufferladung oder Regeneration der Wärmepumpenquelle – je nach Einstrahlung, Pufferspeichertemperatur und Erdspeichertemperatur. Als Überhitzungsschutz der Solaranlage wurde oft zwischen den zwei Betriebsmodi umgeschaltet (09.08.2021). Dies ist ein gewünschter Modus, um den Pufferspeicher langsamer zu erhitzen und Stagnation in der Solaranlage zu reduzieren. Abbildung 13 zeigt einen der insgesamt fünf Tagen in der gesamten Monitoringperiode, an dem die Anlage in Stagnation ging (10.08.2021). Beide Modi benötigen keine Optimierung.

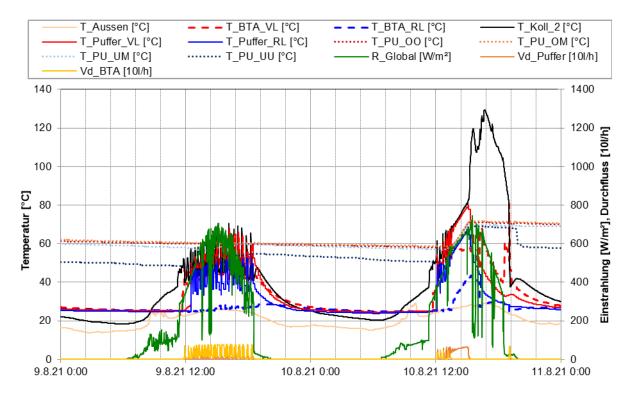


Abbildung 13: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung, der Kollektortemperatur und Pufferspeichertemperaturen an 2 Sommertagen (09.08.2021 – 10.08.2021)

Abbildung 14 zeigt sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse sowie Ventilstellungen und die Kollektortemperatur an einem einstrahlungsreichen Spätsommertag (08.09.2021). Die Solaranlage speiste fast durchgehend die Bauteilaktivierung und wechselte nur kurz auf Pufferbeladung. Der Pufferspeicher wurde von 12:30 bis 14:00 Uhr mit einer Vorlauftemperatur von 55°C bis 70°C beladen. Damit konnte der Kollektor während der einstrahlungsreicheren Uhrzeiten für die Pufferladung genutzt werden. Die restliche Zeit wurde die komplette Solarwärme mit einer Vorlauftemperatur von 25°C bis 45°C direkt in die Bauteilaktivierung (Erdspeicher – Ebene 2) geladen. Die Rücklauftemperatur aus der Bauteilaktivierung lag konstant um die 30°C. Abbildung 14 unten zeigt den Temperaturverlauf der Betonkerntemperaturen. Da zu diesem Zeitpunkt noch keine Heizwärme im Gebäude benötigt wurde, wurde die komplette Wärme aus der Solaranlage zur Regeneration der Wärmepumpenquelle genutzt (T_Beton_E2). Im Zuge der Beladung stieg die Temperatur in dieser Ebene von 31°C auf 33°C um 2 K an. Dieser Modus bedarf keiner Optimierung.



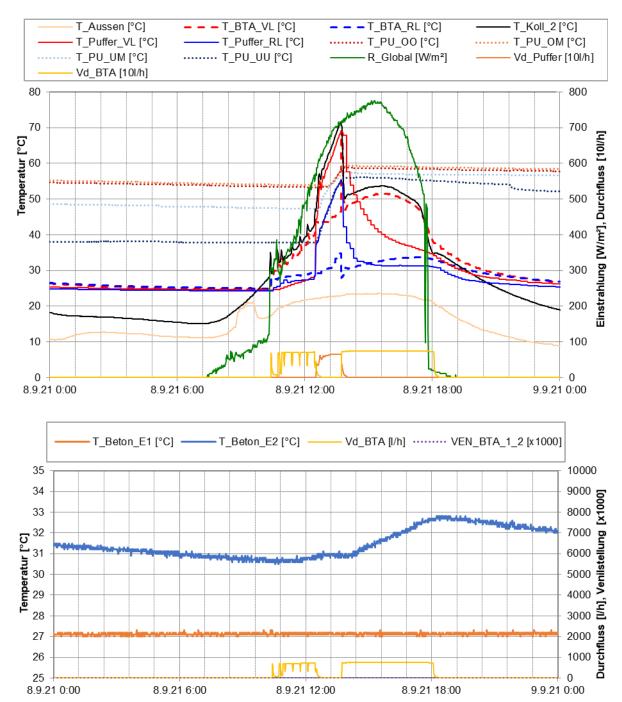


Abbildung 14: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung, den Pufferspeichertemperaturen und der Kollektortemperatur (oben) und Temperaturverlauf, Volumenströme und Ventilstellung der Bauteilaktivierung (unten) an einem einstrahlungsreichen Spätsommertag (08.09.2021)

Abbildung 15 zeigt sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse sowie Ventilstellungen und die Kollektortemperatur an einem einstrahlungsreichen Herbsttag (09.11.2021). Die Solaranlage belud primär die Bauteilaktivierung. Es wurde Ebene 1 zum Beheizen des Gebäudes mit einer Vorlauftemperatur von 30°C bis 45°C beladen. Die Betonkerntemperatur in Ebene 1 stieg durch die Solarbeladung von 32°C auf 34°C an. Die höheren Temperaturen im Betonkern sowie daraus folgenden höheren Raumtemperaturen wurden vom Bauherrn akzeptiert, um auf etwaige Schlechtwetterperioden besser vorbereitet zu sein. Um möglichst einstrahlungsreiche Zeiten für die Pufferladung zu nutzen wurde der Pufferspeicher von 11:30 bis 13:00 Uhr mit einer Vorlauftemperatur von 60°C bis 70°C beladen.



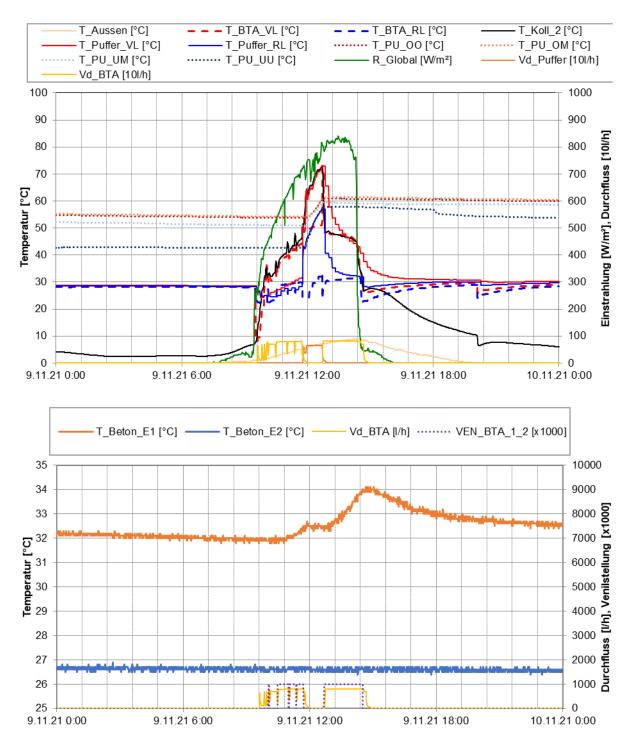


Abbildung 15: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung, den Pufferspeichertemperaturen und der Kollektortemperatur (oben) und Temperaturverlauf, Volumenströme und Ventilstellung der Bauteilaktivierung (unten) an einem einstrahlungsreichen Herbsttag (09.11.2021)

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 16 und Abbildung 17) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an einem einstrahlungsarmen Tag im Dezember (02.12.2021). An diesem Tag war die Solaranlage nicht in Betrieb. Ab 5:00 Uhr wurde die Fußbodenheizung aus dem Pufferspeicher versorgt. Gleichzeitig ging auch die Wärmepumpen-Umwälzpumpe in Betrieb. Wie in Abbildung 16 unten zu sehen, wurde zu diesem Zeitpunkt keine elektrische Leistung und auch keine thermische Leistungsabnahme



(Vorlauf = Rücklauf) an der Wärmepumpe gemessen. Der Umwälzpumpenbetrieb der Wärmepumpe leerte den Pufferspeicher zusätzlich zur Fußbodenheizung aus. Erst um 12:00 Uhr desselben Tages lieferte die Wärmepumpe auch Wärme für die Fußbodenheizung und den Pufferspeicher auf einem Temperaturniveau 27°C bis 40°C. Dieser Fehler in der Regelung trat in der Monitoringperiode öfters auf und wurde mit dem Bauherrn besprochen. Dieser bemüht sich um eine Korrektur. Der Fehler konnte innerhalb der Monitoringperiode noch nicht gefunden werden.

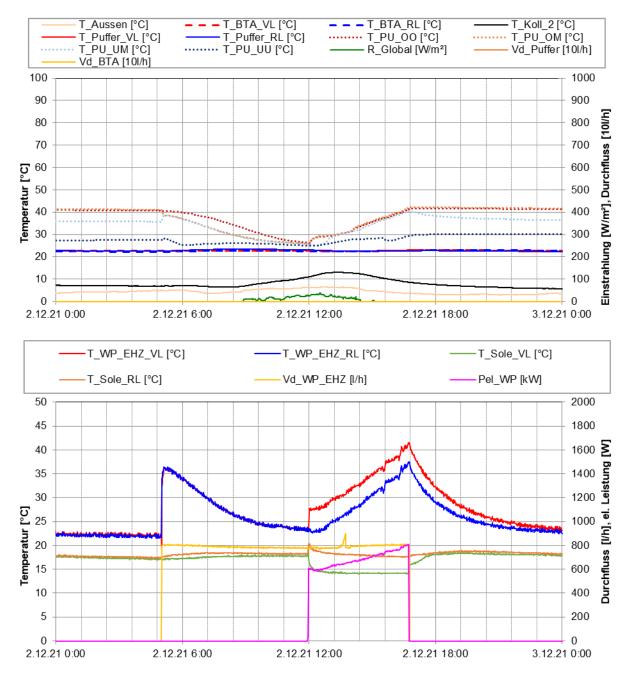


Abbildung 16: Verlauf von den Pufferspeichertemperaturen und Volumenströme im System (oben) und Verlauf der Temperaturen und Volumenstrom des Wärmepumpenkreis (unten) an einem einstrahlungsarmen Tag (02.12.2021)

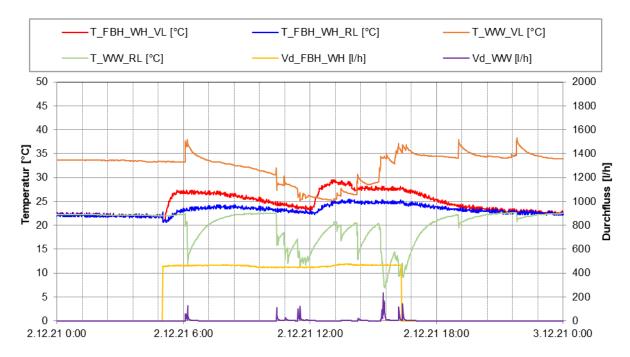


Abbildung 17: Verlauf der Verbrauchertemperaturen (FBH und WW) sowie Volumenströme an einem einstrahlungsarmen Tag (02.12.2021)

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 18 und Abbildung 19) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an zwei einstrahlungsarmen Wintertagen (30.01.2022 – 31.01.2022). Die Solaranlage war am 30.01.2022 kurz in Betrieb und konnte mit einer Vorlauftemperatur von ca. 20°C die Wärmepumpenquelle leicht regenerieren. Die Fußbodenheizung war beide Tage fast durchgehend aktiv. Sie wurde entweder aus dem Pufferspeicher oder direkt von der Wärmepumpe versorgt. Die Wärmepumpe versorgte entweder direkt die Fußbodenheizung mit einer Vorlauftemperatur von ca. 30°C oder den Pufferspeicher mit einer Vorlauftemperatur bis zu 43°C. Der Betrieb funktioniert und bedarf keiner Optimierung.

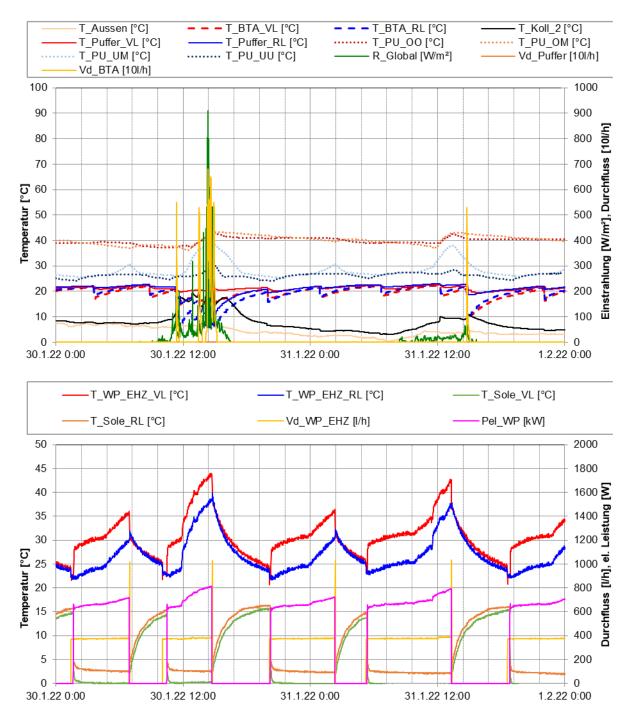


Abbildung 18: Verlauf von den Pufferspeichertemperaturen und Volumenströme im System (oben) und Verlauf der Temperaturen und Volumenstrom des Wärmepumpenkreis (unten) an zwei einstrahlungsarmen Wintertagen (30.01.2022 – 31.01.2022)

Die Warmwasserbereitung erfolgt über einen Spiralwärmetauscher im Pufferspeicher. Die Warmwassertemperatur aus dem Pufferspeicher betrug zwischen 30°C und 40°C.

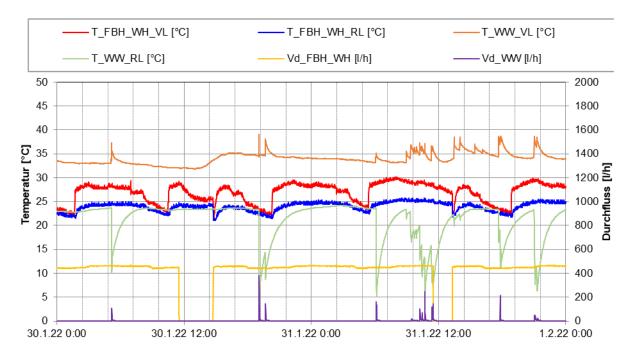


Abbildung 19: Verlauf der Verbrauchertemperaturen (FBH und WW) sowie Volumenströme an zwei einstrahlungsarmen Wintertagen (30.01.2022 – 31.01.2022)

Abbildung 20 zeigt sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse sowie Ventilstellungen und die Kollektortemperatur an einem einstrahlungsreichen Wintertag (10.02.2022). An diesem Tag wurde eine gleichzeitige Nutzung der Solarthermieanlage und eines elektrischen Heizstabes, welcher Überschuss PV-Strom nutzt, getestet. Die Solaranlage speiste den ganzen Tag in die Bauteilaktivierung ein. Von 9:30 bis 11:00 Uhr wurde die Wärmepumpen-Quelle (Ebene 2) mit einer Vorlauftemperatur von 15°C bis 25°C regeneriert. Die Kerntemperatur in Ebene 2 stieg minimal um 0,2 K an. Die Rücklauftemperatur (T_BTA_RL) betrug in diesem Zeitraum konstant ca. 6°C. Ab 11:00 Uhr wurde Ebene 1 beladen. Die Vorlauftemperatur betrug hier zwischen 25°C und 45°C. Von 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr wurde Überschussstrom aus der Photovoltaikanlage genutzt, um mit dem Heizstab den Pufferspeicher zu beladen. Die obere Pufferspeichertemperatur stieg auf knapp über 60°C an. In den Wintermonaten und Übergangszeit ist eine gleichzeitige Nutzung von Solarthermie- und PV-Anlage auf jeden Fall zu empfehlen, da so das niedrigere Temperaturniveau der Solarthermieanlage direkt in der Bauteilaktivierung genutzt werden und gleichzeitig elektrische Warmwasserbereitung mit PV-Strom stattfinden kann



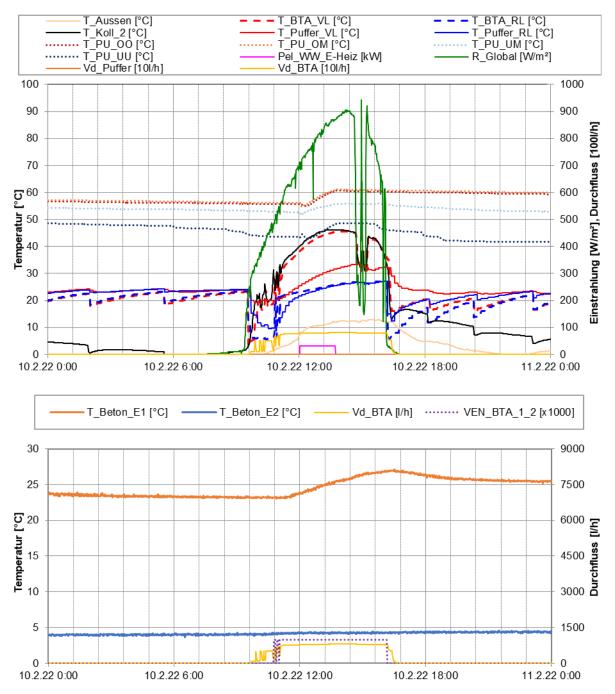


Abbildung 20: Beispielhafter Temperaturverlauf und Volumenstrom im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung, den Pufferspeichertemperaturen und der Kollektortemperatur (oben) und Temperaturverlauf, Volumenströme und Ventilstellung der Bauteilaktivierung (unten) an einem einstrahlungsreichen Wintertag (10.02.2022)

Abbildung 21 zeigt die gemessenen elektrischen Leistungen. Abbildung 21 oben zeigt im positiven Bereich den PV-Ertrag und kumuliert den Anteil der PV-Anlage, der einerseits im Haus direkt verbraucht (grün), für die Beladung der Batterie genutzt (gelb schattiert) oder ins Netz eingespeist wird (blau schattiert). Zusätzlich dargestellt ist der gesamte Hausverbrauch (grüne Linie). Der negative Bereich zeigt den Bezug aus der Batterie (gelb) oder aus dem Netz (blau). Abbildung 21 unten zeigt die kumulierten Leistungen der verschiedenen elektrischen Verbraucher im Haus sowie den gesamten Verbrauch (rote Linie). Der Stromverbrauch konnte bis 8:30 Uhr von der Batterie abgedeckt werden. Da ab 6:30 Uhr zusätzlich zum Haushaltsstrom das E-Auto geladen wurde, musste von 8:30 bis 9:30 Uhr Strom aus dem Netz bezogen werden. Ab 9:30 Uhr konnte der gesamte Strom



über die PV-Anlage abdeckt werden. Die Batterie wurde bis 12:00 Uhr geladen. Anschließend wurde der Test mit dem elektrischen Heizstab gestartet. Wie in Abbildung 21 ersichtlich wurde hierfür der gesamte Strom von der PV-Anlage bezogen. Ab 15:00 Uhr konnte nur mehr ein Teil des Hausverbrauchs über die PV-abgedeckt werden, der Rest wurde über die Batterie bezogen. Ab 19:50 Uhr musste der Haushaltsstrom wieder vom Netz bezogen werden.

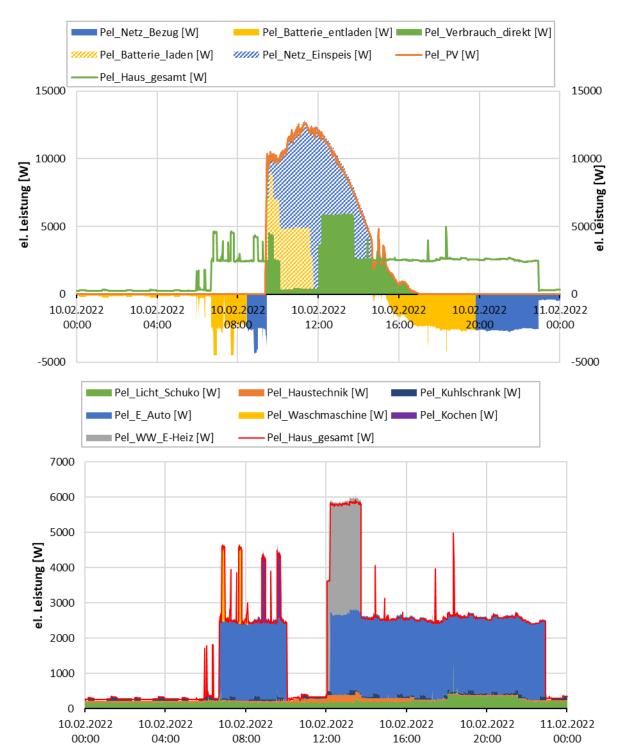


Abbildung 21: Beispielhafter Verlauf der elektrischen Leistung der PV-Anlage und der Batterie sowie Bezug/Einspeisung ins Netz (oben) sowie alle gemessen elektrischen Verbraucher (unten) and einem einstrahlungsreichen Wintertag (10.02.2022)



Die Arbeitszahlen der Sole-Wasser-Wärmepumpe, die Wärmemengen, der Stromverbrauch, die durchschnittlichen Abgabetemperaturen sowie Quelltemperaturen der Wärmepumpe sind in Abbildung 22 dargestellt. In der Monitoringperiode wurde eine Arbeitszahl von 4,3 gemessen. Die Wärmepumpe versorgte hauptsächlich die Fußbodenheizung auf einer Vorlauftemperatur 28°C bis 35°C. Die Quelltemperaturen lagen zwischen 20°C und 4°C.

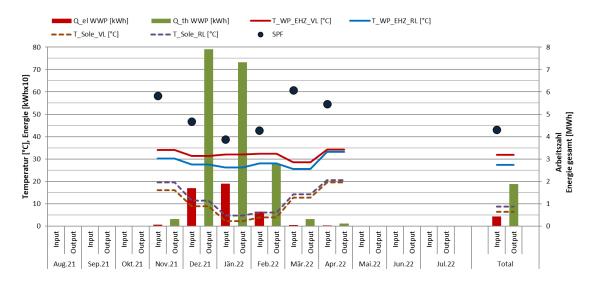


Abbildung 22: Detailanalyse der Wärmepumpe hinsichtlich des Temperaturniveaus und Berechnung der Arbeitszahl

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 23 und Abbildung 24 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar, Wärmepumpe, Fußbodenheizung, Warmwasser) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die Solaranlage kann entweder in den Pufferspeicher (Temperaturband 45°C bis 75°C) oder in die Bauteilaktvierung (Temperaturband 15°C bis 55°C) einspeisen. Durch die Regeneration der Wärmepumpen-Quelle über die Solaranlage konnte der Kollektor teilweise mit sehr niedrigen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen und somit sehr effizient betrieben werden. Die Wärmepumpe bedient einerseits die Fußbodenheizung direkt und anderseits speist sie in den Pufferspeicher ein. Die Vorlauftemperatur lag bei 25°C bis 40°C mit dem gewichteten Mittel bei 34°C. Durch die niedrigen Vorlauftemperaturen der Wärmepumpe kann diese sehr effizient betrieben werden. Der Vorlauf der Warmwasserbereitung zeigt ein breites Temperaturband und liegt im gewichteten Mittel bei rund 49°C. Da es sich um eine Messung direkt am Ausgang des Spiralwärmetauschers handelt, ist die Temperatur wesentlich vom Pufferspeicherinhalt abhängig. Hier ist kein Optimierungspotential gegeben.

Die Fußbodenheizung wurde auf einem Temperaturniveau zwischen 25°C und 34°C betrieben. Der Rücklauf lag bei 20°C bis 28°C.

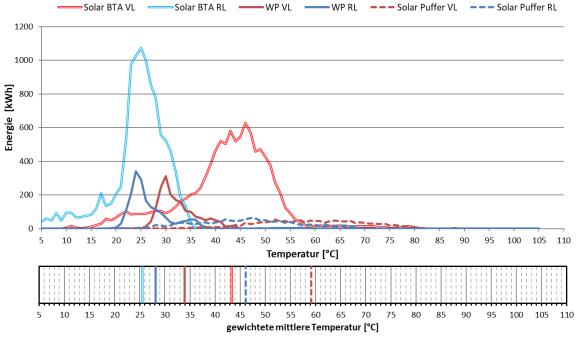


Abbildung 23: Darstellung der Wärmemengen der Erzeuger zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) (August 2021 bis Juli 2022)

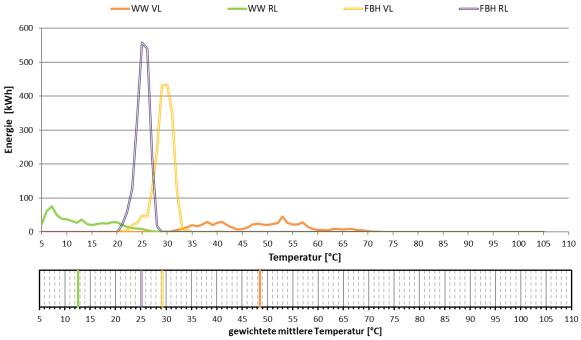


Abbildung 24: Darstellung der Wärmemengen der Verbraucher zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) (August 2021 bis Juli 2022)

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen (Stundenmittelwerte) in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 25). Unterschieden wird hierbei zwischen Raumtemperatur bei aktiver Raumheizung (BTA – Ebene 1 oder FBH) und ohne aktive Raumheizung. Es ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen bei aktiver Raumheizung bis auf ganz

wenige Ausnahmen innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Der Median liegt hier bei 21,1°C. Raumüberhitzung lt. Norm tritt ganz selten auf. Die Häufigkeitsverteilung



(Abbildung 25, rechts) basierend auf Minutenwerten zeigt grafisch die auftretenden Temperaturpeaks sowie das Verhältnis der unterschiedlichen Betriebszustände zueinander. Bei aktiver Raumheizung lag die Raumtemperatur meist zwischen 20°C und 22°C. Bei Außentemperaturen zwischen 5°C und 15°C lag die Raumtemperatur auch bei aktiver Raumheizung oft höher (bis 26°C). Diese Zeitpunkte traten hauptsächlich an einstrahlungsreichen Tagen (passiver Solareintrag in den Wohnraum) und gleichzeitiger Betrieb der Bauteilaktivierung ein.

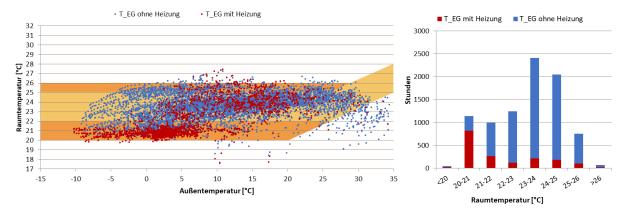


Abbildung 25: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) (August 2021 bis Juli 2022)

7.1.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und zufriedenstellend bei guten spezifischen solaren Erträgen und einem – im Kontext der klimatischen Rahmenbedingungen - guten solaren Deckungsgrad (SD direkt) von 75% bezeichnet werden. Werden auch die elektrische direkt-Nutzung der PV-Anlage und die Regeneration der Wärmepumpenquelle berücksichtigt konnte sogar ein thermischer und elektrischer solarer Deckungsgrad von über 90% erreicht werden. Der nutzbare Solarertrag lag mit 186,7 kWh/(m²a) leicht über dem erwarteten Wert. Grund dafür war unter anderem der leicht erhöhte Verbrauch speziell in der Übergangszeit.

Als einziges Optimierungspotential konnte der fehlerhafte Betrieb der Wärmepumpe festgestellt werden. Durch einen Regelungsfehler lief teilweise die Wärmepumpen-Umwälzpumpe, jedoch lieferte die Wärmepumpe keine thermische Leistung. Eine Lösung wurde innerhalb des Monitoringzeitraums noch nicht gefunden. Der Bauherr und Planer bemühen sich um eine Behebung des Fehlers.

Die gleichzeitige Nutzung der solarthermischen Anlage und des Überschussstroms aus der PV-Anlage in Form der Wärmepumpe oder eines elektrischen Heizstabes ist in den Wintermonaten sowie der Übergangszeit zu empfehlen. Hier kann einerseits elektrische Warmwasserbereitung mit PV-Strom stattfinden und andererseits gleichzeitig das niedrigere Temperaturniveau der Solarthermieanlage direkt in der Bauteilaktivierung genutzt werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe sowie die berechneten Kennzahlen aus den Messdaten eine effiziente Betriebsweise bei hoher Behaglichkeit zeigen.



7.2 Solarhaus Dicklhuber, OÖ

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

Projektname: Solarhaus Dicklhuber

Adresse: 5280 Braunau spez. HWB (It. Energieausweis): 32,5 kWh/m²a

<u>Jahr der Förderzusagen</u> Demoprojekte Solarhaus 2018

BGF: 144 m²

<u>Bruttokollektorfläche:</u> 35,94 m² Vakuumröhrenkollektor

(Westech SP-S58/-22)

11,98 m² Süd 23,96 m² Ost

<u>Aperturkollektorfläche:</u> 20,45 m²

Neigung: 22°

<u>Azimut-Ausrichtung:</u> 170° (Südsüdost) und 80° (Ost)
<u>Energiespeichervolumen:</u> 90 m³ Saisonspeicher Wasser,
400 Liter Warmwasserboiler

Nachheizungssystem: 3 elektr. Heizstäbe (à 3 kW)

Solarer Deckungsgrad: 77 % (Messung)

Spezifischer Solarertrag: 477,1 kWh/m²a (Messung, bezogen auf die

Aperturfläche)

<u>Projektstatus:</u> Monitoringperiode beendet mit Februar 2023

Das Solarhaus Dicklhuber wurde im Laufe des Jahres 2019 errichtet (Abbildung 26). Es handelt sich um ein Gebäude in Bungalowbauweise (Grundriss und Schnitt in Abbildung 28). Auf dem Dach befinden sich 36 m² Vakuumröhrenkollektoren, welche die primäre Wärmeversorgungsquelle darstellen. Als Speicher dient ein druckloser 90 m³ Wasser-Saisonspeicher (unter der Terrasse), welcher über die Solaranlage beladen und über das Jahr einen solaren Deckungsgrad von 100 % gewährleisten soll. Das Wärmeträgermedium im Solarkreislauf ist Wasser. Der Frostschutz wird mittels Zwangsumwälzung sichergestellt.

Die Solaranlage kann zusätzlich direkt in die Heizkreise (Fußbodenheizung) und in den 400 Liter Boiler für die Warmwasserbereitung einspeisen. Der Boiler kann auch über den Saisonspeicher versorgt werden. Als Not-Nachheizung dienen zwei Heizstäbe (je 3 kW), einer im Boiler und einer im Vorlauf zur Fußbodenheizung. Am südlichen Ende des Grundstückes befindet sich ein 4,8 kWp Photovoltaik-Zaun. Mit ausschließlich Überschussstrom aus dem PV-Zaun soll ein weiterer Heizstab (3 kW) direkt im Vorlauf vor dem Pufferspeicher betrieben werden.



Abbildung 26: Südansicht des Solarhaus Dicklhuber (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 27: Terrasse über Saisonspeicher (links), Hydraulik (rechts) (Quelle: AEE INTEC)



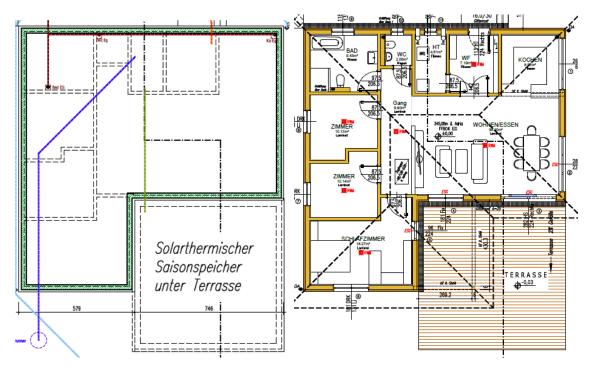


Abbildung 28: Grundriss von Keller inkl. Position Saisonspeicher (links) und Erdgeschoss (rechts) (Quelle: Einreichplan)

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zu Solarhaus Dicklhuber ist in Abbildung 29 dargestellt.

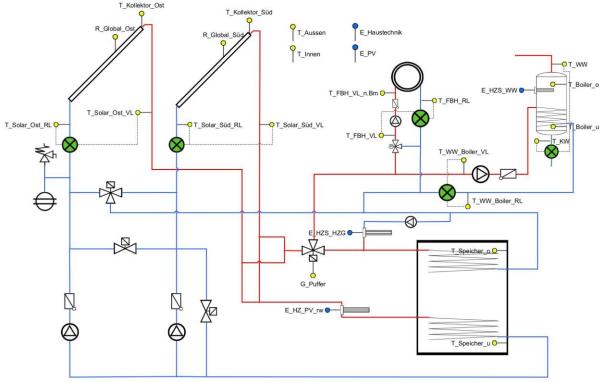


Abbildung 29: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Dicklhuber (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)



Die Regelung der Solaranlage erlaubt insgesamt 18 Betriebsmodi (Modus 0 entspricht Modus 10):

Modus 0	Anlage im Standby – keine Umwälzung	
Modus 1	Frostschutz – Umwälzung der Solarkreise, um Temp. über 6°C zu halten	
Modus 2	Koll. Süd WW	Koll. Ost aus
Modus 3	Koll. Süd WW	Koll. Ost Speicherladung
Modus 4	Koll. Süd Direktheizung und WW	Koll. Ost aus
Modus 5	Koll. Süd Direktheizung und WW	Koll. Ost Speicherladung
Modus 6	Koll. Süd aus	Koll. Ost WW
Modus 7	Koll. Süd Speicherladung	Koll. Ost WW
Modus 8	Koll. Süd aus	Koll. Ost Direktheizung und WW
Modus 9	Koll. Süd Speicherladung	Koll. Ost Direktheizung und WW
Modus 10	Anlage im Standby – keine Umwälzung = Modus 0	
Modus 11	Koll. Süd Direktheizung	Koll. Ost aus
Modus 12	Koll. Süd Speicherladung	Koll. Ost aus
Modus 13	Koll. Süd aus	Koll. Ost Direktheizung
Modus 14	Koll. Süd Speicherladung	Koll. Ost Direktheizung
Modus 15	Koll. Süd aus	Koll. Ost Speicherladung
Modus 16	Koll. Süd Direktheizung	Koll. Ost Speicherladung
Modus 17	Koll. Süd Speicherladung	Koll. Ost Speicherladung
Modus 18	Überhitzungsschutz – ab Kollektortemperatur 120°C Pumpenabschaltung	

Einige der Modi werden im Folgenden grafisch dargestellt. Als Besonderheit des Konzepts ist zu erwähnen, dass das gesamte System mit Wasser gefüllt ist.

Im Zentrum des Wärmeversorgungssystems steht der drucklose $90~\text{m}^3$ große Saisonspeicher. Der Speicher ist unter der Terrasse verbaut und besteht aus einem ca. 7,5 m x 7,5 m x 3 m Betonbecken, welches mit innenliegender Wärmedämmung sowie Dichtfolie versehen ist. Über die Sommermonate soll der Pufferspeicher auf maximal 95°C aufgeladen werden. Beide Kollektorfelder (Süd und Ost) können gleichzeitig (Betriebsmodus 17) oder auch einzeln (Betriebsmodi 12 und 15) den Pufferspeicher versorgen.

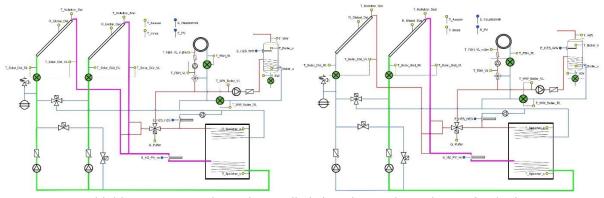


Abbildung 30: Betriebsmodus 17 (links) und Betriebsmodus 12 (rechts)



Die Solaranlage (ein Kollektorfeld oder beide) kann jedoch auch direkt in die Fußbodenheizung und/oder direkt in den Boiler einspeisen (Bsp. Betriebsmodus 5 oder Betriebsmodus 13)

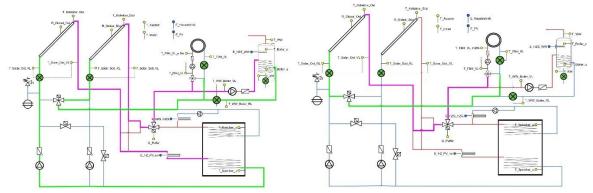


Abbildung 31: Betriebsmodus 5 (links) und Betriebsmodus 13 (rechts)

Steht nicht genug Solarenergie zur Verfügung, kann der Saisonspeicher über das Umschaltventil G_Puffer auch in die Fußbodenheizung, in den Boiler oder in beide gleichzeitig einspeisen.

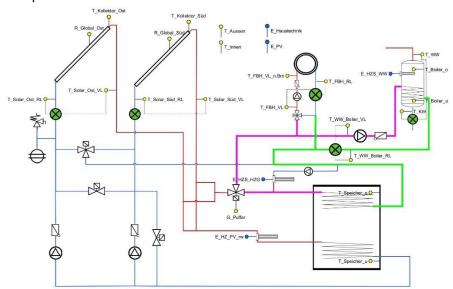


Abbildung 32: Pufferbetrieb für Fußbodenheizung und Boiler

Als Nachheizung dienen drei Heizpatronen (je 3 kW). Eine ist für die Nachheizung des Warmwassers im Boiler eingebracht. Die zweite Heizpatronen ist für die Nachheizung der Fußbodenheizung vorgesehen und kann direkt den Rücklauf aus der Fußbodenheizung erwärmen. Ein weiterer Heizstab ist im Vorlauf der Solaranlage in den Pufferspeicher angebracht. Dieser wird ausschließlich mit Überschussstrom aus der PV-Anlage betrieben. Auch die anderen beiden Heizstäbe sollen – wenn möglich – primär über die PV-Anlage oder zu Zeiten, wo günstiger Strom verfügbar ist, betrieben werden. Die minimale Boiler Temperatur (oben) kann auch manuell geändert werden und lag im Monitoringzeitraum meist bei 50°C.

Das Messkonzept umfasst fünf Wärmemengenzähler, 5 Stromzähler, 18 Temperatursensoren, eine Ventilstellung und zwei Globalstrahlungssensor in je einer Kollektorebene. Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:



Solaranlage

R_{Global_Ost} Globalstrahlung in Kollektorebene (Ost)

TKollektor_OstKollektortemperatur (Ost)TSolar_Ost_VLVorlauftemperatur Solar OstTSolar_Ost_RLRücklauftemperatur Solar OstQSolar_OstWärmemengenzähler Solar Ost

V_{Solar_Ost} Durchfluss Solar Ost

R_{Global_Süd} Globalstrahlung in Kollektorebene (Süd)

 $\begin{array}{ll} T_{Kollektor_S\ddot{u}d} & Kollektortemperatur (S\ddot{u}d) \\ T_{Solar_S\ddot{u}d_VL} & Vorlauftemperatur Solar S\ddot{u}d \\ T_{Solar_S\ddot{u}dt_RL} & R\ddot{u}cklauftemperatur Solar S\ddot{u}d \\ Q_{Solar_S\ddot{u}d} & W\ddot{a}rmemengenz\ddot{a}hler Solar S\ddot{u}d \end{array}$

V_{Solar Süd} Durchfluss Solar Süd

Pufferspeicher

 $T_{\text{Speicher_o}}$ Großspeichertemperatur oben $T_{\text{Speicher_u}}$ Großspeichertemperatur unten $T_{\text{Boiler o}}$ Temperatur Warmwasserboiler oben

T_{Boiler u} Temperatur Warmwasserboiler unten

Nachheizung

E_{HZS_WW} Stromzähler Heizstab WarmwasserE_{HZS_HZG} Stromzähler Heizstab Heizung

E_{HZ_PV} Stromzähler Heizstab Überschuss PV-Strom

Warmwasserbereitung

Q_{ww} Wärmemengenzähler Warmwasser

V_{ww} Durchfluss Warmwasser

T_{WW VL} Vorlauftemperatur Warmwasser

T_{KW} Kaltwasser

Raumheizung

Q_{FBH} Wärmemengenzähler Fußbodenheizung

V_{FBH} Durchfluss Fußbodenheizung

 $T_{\text{FBH_VL}}$ Vorlauftemperatur Fußbodenheizung $T_{\text{FBH_RL}}$ Rücklauftemperatur Fußbodenheizung

Sonstiges

G_{Puffer} Ventilstellung Puffer T_{Aussen} Außentemperatur

T_{Innen} Raumtemperatur Wohnraum

E_{Technik} Technikstromzähler

E_{PV} Stromzähler Photovoltaikanlage



7.2.3 Energiebilanz

Abbildung 33 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Dicklhuber. Der Wärmeintrag findet über die Solaranlage (gelb) und die elektrischen Heizstäbe (blau – Heizung, grau - Warmwasser, hellrot – PV-Überschuss) statt. Als Verbraucher treten die Warmwasserbereitung (violett) und die Fußbodenheizung (rot) auf. Da der Pufferspeicher mit einer Größe von 90 m³ eine große Speichermasse besitzt, wurde die Nutzung des Puffers als Quelle (blau schraffiert) und als Senke (grün schraffiert) mithilfe der solaren Betriebsmodi und der Ventilstellung berechnet. Zusätzlich dargestellt ist noch der Frostschutzbetrieb der Solaranlage (Betriebsmodus 1). In den Monaten Juni und Juli 2022 gab es Probleme bei der Datenübertragung der Wärmemengenzähler. In diesen Monaten sind somit berechnete Messwerte (Puffer Quelle und Senke) unvollständig.

In den Monaten Juni bis August 2022 wurde der Pufferspeicher ausschließlich als Senke für die Solaranlage genutzt. Eine gleichzeitige Nutzung des Pufferspeichers als Quelle und Senke gab es in den Monaten März bis Mai 2022, September bis Oktober 2022 und Februar 2023. In den Monaten November 2022 bis Jänner 2023 wurde der Speicher primär als Quelle für die Fußbodenheizung und die Warmwasserbereitung genutzt. Der Frostschutz-Modus (Betriebsmodus 1) war in den Monaten März und April 2022 sowie Oktober 2022 bis Februar 2023 aktiv. Die dadurch verlorene Wärme entspricht ca. 3% des gesamten Solarertrags.

Die Pufferspeichertemperaturen des Großspeichers sind in Abbildung 34 über den gesamten Betrachtungszeitraum dargestellt. Aufgrund der quaderförmigen Geometrie des Speichers mit geringer Höhe im Vergleich zur Grundfläche stellt sich kaum eine Temperaturschichtung. Anfang März 2022 lag die Speichertemperatur bei etwa 28°C. Diese steig im Laufe der folgenden Monate bis Anfang September 2022 auf 78°C an. Mit Ende Jänner 2023 war das Speicherpotential erschöpft und die Temperatur lag im restlichen Monitoringzeitraum (bis Ende Februar 2023) bei ca. 27°C.

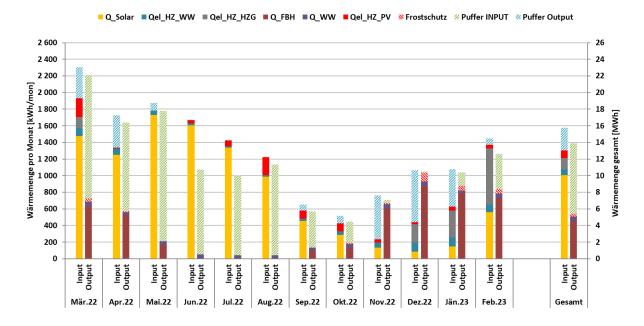


Abbildung 33: Energiebilanz des Solarhauses Dicklhuber (März 2022 bis Februar 2023)

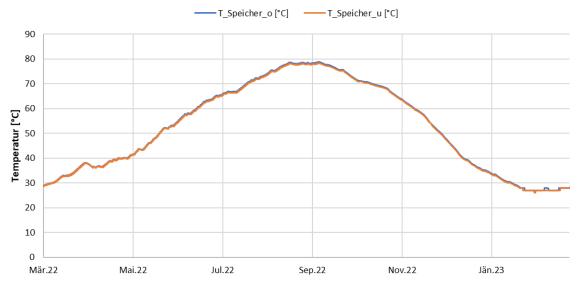


Abbildung 34: Verlauf der Pufferspeichertemperaturen im 90 m³ Pufferspeicher

7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 35 bis Abbildung 37) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 665,4 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1199 kWh/m² (Süd) und 1050 kWh/m² (Ost) erwartet. In Abbildung 35 sind neben den Simulationsergebnissen (blau) auch die Messwerte dargestellt.

Der nutzbar gemessene solare Ertrag (Solarertrag minus Frostschutz) liegt mit 477,14 kWh/(m²a) unter der Prognose. Die grünen Linien zeigen den Unterschied von Solarfeld Süd und Solarfeld Ost. Beide liegen unter dem erwarteten Wert, jedoch zeigt speziell Solarfeld Ost einen geringeren Ertrag. Bei beiden Solarfeldern waren vor allem die Monate September 2022 bis Februar 2023 mit durchschnittlich -70% Solarertrag (Ost) und -40% Solarertrag (Süd) ausschlaggebend. Wird die Einstrahlung in denselben Monaten betrachtet, dann schneiden hier vor allem Dezember und Jänner (Ost -36% Einstrahlung, Süd -29% Einstrahlung) schlecht ab. Im Jahresdurchschnitt liegt die Einstrahlung im Solarfeld Süd genau auf dem erwarteten Wert. Bei Solarfeld Ost wurde hingegen ca. 12% weniger Einstrahlung gemessen. Die Ursache hierfür ist bei der Beschattung des Solarfelds Ost durch Bäume auf dem Nachbarsgrund zu suchen.

Weitere Gründe für den niedrigeren Solarertrag wären einerseits der niedrigere Verbrauch, andererseits auch Regelfehler im Solarkreislauf, welche während der Monitoringperiode auftraten und jedoch teilweise behoben werden konnten (Details in Kapitel 7.2.5).

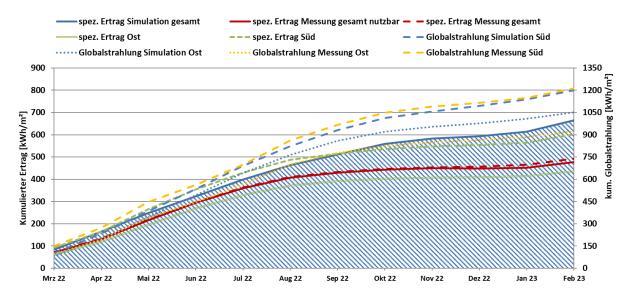


Abbildung 35: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Dicklhuber

Der durch solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert Gesamtwärmeinput) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 100 % prognostiziert. Die sehr ambitionierte volle solare Deckung des Systems konnte nicht erreicht werden. Aufgrund der schon erwähnten aufgetreten Regelfehler (Details in und schlechterer Einstrahlung/Verschattung konnte Deckungsgrad von 77% erreicht werden. Wird der Heizstab, welcher ausschließlich mit PV-Überschussstrom betrieben wurde, herausgerechnet und auch der Betrieb der beiden weiteren Heizstäbe über die PV-Anlage berücksichtigt, wurde ein gesamter thermischelektrischer solarer Deckungsgrad von 87% erreicht.

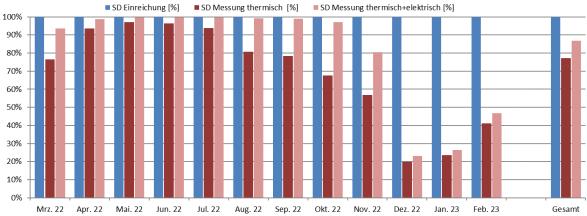


Abbildung 36: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Dicklhuber

Der mit der Simulationsrechnung ermittelte Gesamtwärmeverbrauch wurde zu 7,7 MWh Verlauf abgeschätzt. Der kumulierte der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 37 zu entnehmen. Der tatsächliche liegt etwa 30% unter der Prognose. Werden Heizwärme-Warmwasserbedarf getrennt betrachtet so liegt der Warmwasserbedarf ca. -78% und der Heizwärmebedarf ca. -14% unter der Prognose. Der Warmwasserbedarf wurde in der Simulation mit 3 Personen angenommen. Aktiv bewohnt wurde das Gebäude während der Monitoringperiode jedoch nur von einer Person.



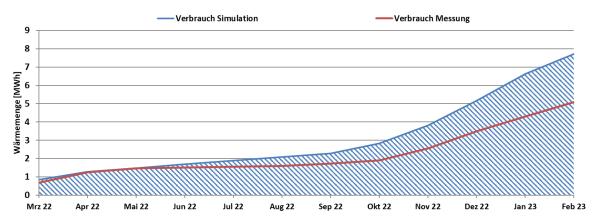


Abbildung 37: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Solarhauses Dicklhuber

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.

Abbildung 38 zeigt die prozentuellen Anteile der einzelnen Betriebsmodi bei Betrieb der Solaranlage. Die Modi mit dem größten prozentuellen Anteil (tritt mehr als 5% im Jahresdurchschnitt auf) sind unten erneut beschrieben. In den Monaten März, April war primär Modus 5 (blau) und 9 (grün) aktiv. Dies sind zwei Modi, welche bei Aktivierung der Solaranlage in diesen Monaten oft schnell wechselnd auftreten (Details unten). In den Sommermonaten war primär Modus 17 (hellviolett) – beide Kollektorfelder beladen den Pufferspeicher – aktiv. In der Übergangszeit September und Oktober waren vermehrt die Modi 4 (violett) und 8 (dunkelrot) aktiv. Hier handelt es sich ebenso um zwei Modi, die oft schnell abwechselnd aktiv sind und wo eine Optimierung der Einschaltbedingungen angebracht wäre (Details unten). In den Monaten November und Dezember trat oft Modus 18 (Überhitzungsschutz, hellblau) auf. Dies ist auf einen Regelfehler ausgelöst vom Ausfall der Kollektortemperaturen zurückzuführen. Näheres dazu wird in der Detailauswertung unten beschrieben. Ansonsten wurde die Anlage in den Wintermonaten oft in Modus 13 betrieben. Dies geschah hauptsächlich an einstrahlungsarmen Tagen, wo von der Solaranlage, aufgrund von niedrigen Kollektortemperaturen, nur ein Betrieb der Fußbodenheizung möglich war. Da es keinen Betriebsmodus gibt, wo beide Solarfelder gleichzeitig direkt die Raumheizung versorgen, wird hier meist Solarfeld Ost (das größere Feld) aktiviert.

Modus 5	Koll. Süd Direktheizung und WW	Koll. Ost Speicherladung
Modus 9	Koll. Süd Speicherladung	Koll. Ost Direktheizung und WW
Modus 17	Koll. Süd Speicherladung	Koll. Ost Speicherladung
Modus 4	Koll. Süd Direktheizung und WW	Koll. Ost aus
Modus 8	Koll. Süd aus	Koll. Ost Direktheizung und WW
Modus 13	Koll. Süd aus	Koll. Ost Direktheizung
Modus 18	Überhitzungsschutz – ab Kollektortemperatur 120°C Pumpenabschaltung	

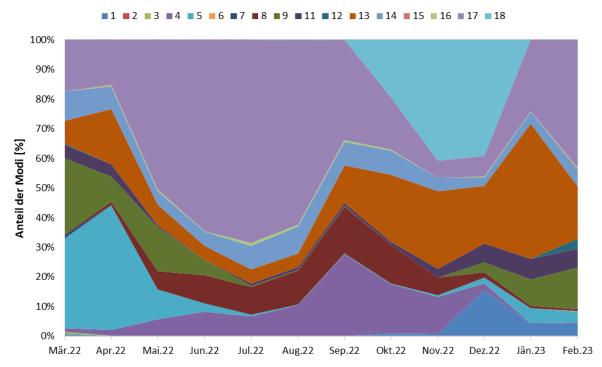


Abbildung 38: Prozentueller Anteil der verschiedenen Betriebsmodi des Solarsystems pro Monat

Die folgenden drei Abbildungen (Abbildung 39 bis Abbildung 41) zeigen die Pufferspeichertemperaturen und sämtliche Durchflüsse im System einstrahlungsreichen Wintertag. Ab 7:00 Uhr speiste vorerst nur Kollektorfeld Süd für 45 Minuten mit einer Vorlauftemperatur (T_Solar_Süd_VL) von ca. 30°C direkt in die Fußbodenheizung ein (Modus 11, Solar Ost aus, Solar Süd Direktheizung). Nach Aktivierung des Kollektorfelds Ost um ca. 7:45 Uhr wechselten sich Modus 5 (Solar Ost Speicherladung, Solar Süd Direktheizung und WW) und 9 (Solar Ost Direktheizung und WW, Solar Süd Speicherladung) immer wieder ab. Es wurde somit zwischen Speicherladung und Direktheizung bzw. Warmwasserbereitung zwischen den beiden Kollektorfeldern abgewechselt. Es gibt keinen Modus, in dem die beiden Kollektorfelder simultan die direkt die Heizung bzw. Warmwasserbereitung versorgen können. Eine Programmierung eines solchen Modi oder klarere Trennungen für die Bedingungen der Modi 5 und 9 könnten ein ständiges Umschalten der Ventile verhindern. Ab ca. 8:30 Uhr wurde das Solarsystem im Modus 9 gefahren. Kollektorfeld Ost bediente somit die Fußbodenheizung und die Warmwasserbereitung und Solarfeld Süd belud den Pufferspeicher.



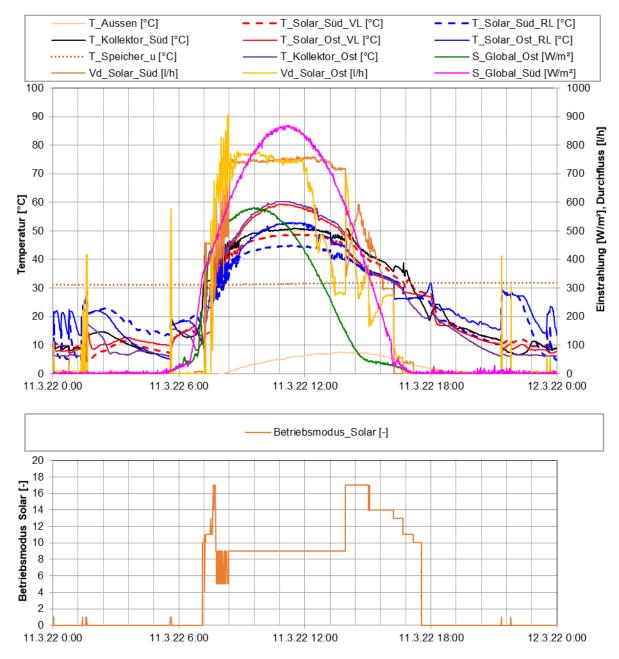


Abbildung 39: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlungen, der Außentemperatur und der unteren Pufferspeichertemperatur (oben) sowie der Verlauf der unterschiedlichen Betriebszustände im Solarsystem (unten) an einem einstrahlungsreichen Wintertag (11.03.2022)

Die Fußbodenheizung wurde bis ca. 7:00 Uhr mit einer Vorlauftemperatur (T_FBH_VL) von 26,5°C bis 27°C aus dem Pufferspeicher betrieben (Abbildung 40). Anschließend wurde die Fußbodenheizung mit einer Vorlauftemperatur von 26°C bis 35°C von der Solaranlage versorgt (jeweils nach Beimischschaltung). Die Beladung des Warmwasserboilers in Abbildung 41 zeigt, dass dieser von 7:45 bis 14:00 Uhr von der Solaranlage beladen wurde. Die Vorlauftemperatur während der Boiler-Beladung (T_WW_Boiler_VL) betrug zwischen 40°C und 53°C. Ab ca. 10:30 Uhr lag die Rücklauftemperatur aus dem Boiler jedoch über der Vorlauftemperatur, was zur Folge hatte, dass durch die weitere Beladung des Boilers bis 14:00 Uhr keine weitere Wärme eingebracht werden konnte bzw. der Boiler ab 12:30 Uhr leicht auskühlte. Dieses Problem wurde dem Bauherrn kommuniziert. Eine Anpassung der Regelung ist nach Ende der Monitoringperiode geplant.



Die minimale Boilertemperatur (T_Boiler_o) für das Aktivieren des elektrischen Heizstabs ist manuell einstellbar und lag während der Monitoringperiode meist bei 50°C. Steht jedoch Überschuss aus der Photovoltaikanlage zur Verfügung, darf der Boiler, It. Regelung, auch auf bis zu 63°C erwärmt werden. Ab ca. 6:45 Uhr wurde der elektrische Heizstab für den Warmwasser-Boiler (Qel_HZ_WW) aktiviert. Der Heizstab wurde zu dieser Zeit vollkommen von der PV-Anlage betrieben (vgl. Abbildung 42). Dieser erwärmt nur den oberen Teil des Pufferspeichers und blockiert somit nicht die Solaranlage.

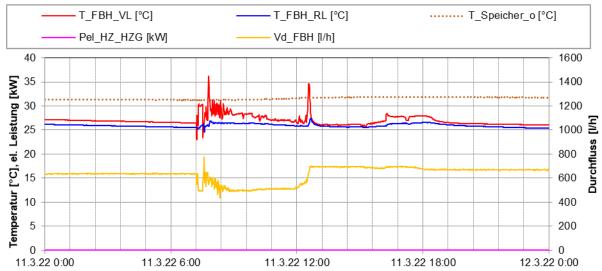


Abbildung 40: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss der Fußbodenheizung sowie der oberen Speichertemperatur an einem einstrahlungsreichen Wintertag (11.03.2022)

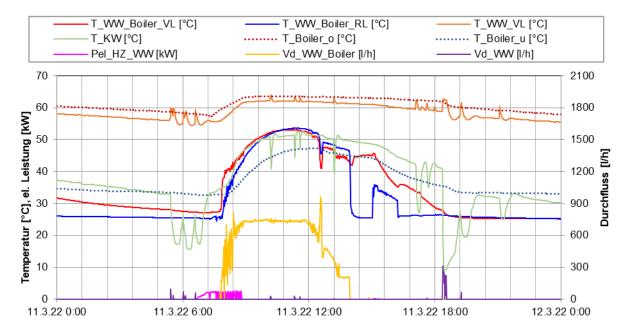


Abbildung 41: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss des Warmwasserkreislaufs sowie der Boiler-Temperaturen an einem einstrahlungsreichen Wintertag (11.03.2022)

Abbildung 42 zeigt die gemessenen elektrischen Leistungen. Dargestellt sind im positiven Bereich der PV-Ertrag (orange) und kumuliert den Anteil der PV-Anlage der einerseits für die Heizstäbe (gelb – WW, rosa – PV-Überschuss Heizstab) direkt genutzt oder ins Netz eingespeist wird (blau). Der negative Bereich zeigt den Bezug aus dem Netz (grün). Der Bedarf der beiden Heizstäbe konnte komplett von der PV-Anlagen gedeckt werden.

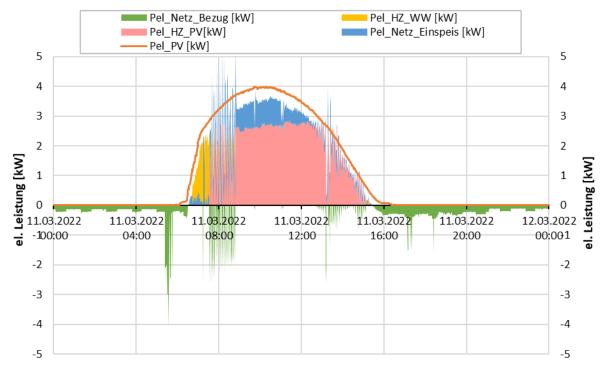


Abbildung 42: Beispielhafter Verlauf der elektrischen Leistung der PV-Anlage und der Heizstäbe sowie Bezug/Einspeisung ins Netz an einem einstrahlungsreichen Wintertag (11.03.2022)

Abbildung 43 und Abbildung 44 zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Sommertag. Von 7:00 bis 7:45 Uhr belud nur Kollektorfeld Ost den Warmwasserboiler (Modus 8, Solar Ost Direktheizung und WW, Solar Süd aus). Ab 7:45 schaltete die Anlage für ca. 30 Minuten zwischen Modus 8 und 4 (Solar Ost aus, Solar Süd Direktheizung und WW) bis die Solaranlage ab 8:15 Uhr im Modus 17 (Speicherladung beide Felder) den Pufferspeicher belud. Da Solar Ost fast die doppelte Kollektorfläche wie Solarfeld Süd aufweist, ist hier auch der Volumenstrom doppelt so hoch. Der Volumenstrom liegt von beiden Felder bei ca. 27 l/hm². Die Vorlauftemperatur bei der Pufferbeladung betrug zwischen 80°C und 91°C. Auch hier könnte die Regelung der Betriebszustände 8 und 4 angepasst werden, um ein schnelles und häufiges Schalten der Ventile zu verhindern.

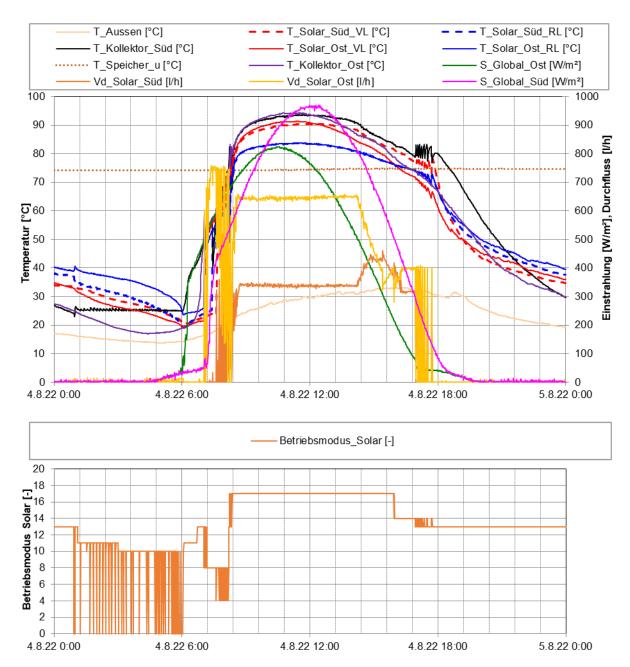


Abbildung 43: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlungen, der Außentemperatur und der unteren Pufferspeichertemperatur (oben) sowie der Verlauf der unterschiedlichen Betriebszustände im Solarsystem (unten) an einem einstrahlungsreichen Sommertag (04.08.2022)

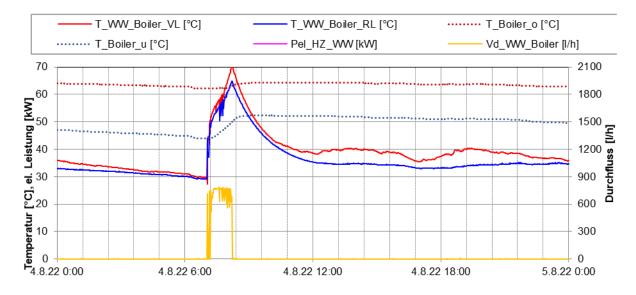


Abbildung 44: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss des Warmwasserkreislaufs sowie der Boiler-Temperaturen an einem einstrahlungsreichen Sommertag (04.08.2022)

Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse. An diesem einstrahlungsarmen Herbsttag wurden Einstrahlungswerte zwischen 100 bis 200 W/m² gemessen. Die Solaranlage Ost konnte trotzdem mit Vorlauftemperaturen (T_Solar_Ost_VL) von 25°C bis 32°C direkt die Fußbodenheizung versorgen (Modus 13, Solar Ost Direktheizung, Solar Süd aus). Die Kollektortemperatur Süd lag bei ebenso Temperaturen bis 40°C. Ein gleichzeitiger Betrieb beider Kollektorfelder zur Beheizung der Fußbodenheizung ist aber im System nicht möglich. Dadurch stand das Kollektorfeld Süd still.



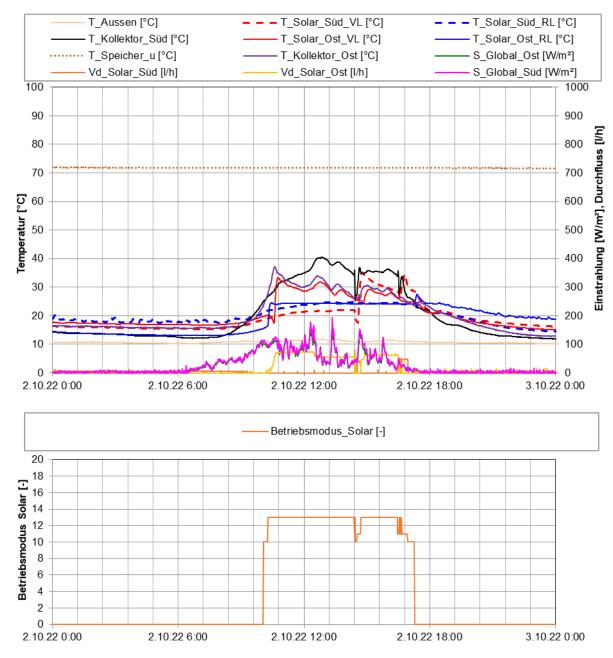


Abbildung 45: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlungen, der Außentemperatur und der unteren Pufferspeichertemperatur (oben) sowie der Verlauf der unterschiedlichen Betriebszustände im Solarsystem (unten) an einem einstrahlungsarmen Tag im Oktober (02.10.2022)

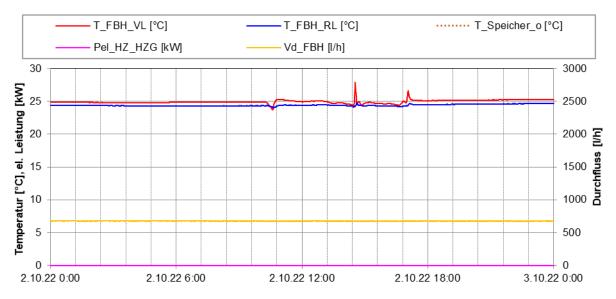
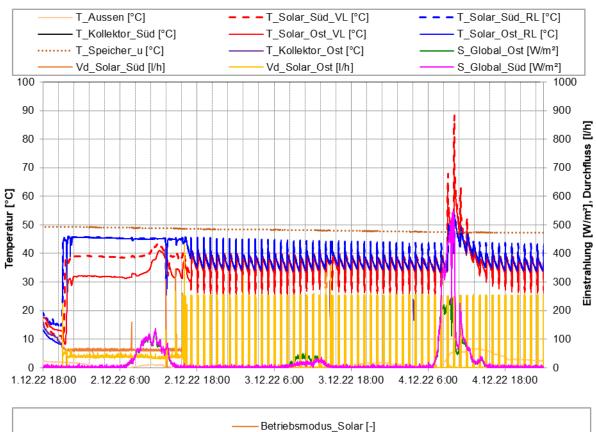


Abbildung 46: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss der Fußbodenheizung an einem einstrahlungsarmen Tag im Oktober (02.10.2022)

Abbildung 47 zeigt den Betrieb der Solaranlage bei einem häufig aufgetretenen Regelfehler im Dezember. Durch einen Ausfall des Kollektorfühlers geht die Anlage fälschlicherweise in den Überhitzungsschutz (Modus 18). Dieser Fehler trat in den Monaten Oktober, November und Dezember 2022 auf. Dadurch konnte einerseits bei guter Einstrahlung die Solaranlage nicht genutzt werden und andererseits bestand bei negativen Außentemperaturen auch die Gefahr des Einfrierens der Solaranlage (was aber im Monitoringzeitraum nicht auftrat). Der Grund für den Ausfall des Fühlers konnte im Monitoringzeitraum noch nicht gefunden werden. Es wird ein Fehler bei der Übertragung des Sensorsignals vermutet. Es ist angedacht einen oder zwei weitere Fühler zu installieren, um bei einem Ausfall auf diese in der Regelung zurückgreifen zu können.





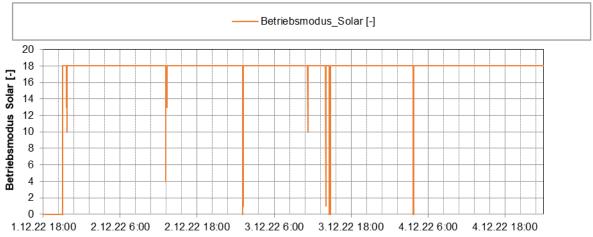


Abbildung 47: Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlungen, der Außentemperatur und der unteren Pufferspeichertemperatur (oben) sowie der Verlauf der unterschiedlichen Betriebszustände im Solarsystem (unten) bei Auftreten eines Regelungsfehlers im Dezember 2022

Abbildung 48 und Abbildung 49 zeigen den Verlauf von Temperaturen und Durchflüssen der Fußbodenheizung und der Warmwasserbereitung an einem einstrahlungsarmen Wintertag. An diesem Tag war aufgrund der schlechten Einstrahlungswerte kein Solarbetrieb möglich. Die Fußbodenheizung wurde mit einer Vorlauftemperatur (T_FBH_VL) von 26°C aus dem Pufferspeicher versorgt. Da die Leitungen zwischen Pufferspeicher und Fußbodenverteiler recht lang sind, gedenkt der Bauherr die Beimischschaltung für die Fußbodenheizung direkt zum Pufferspeicher zu verlegen, um etwaige Wärmeverluste speziell bei höheren Pufferspeichertemperaturen zu verringern. Die Schwankungen im Durchfluss und den Vor- und Rücklauftemperaturen wird von einem Einzelraumregelventil ausgelöst, welches sich immer wieder öffnete und schloss. Dies



wurde dem Bauherrn kommuniziert, es sind aber keine dringenden Optimierungen notwendig.

Abbildung 49 zeigt den Temperatur- und Durchflussverlauf der Warmwasserbereitung. Die minimale Boiler-Temperatur (T_Boiler_o) wurde manuell von 50°C auf 70°C erhöht. Um diese Temperatur zu halten, aktivierte sich alle 15 Minuten der Heizstab (Pel_HZ_WW). Dieser Betrieb wurde nur probeweise ausgeführt und nach ca. 14 Tagen wurde die Temperatur wieder auf 50°C reduziert.

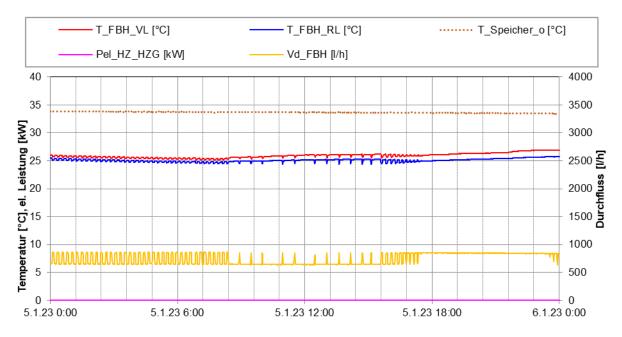


Abbildung 48: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss der Fußbodenheizung sowie der oberen Speichertemperatur an einem einstrahlungsarmen Wintertag (05.01.2023)

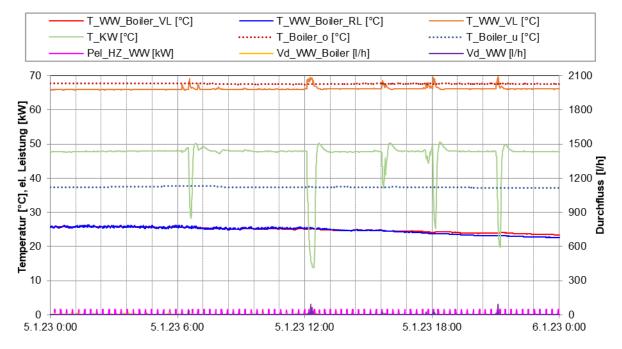


Abbildung 49: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss des Warmwasserkreislaufs sowie der Boiler-Temperaturen an einem einstrahlungsarmen Wintertag (05.01.2023)



Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 50 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar, Fußbodenheizung, Warmwasser) zum Temperaturniveau (Vorlaufals auch Rücklauftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die Solaranlage liefert von beiden Feldern Wärme auf einem sehr breiten Temperaturband (25°C bis 95°C). Der Rücklauf lag aufgrund der fehlenden Schichtung im Pufferspeicher bei beiden Feldern im gewichteten Mittel bei ca. 57°C.

Die Fußbodenheizung wurde – nach der Beimischschaltung – auf einem Temperaturniveau zwischen 25°C bis 40°C betrieben. Dieser Betrieb ist ideal und muss nicht optimiert werden.

Die Vorlauftemperatur des Warmwassers lag im Mittel bei ca. 60°C, die Kaltwassertemperatur zwischen 10°C und 20°C. Auch hier muss nichts optimiert werden.

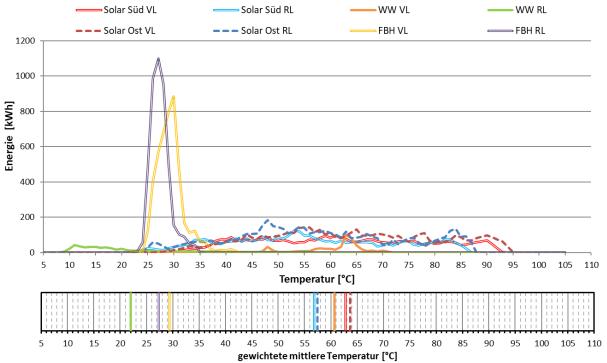


Abbildung 50: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) (März 2022 bis Februar 2023)

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen (Stundenmittelwerte) in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 51). Betrachtet wurden hierbei die Raumtemperatur bei aktiver und inaktiver Fußbodenheizung. Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen bei aktiver Fußbodenheizung Großteils innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Der Median liegt bei 22,5°C. Die Häufigkeitsverteilung (Abbildung 51, rechts) basierend auf Minutenwerten zeigt grafisch die auftretenden Temperaturpeaks sowie das Verhältnis der unterschiedlichen Betriebszustände zueinander. Diese zeigt, dass bei aktiver Raumheizung meist Temperaturen zwischen 21°C und 24°C auftreten. Manchmal treten Temperaturen knapp an der Behaglichkeitsgrenze von 20°C auf, seltener weiter darunter. Raumüberhitzung It. Norm tritt prinzipiell bei inaktiver Fußbodenheizung und höheren Außentemperaturen – sprich in der einstrahlungsreichen Zeit auf (Median: 25,2°C). Diesem Umstand könnte mittels aktiver Verschattung entgegengewirkt werden.



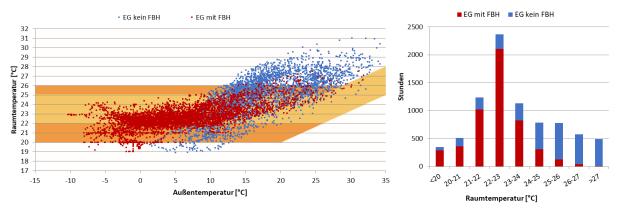


Abbildung 51: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) (März 2022 bis Februar 2023)

7.2.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als vorwiegend stabil und zufriedenstellend bei einem – dem komplexen System entsprechend – guten solaren Deckungsgrad von 77% bezeichnet werden. Trotz dem stattlichen Solarertrag von 477,1 kWh/(m²a), konnte der prognostizierte Wert aus verschattungstechnischen und auch regelungstechnischen Gründen nicht erreicht werden. Das Haus verfügt zusätzlich zur solarthermischen Anlage auch eine 4,8 kWp Photovoltaikanlage. Wird diese beim Betrieb der elektrischen Heizstäbe berücksichtigt, ergibt sich ein solarthermisch-elektrischer solarer Deckungsgrad von 87%. In Zukunft plant der Bauherr auch eine Erweiterung der PV-Anlage. Diese soll dann einen zusätzlichen Heizstab direkt im oberen Bereich des Pufferspeichers versorgen und diesen speziell im Hochtemperaturbereich unterstützen und die Temperatur auf bis zu 95°C erhöhen.

Die Regelung der Solaranlage, speziell das Umschalten der verschiedenen Betriebsmodi, bedarf noch weiterer Optimierung. Es gibt keinen Betriebsmodus, wo beide Solarfelder gleichzeitig direkt die Raumheizung bzw. die Warmwasserbereitung versorgen können. Das führt zu einem häufigen hin und her schalten der Modi 5 und 9 sowie 4 und 8.

Ein weiteres Optimierungspotential der Solaranlage liegt in der Regelung des Überhitzungsschutzes. Fiel während des Monitoringzeitraums einer der Kollektorfühler aus, ging die Anlage in Überhitzungsschutz (Modus 18). Dies hatte zur Folge, dass einerseits in einstrahlungsreichen Zeiten keine Solarenergie genutzt werden konnte und andererseits bestand bei Außentemperaturen im Minusbereich eine Frostgefahr in der nur mit Wasser befüllten Solaranlage. Der Bauherr gedenkt dies mit Hilfe von weiteren Kollektorfühler zu beheben, sodass bei Ausfall oder Übertragungsfehler eines Fühlers noch zwei weitere für die Regelung zur Verfügung stehen.

Bei der Beladung des Warmwasserboiler konnte weiteres Optimierungspotential gefunden werden. Überstieg die Rücklauftemperatur aus dem Boiler die Vorlauftemperatur aus der Solaranlage, wurde die Beladung des Boilers trotzdem fortgesetzt. Das führte des Öfteren zu einem leichten Auskühlen des Warmwasserboilers. Der Fehler wurde dem Bauherrn kommuniziert, konnte aber innerhalb der Monitoringperiode noch nicht behoben werden. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe sowie die berechneten Kennzahlen aus den Messdaten zwar eine gewisses Optimierungspotential, aber bei weiteren Überprüfungen und Monitoring durch den Bauherrn, ein gut durchdachtes System zeigen.



7.3 Solarhaus Doppelhofer, Stmk.

7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u> Solarhaus Doppelhofer

Adresse: 8225 Pöllau spez. HWB (It. Energieausweis): 30 kWh/m²a BGF: 310 m²

<u>Bruttokollektorfläche:</u> 44,3 m² Flachkollektor (gigaSol HH OR)

<u>Aperturkollektorfläche:</u> 39 m² <u>Neigung:</u> 85°

<u>Azimut-Ausrichtung:</u> 172° (Südsüdost)

<u>Energiespeichervolumen:</u> 1.360 Liter Pufferspeicher

112 m³ Bauteilaktivierung (Beton)

<u>Nachheizungssystem:</u> elektr. Heizstab (6 kW)

Kaminofen (18 kW) 74,4 % (Messung)

<u>Solarer Deckungsgrad:</u> 74,4 % (Messung) <u>Spezifischer Solarertrag:</u> 277,5 kWh/m²a

(Messung, bezogen auf die Aperturfläche)

<u>Projektstatus:</u> Monitoringperiode beendet mit Jänner 2021

Zuständigkeit Begleitforschung: AEE INTEC

Bei Solarhaus Doppelhofer handelt es sich um ein 2019 errichtetes Einfamilienhaus mit 310 m² Brutto-Grundfläche (Abbildung 52, Grundriss und Schnitt in Abbildung 54). Die primäre Wärmeversorgung leistet eine 44,3 m² große Solaranlage, welche auf dem Dach des Gebäudes aufgeständert ist. Laut Einreichung soll ein solarer Deckungsgrad von 80,2 % erreicht werden. Als Speicher dient sowohl ein 1.360 Liter Hygienespeicher als auch die Bodenplatte im Kellergeschoß (34 m³ Beton, Aufbau in Abbildung 55), sowie die Kellerdecke (38 m³ Beton, Aufbau in Abbildung 56) und die Decke des Erdgeschoßes (40 m³ Beton, Aufbau in Abbildung 56), welche thermisch aktiviert sind. Als Nachheizung dient ein Wohnraumofen sowie ein elektrischer Heizstab im Pufferspeicher.



Abbildung 52: Süd-Westansicht des Solarhauses Doppelhofer (Quelle: AEE INTEC)





Abbildung 53: Heizraum (links) und Kollektoren am Dach (rechts) (Quelle: AEE INTEC)

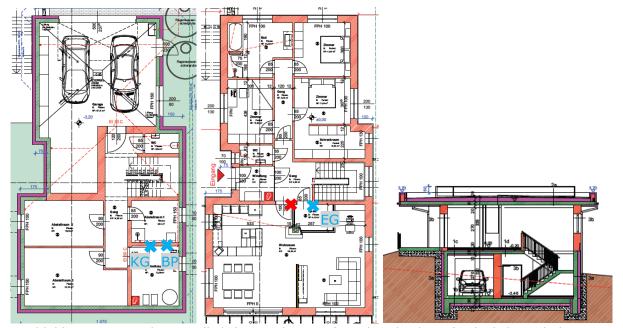


Abbildung 54: Grundriss UG (links), Grundriss EG (Mitte) und Schnitt (rechts) des Solarhauses Doppelhofer inkl. Position der Raum- (rot) und Betontemperaturfühler (blau, BP = Bodenplatte, $KG = Decke\ KG$, $EG = Decke\ EG$) (Quelle: Einreichplan)

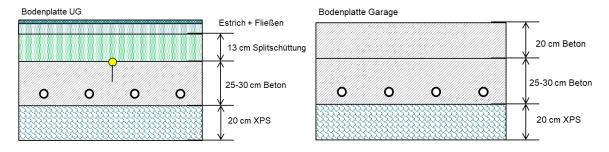


Abbildung 55: Fußbodenaufbau sowie Position der Heizrohre im Untergeschoß (Bodenplatte Keller links, Bodenplatte Garage rechts) (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

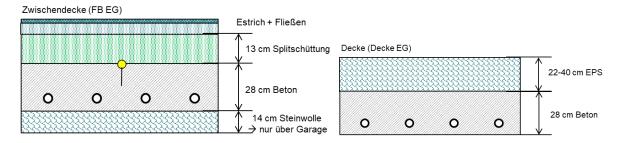


Abbildung 56: Fußbodenaufbau sowie Position der Heizrohre im Erdgeschoß (Zwischendecke zwischen Untergeschoß und Erdgeschoß links, Decke Erdgeschoß rechts) (Quelle: Planer, eigene Darstellung)

7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Doppelhofer ist in Abbildung 57 dargestellt. Die Solaranlage speist über einen internen Wärmetauscher in den 1.360 Liter Pufferspeicher ein (Betriebszustand "Ladung Pufferspeicher Solar", Abbildung 58). Über den Rücklauf kann nach Bedarf die Restwärme in die Bauteilaktivierung eingespeist werden (Betriebszustand "Ladung BTA Solar", Abbildung 59). Eine Beladung der Bauteilaktivierung über den Pufferspeicher ist über den Solarwärmetauscher möglich (Betriebszustand "Ladung BTA Puffer", Abbildung 60). Der Bad-Kreislauf versorgt, ausschließlich aus dem Pufferspeicher, zuerst einen Sprossenheizkörper, danach mit der Restwärme die Fußbodenheizung im Badezimmer. Die Nachheizung erfolgt über einen Wohnraumofen (18 kW) oder über einen elektrischen Heizstab (6 kW) im Pufferspeicher. Der Heizstab ist in die Regelung nicht eingebunden und kann nur als Notheizung manuell aktiviert werden.

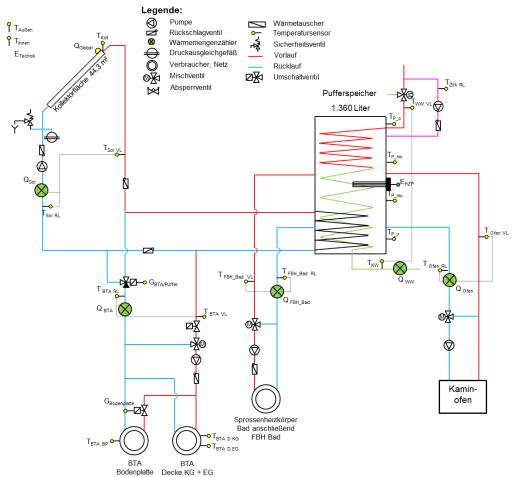


Abbildung 57: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Doppelhofer (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

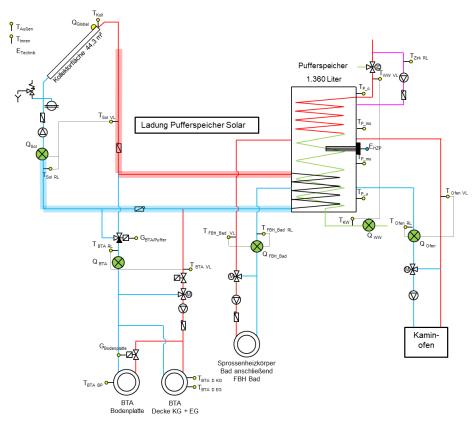


Abbildung 58: Betriebszustand "Ladung Pufferspeicher Solar"

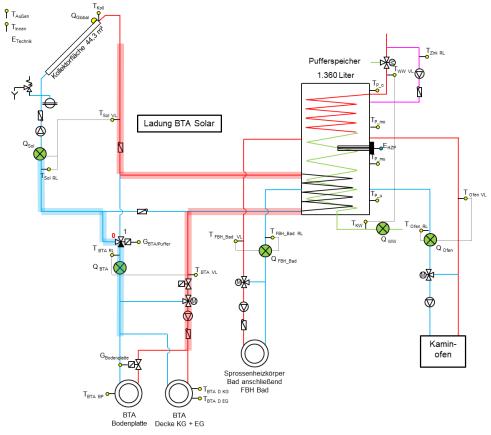


Abbildung 59: Betriebszustand "Ladung BTA Solar" Ventilstellung BTA Puffer = 0

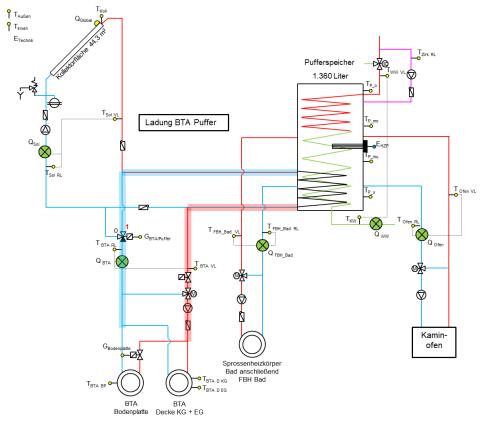


Abbildung 60: Betriebszustand "Ladung BTA Puffer" Ventilstellung BTA Puffer = 1

Das Messkonzept umfasst 5 Wärmemengenzähler, 2 Stromzähler, 21 Temperatursensoren, 2 Ventilstellungen, 1 Drucksensor und 1 Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

Q_{Global} Globalstrahlung in Kollektorebene

T_{Koll} Kollektortemperatur

Q_{Sol} Wärmemenge Solarkreis

V_{Sol} Durchfluss Solarkreis

 $T_{Sol\,VL}$ Vorlauftemperatur Solarkreis $T_{Sol\,RL}$ Rücklauftemperatur Solarkreis

Betonteilaktivierung

 Q_{BTA} Wärmemenge Bauteilaktivierung V_{BTA} Durchfluss Bauteilaktivierung

 $T_{BTA\;VL}$ Vorlauftemperatur Bauteilaktivierung $T_{BTA\;RL}$ Rücklauftemperatur Bauteilaktivierung

 $\mathsf{G}_{\mathsf{BTA}\,\mathsf{Puffer}} \qquad \qquad \mathsf{Ventilstellung}\;\mathsf{Bauteilaktivierung}\;\mathsf{Beladung}\;\mathsf{Puffer}$

G_{Bodenplatte} Ventilstellung Beladung Bodenplatte

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien



 $T_{BTA\;BP}$ Kerntemperatur Bodenplatte $T_{BTA\;D\;KG}$ Kerntemperatur Decke Keller $T_{BTA\;D\;EG}$ Kerntemperatur Decke EG

Pufferspeicher

T_{P_o} Pufferspeicher Temperatur oben

 T_{P_mo} Pufferspeicher Temperatur mitte oben T_{P_mu} Pufferspeicher Temperatur mitte unten

 T_{P_u} Pufferspeicher Temperatur unten

Warmwasserbereitung

 Q_{ww} Wärmemenge Warmwasser V_{ww} Durchfluss Warmwasser

T_{WW VL} Vorlauftemperatur Warmwasser
T_{WW RL} Rücklauftemperatur Warmwasser

Heizkreis

 $Q_{\text{FBH_Bad}}$ Wärmemenge FBH Bad $V_{\text{FBH_Bad}}$ Durchfluss FBH Bad

 $T_{FBH_Bad\ VL}$ Vorlauftemperatur FBH Bad $T_{FBH_Bad\ RL}$ Rücklauftemperatur FBH Bad

Nachheizung

 E_{HZP} Stromverbrauch Heizpatrone Q_{Ofen} Wärmemenge Kaminofen V_{Ofen} Durchfluss Kaminofen

T_{Ofen VL} Vorlauftemperatur Kaminofen
T_{Ofen RL} Rücklauftemperatur Kaminofen

Sonstige

 $T_{Außen}$ Außentemperatur T_{Innen} Raumtemperatur

E_{el Haustechnik} Stromverbrauch Haustechnik



7.3.3 Energiebilanz

Abbildung 61 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Doppelhofer für den gesamten Monitoringzeitraum. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb), einen Heizstab im Puffer (grau) und den Wohnraumofen (rot) statt, bei welchem sowohl der Strahlungsanteil (Differenz aus Heizwert des im Wohnraumofen verbrannten Holzes und der mit dem Absorber des Kachelofens in den Pufferspeicher eingespeisten Wärmemenge), als auch die Wärmeabgabe auf der Wasserseite berücksichtigt wurde. Als Verbraucher treten die Betonteilaktivierung (violett), die Fußbodenheizung und Sprossenheizkörper im Badezimmer (hellblau) und der Warmwasserverbrauch (dunkelblau) auf. Zusätzlich dargestellt ist noch der Strahlungsanteil des Wohnraumofens (rot schraffiert) und die Rückkühlung der Solaranlage (grün schraffiert). Die Bauteilaktivierung war von Februar bis April und anschließend ab Ende September aktiv. Die Beheizung der Fundamentplatte war bisher in die Regelung nicht integriert und konnte nur manuell bedient werden. Dies geschah im Monitoringzeitraum nur zu Testzwecken (vier Mal im März zu insgesamt 10 Stunden), die eingespeiste Wärme in die Fundamentplatte kann also vernachlässigt werden. Eine Aufteilung zwischen Kellerdecke und Erdgeschoßdecke ist mit den vorhandenen Messeinrichtungen nicht möglich. Der Sprossenheizkörper und Fußbodenheizung im Bad waren in allen Monaten bis auf August aktiv. In den Sommermonaten wurde der Pufferspeicher nicht rückgekühlt, die im November und Dezember gemessene Rückkühlung trat durch einen Regelfehler auf, welcher in Kapitel 7.3.5 genauer erläutert wird. Die Nachheizung über den elektrischen Heizstab war nur im November und Dezember aktiv.

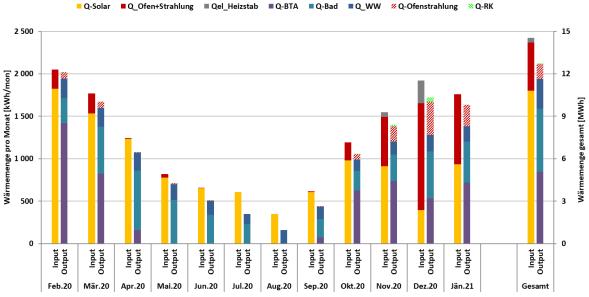


Abbildung 61: Energiebilanz des Solarhauses Doppelhofer (Februar 2020 bis Jänner 2021)

7.3.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 62 bis Abbildung 64) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie die Messergebnisse im Monitoringzeitraum Februar 2020 bis Jänner 2021. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers (Wasseräquivalent bei gleicher



Temperaturdifferenz von 5 K) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

In Abbildung 62 ist der prognostizierte und gemessene spezifische Solarertrag sowie die Globalstrahlung in Kollektorebene angeführt. Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 311,67 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1220 kWh/m² erwartet. Im Betrachtungszeitraum lag der gemessene solare Ertrag mit 277,5 kWh/(m²a) etwa 11% unter dem simulierten Wert. Von Februar bis Oktober 2020 wurde in allen Monaten ein Mehrertrag gemessen, besonders in den Monaten April, Mai, Juni und September (über 60% Mehrertrag). Ab November 2020 zeigt die Ertragskurve einen deutlichen Knick im Vergleich zur Simulation: In den Monaten November (-50%), Dezember (-77%) und Jänner (-50%) wurde signifikant weniger Ertrag gemessen.

Die gemessene Globalstrahlung lag im Betrachtungszeitraum ca. 20% unter dem erwarteten Wert. Aufgrund eines Übertragungsfehlers des Globalstrahlungssensors (Details in Kapitel 7.3.5) fällt die gemessene kumulierte Globalstrahlung etwas niedriger aus als die Tatsächliche. In den Monaten Mai, November, Dezember 2020 und Jänner 2021 lag sie bis zu 70% unter dem prognostizierten Wert. Speziell in den Monaten November, Dezember 2020 und Jänner 2021 wurde vom Bauherrn vermehrt tiefliegender Nebel beobachtet, was auch den schlechten Ertrag in diesen Monaten erklärt. Dies deckt sich auch mit den öffentlich verfügbaren Einstrahlungswerten in der Gegend, welche in den Monaten Mai, November, Dezember und Jänner bis zu -30% Einstrahlung im Vergleich zum langjährigen Mittel zeigen.

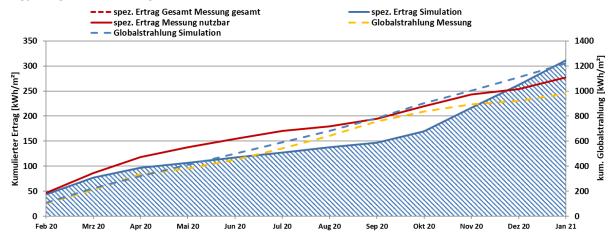


Abbildung 62: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Doppelhofer

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 80,2 % prognostiziert. Abbildung 63 zeigt das Simulationsergebnis (blau) und die Ergebnisse aus der Messung inkl. Ofenstrahlung (rot) und ohne Berücksichtigung der Ofenstrahlung (rosa). Im Betrachtungszeitraum lag der gemessene solare Deckungsgrad inkl. Ofenstrahlung mit 74,4% unter dem erwarteten Wert. Wird die Ofenstrahlung nicht berücksichtigt, wie es auch in der Simulation gehandhabt wird, lag der solare Deckungsgrad bei 80,3%, also ganz knapp über dem erwarteten Wert. In den Monaten Februar bis September konnte der prognostizierte Wert erreicht oder übertroffen werden. In den Monaten Oktober, November, Dezember und Jänner wurde der erwartete Wert unter anderem aufgrund von erhöhtem Verbrauch (Oktober) und reduzierter Einstrahlung (November, Dezember und Jänner) nicht erreicht.



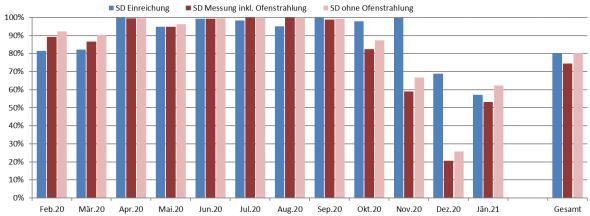


Abbildung 63: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Doppelhofer

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten als auch gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 64 zu entnehmen. Der mit der Simulationsrechnung ermittelte Gesamtwärmeverbrauch wurde zu 15,2 MWh abgeschätzt. Der gemessene Verbrauch stimmte bis November 2020 sehr gut mit dem simulierten Wert überein. In den Monaten November, Dezember und Jänner lag der gemessene Verbrauch teils bis zu 55% (Jänner) unter dem erwarteten Wert. Grund dafür war der verminderte solare Ertrag, weswegen die Raumtemperaturen von den Bewohnern bewusst niedriger gehalten (20°C-21°C statt 22°C-24°C) wurden. Insgesamt lag der Verbrauch inkl. Ofenstrahlung ca. 16% unter dem prognostizierten Wert.

Aufgeteilt in Warmwasser- und Heizwärmeverbrauch, lag der Warmwasserverbrauch, unter anderem aufgrund von weniger Personen im Haus als angenommen, ca. 50% unter dem erwarteten Wert. Der Heizwärmeverbrauch lag nur 4% niedriger als prognostiziert. Besonders in den Monaten April (+130%), Mai (+300%) und September (+400%) lag der Heizwärmebedarf signifikant höher, was unter anderem auch ein Grund für den erhöhten Solarertrag in diesen Monaten war.

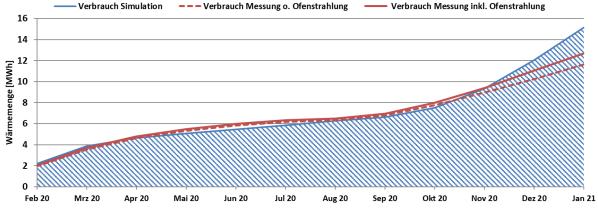


Abbildung 64: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Solarhauses Doppelhofer



7.3.5 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.

Abbildung 65 zeigt die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte sowie Ventilstellungen und Puffersignale an einem einstrahlungsreichen Wintertag (28.02.2020). Abbildung 66 zeigt die dazugehörigen Pufferspeichertemperaturen sowie die Betonkreistemperaturen. Von ca. 09:00 bis 11:00 Uhr wurde über die Solaranlage in die Bauteilaktivierung eingespeist. Beide Pumpen (PU_BTA und PU_Solar) waren aktiv und die Ventilstellung (VEN_BTA/Puffer) stand auf 0 (vgl. Abbildung 59). Der warme Vorlauf aus der Solaranlage speiste über den internen Wärmetauscher den Pufferspeicher und anschließend wurden mit dem Rücklauf aus dem Puffer die Bauteile beladen. Die Schichtung des Pufferspeichers im oberen Bereich wurde dadurch nicht beeinflusst. Aufgrund der Rücklauftemperatur aus der Betonteilaktivierung von ca. 21°C konnte der Solarkollektor in diesem Modus sehr effizient betrieben werden und es ist keine Optimierung notwendig. Anschließend wurde von 11:00 bis 13:00 Uhr ausschließlich der Pufferspeicher beladen. Es war nur die Solarpumpe aktiv und das Umschaltventil (VEN BTA/Puffer = 1) wurde umgestellt, um einen zusätzlichen Durchfluss über die Beimischschaltung der Bauteilaktivierung zu vermeiden. Durch die alleinige Pufferbeladung konnten aufgrund der Rücklauftemperaturen dem Pufferspeicher höheren aus (je nach Pufferspeichertemperatur 37°C bis 50°C) auch höhere Vorlauftemperaturen erreicht werden. Der Pufferspeicher wurde auf ca. 53°C erwärmt. Anschließend wurde wieder der Betonkreislauf (mit)gespeist.



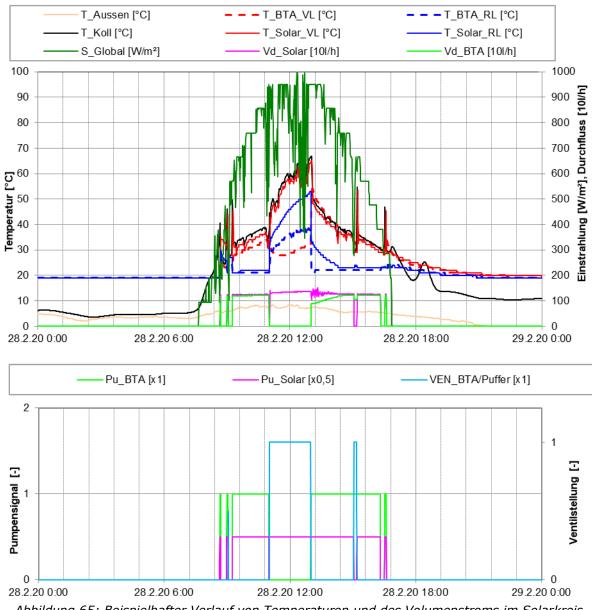


Abbildung 65: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur (oben) und Ventilstellung sowie Pumpensignale (EIN = 0,5 (PU_Solar), 1 (PU_BTA)) (unten) an einem einstrahlungsreichen Wintertag (28.02.2020)

Abbildung 67 zeigt die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Betonkreislaufs (oben) sowie die Auswirkung auf die Betonkerntemperaturen (unten). Die Bauteile wurden mit einer Vorlauftemperatur (vor der Beimischschaltung) von 28°C bis 38°C (Vormittag) bzw. von 50°C bis 30°C (Nachmittag) gespeist. Die Bauteiltemperatur in der Decke (T_BTA_D_EG) stieg in Folge dessen um 0,8 K (22,5°C auf 23,3°C) und die Temperatur im Fußboden (T_BTA_FB_EG) um 0,45 K (20,75°C auf 21,2°C) an.

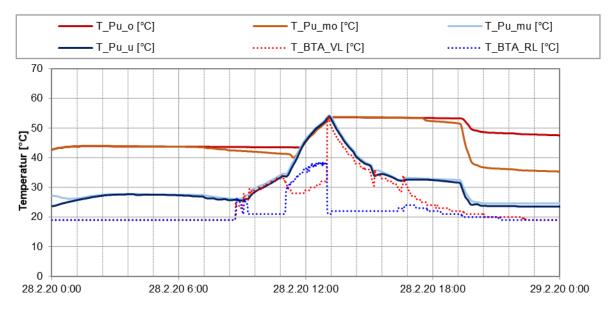


Abbildung 66: Verlauf der Pufferspeichertemperaturen sowie Temperaturen im Betonteilkreislauf (28.02.2020)

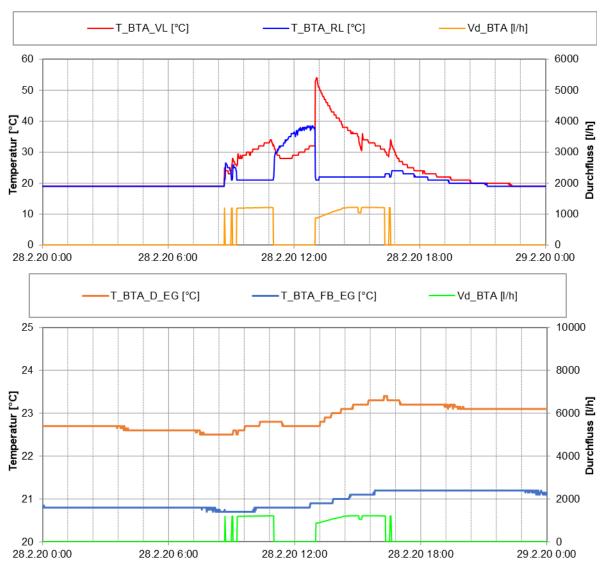


Abbildung 67: Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms des Betonkreislaufs (oben) sowie Betonkerntemperaturen (unten) (28.02.2020)



Der Bad-Kreislauf (Heizkörper + FBH) wurde je nach Pufferspeichertemperatur auf einer Vorlauftemperatur (vor Beimischschaltung) von 28°C bis 52°C betrieben (vgl. Abbildung 68). Abbildung 69 zeigt den Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms des Warmwasserkreislaufs. Über den Tag kam es vermehrt zu kleineren Warmwasserentnahmen, je nach Pufferspeichertemperaturen meist bei einer Vorlauftemperatur von 40°C. Eine größere Warmwasserentnahme um ca. 19:00 Uhr ist auch durch den Abfall der Pufferspeichertemperaturen zum gleichen Zeitpunkt erkennbar.

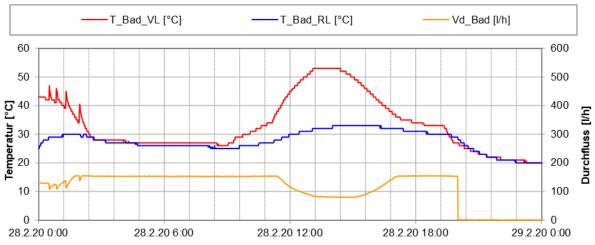


Abbildung 68: Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms des Bad-Heizkreises (28.02.2020)

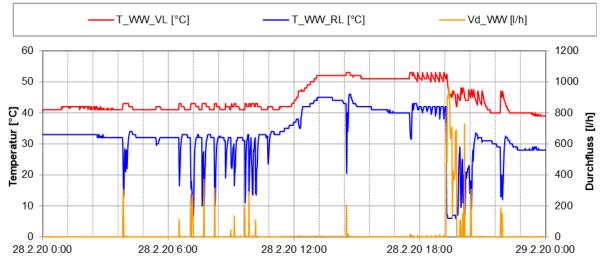


Abbildung 69: Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms des Warmwasserkreislaufs (28.02.2020)

Abbildung 70 zeigt die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur, die Globalstrahlungswerte sowie die Pufferspeichertemperaturen an einem einstrahlungsreichen Sommertag (27.07.2020). Die Solaranlage speiste bis ca. 16:00 in den Pufferspeicher ein. Die Temperatur im Pufferspeicher stieg in Folge dessen auf 80°C an (Betriebszustand "Ladung Pufferspeicher Solar", Abbildung 58). Sehr gut ersichtlich ist hier der in Kapitel 7.3.4 erwähnte Übertragungsfehler des Globalstrahlungssensors. Es konnten nur Werte in ca. 95 W/m²-Schritten übertragen werden. Der Fehler für die Übertragung konnte im Monitoringzeitraum nicht behoben werden, hat aber auch keinen Einfluss auf die Performance des Systems.



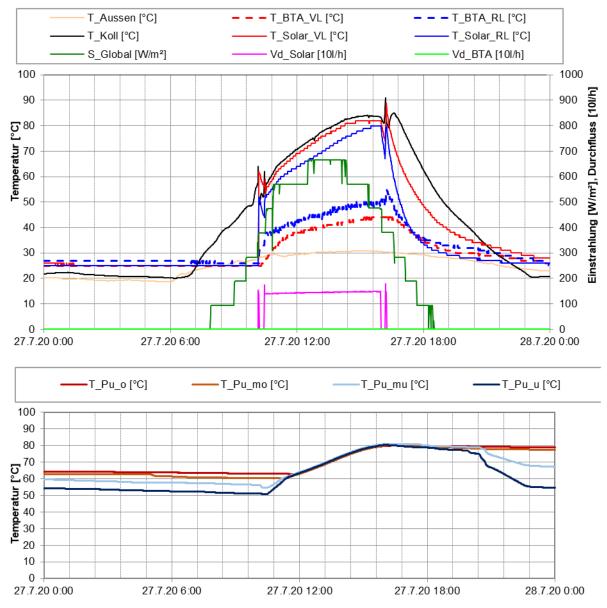


Abbildung 70: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur (oben) und Temperaturverlauf des Pufferspeichers (unten) an einem einstrahlungsreichen Sommertag (27.07.2020)

Auch in den Sommermonaten (mit Ausnahme August) wurde der Bad-Heizkreislauf (Sprossenheizkörper) versorgt (vgl. Abbildung 71). Von 20:30 bis 22:30 Uhr wurde der Kreislauf aus dem Pufferspeicher bespeist. Zusätzlich zum Warmwasserverbrauch sorgte der Temperaturabfall im Pufferspeicher durch die Nutzung des Bad-Kreislaufs dafür, dass in diesen Monaten kaum bis gar keine Stagnation der Solaranlage auftrat.



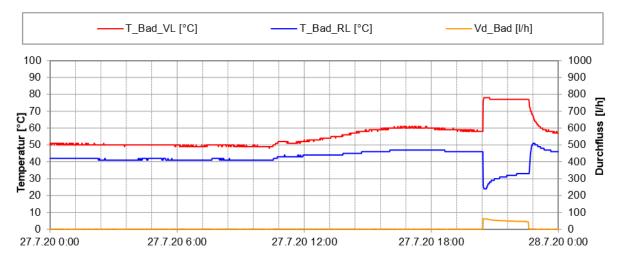


Abbildung 71: Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms des Bad-Heizkreises (27.07.2020)

Abbildung 72 zeigt den Verlauf der Pufferspeichertemperaturen und Betonkreistemperaturen sowie die elektrische Leistung des Heizstabes (oben) und die Temperaturverläufe und den Volumenstrom des Solarkreislaufs, die Kollektortemperatur und die Globalstrahlungswerte an einem einstrahlungsarmen Tag (27.11.2020). Abbildung 73 zeigt die dazugehörigen Ventilstellungen und Pumpensignale. Die Einstrahlungswerte lagen den ganzen Tag unter 95 W/m², womit der Globalstrahlungssensor aufgrund des Übertragungsfehlers den ganzen Tag keine Globalstrahlung anzeigte. Der Ofen belud ab ca. 07:00 Uhr mit einer Vorlauftemperatur ca. 60°C und einem Volumenstrom von 100 l/h bis 200 l/h den Pufferspeicher (vgl. Abbildung 75). Dadurch stieg die Temperatur im Pufferspeicher leicht an. Die Bauteilaktivierung wurde in diesem Zeitraum fünfmal für jeweils fünf Minuten aus dem Pufferspeicher versorgt. Das Umschaltventil schaltete dabei auf 1 um, was die Beladung der Bauteilaktivierung aus dem Pufferspeicher möglich machte (vgl. Abbildung 60). Die Decke im Erdgeschoß wurde mit einer Vorlauftemperatur von ca. 25°C gespeist, was einen Anstieg der Bauteiltemperatur von 1,3 K (22,5°C auf 23,8°C) zur

Um 12:20 Uhr wurde manuell der Heizstab im Pufferspeicher aktiviert. Durch die Aktivierung des Heizstabes und die Nachheizung über den Ofen stiegen die oberen beiden Temperaturen im Pufferspeicher auf 78°C an. Mit der manuellen Aktivierung des Heizstabes wurde auch die Beheizung der Erdgeschoßdecke aktiviert. Aufgrund eines Regelfehlers wurde zwar die Bauteilaktivierungspumpe eingeschalten, nicht aber das Umschaltventil korrekt gestellt. Das Ventil stand während der Beladung auf "0" (vgl. Abbildung 73) wodurch die Bauteilkreis-Umwälzpumpe (PU_BTA) zwar Wärme aus dem Pufferspeicher entnahm, aber der Rücklauf aus der Bauteilaktivierung wie in Abbildung 59 über den Solarkollektor zurück in den Pufferspeicher geleitet. Das führte zu einer unerwünschten Rückkühlung der unteren Hälfte des Pufferspeichers über den Solarkollektor, welcher sprunghaft von 11°C auf 21°C erwärmt wurde (vgl. T_Koll). Dieses Fehlverhalten wurde an Bauherrn und Planer kommuniziert.

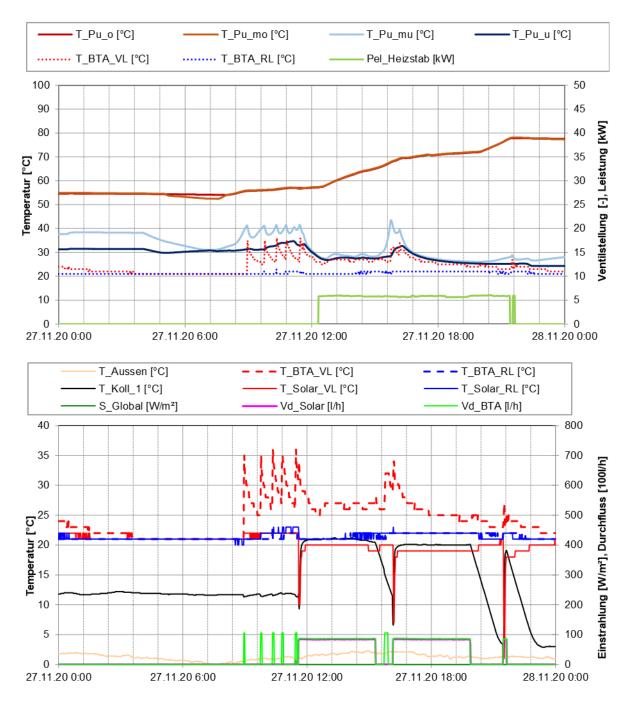
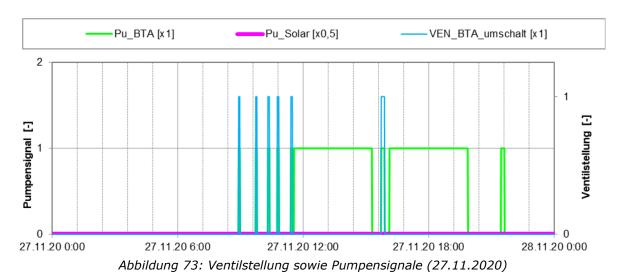


Abbildung 72: Temperaturverlauf des Pufferspeichers zuzüglich Betonteilkreislauftemperaturen und elektrische Leistung (oben) und Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur (unten) an einem einstrahlungsarmen Wintertag (27.11.2020)



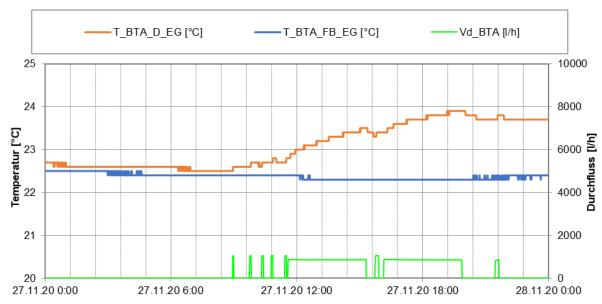


Abbildung 74: Verlauf der Betonkerntemperaturen sowie Betonkreisvolumenstrom (27.11.2020)

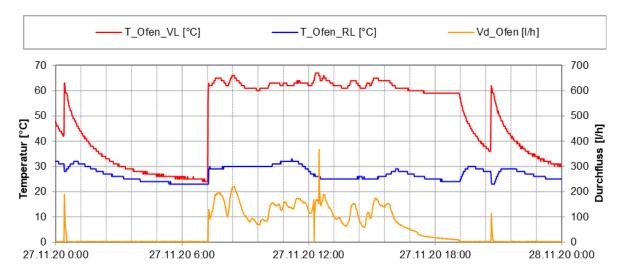


Abbildung 75: Verlauf der Temperaturen und des Volumenstroms des Nachheizungskreislaufs (27.11.2020)



Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 76 und Abbildung 77 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar, BTA, Nachheizung und WW, Bad-Kreislauf) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt.

Die Solaranlage belud den Pufferspeicher auf einem Temperaturniveau von 25°C bis 90°C. Im Bereich 25°C bis 40°C wurde verstärkt nach der Pufferladung in die Betonteilaktivierung eingespeist. Dies ist gut an den ähnlich gelagerten Peaks erkennbar. Der Rücklauf der Betonteilaktivierung lag im gewichteten Mittelwert bei 22,3°C, was sich positiv auf die Kollektoreffizienz auswirkt. Der Ofen speiste im gewichteten Mittelwert auf einem Niveau von 63°C in den Pufferspeicher ein. Auf der Verbraucherseite wurde das Warmwasser (vor Beimischung) und der Bad-Kreislauf (vor Beimischung) je nach Pufferspeichertemperatur auf einem Niveau von 58,5°C (WW) und 51,2°C (Bad) versorgt.

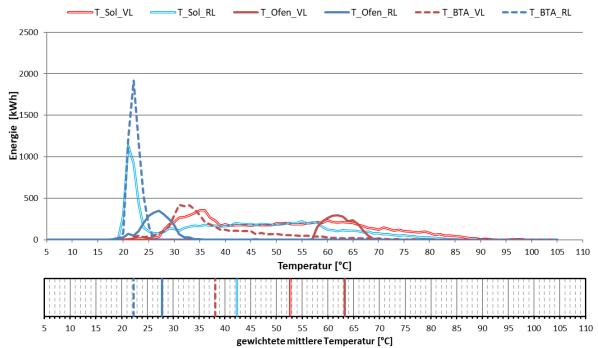


Abbildung 76: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) des Solar-, Bauteil- und Nachheizkreislaufs (Februar 2020 bis Jänner 2021)

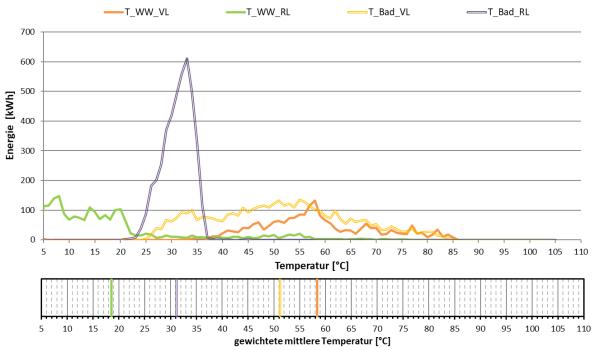


Abbildung 77: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) des Warmwasser-, und Badheizungskreislaufs (Februar 2020 bis Jänner 2021)

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 78). Dargestellt sind in Abbildung 78 die Stundenmittelwerte der Raumtemperatur bei aktiver Raumheizung (Bauteilaktivierung und Wohnraumofen). Hierbei ist festzustellen, dass die Raumtemperaturen praktisch ausschließlich im Bereich hoher Behaglichkeit (gelber Hintergrund) liegen. Die Häufigkeitsverteilung in Abbildung 78 rechts zeigt, dass fast ausschließlich Temperaturen größer 21°C auftreten. Meist liegt die Raumtemperatur bei aktiver Raumheizung zwischen 22°C und 24°C. Temperaturen über 26°C treten nicht auf.

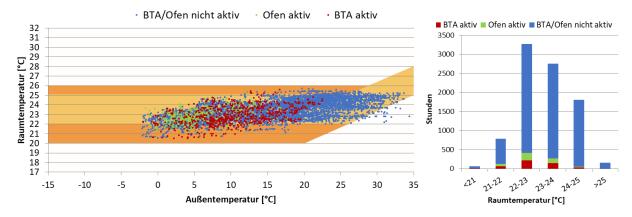


Abbildung 78: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) (Februar 2020 bis Jänner 2021)

Abbildung 79 zeigt die Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen über der Außentemperatur aufgetragen (links) sowie die Häufigkeitsverteilung der Kerntemperaturen (rechts). Die Temperaturen in der Erdgeschoßdecke lagen speziell auch bei kalten Außentemperaturen meist zwischen 22°C und 26°C. Die Temperaturen in der Zwischendecke zwischen Untergeschoß und Erdgeschoß lagen bei kälteren



Außentemperaturen zwischen 20°C und 24°C und somit niedriger als die Temperaturen in der Decke. Dies suggeriert, dass die Beheizung der Decke der Beheizung der Zwischendecke bevorzugt wurde. Die Temperaturen im Fundament, welches kaum beheizt wurde, lagen zwischen 17°C und 23°C.

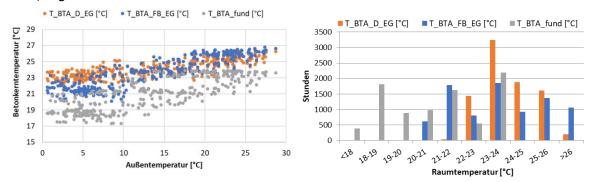


Abbildung 79: Tagesmittelwerte der Betonkerntemperaturen aufgetragen über den Außentemperaturen (links), Häufigkeitsverteilung der Betonkerntemperaturen (rechts) (Februar 2020 bis Jänner 2021)

7.3.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und zufriedenstellend bei guten spezifischen solaren Erträgen und einem guten solaren Deckungsgrad von 74,4% bezeichnet werden. Die schlechteren Einstrahlungswerte können zum Teil auf die fehlerhafte Übertragung des Globalstrahlungssensors zurückgeführt werden. Speziell im November 2020 und Dezember 2020 lag die Einstrahlung signifikant unter dem langjährigen Mittelwert, was auch den schlechteren Solarertrag und den verminderten solaren Deckungsgrad gegenüber der Simulation in diesen Monaten erklärt.

Im Bereich der Solaranlage konnte als einziges Optimierungspotential die unerwünschte Rückkühlung bei der manuellen Aktivierung des Heizstabes festgestellt werden. Da die manuelle Aktivierung jedoch nur eine Notlösung in langen, kalten Schlechtwetterperioden darstellt, ist dieses Problem im bisherigen Monitoringzeitraum nur einmal aufgetreten. Der Bauherr und Planer wurden über den Fehler informiert.

Die Beheizung der Fundamentplatte war im Monitoringzeitraum noch nicht in die Regelung eingebunden und kann ebenfalls nur manuell aktiviert werden. Eine Einbindung ist vor der nächsten Heizperiode geplant. Eine frühzeitige Erwärmung der Fundamentplatte (ab Mitte September) wird vom Team der Begleitforschung empfohlen und ist vorgesehen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe sowie die berechneten Kennzahlen aus den Messdaten eine effiziente Betriebsweise bei hoher Behaglichkeit zeigen.



7.4 Solarhaus Inschlag, Stmk.

7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u> Solarhaus Inschlag

<u>Adresse:</u> 8252 Waldbach-Mönichwald

spez. HWB (lt. Energieausweis): 30,1 kWh/m²a

BGF: 214 m²

<u>Bruttokollektorfläche:</u> 27,5 m² Flachkollektor (Sonnenkraft SKR500)

15 m² Garten 12.5 m² Terrasse

<u>Aperturkollektorfläche:</u> 25,3 m²

Neigung: 60°

Energiespeichervolumen:

Nachheizungssystem:

Azimut-Ausrichtung: Garten: 180° (Süd)

Terrasse: 200° (Süd-West)
2x 1.500 Liter Pufferspeicher
Kaminofen (11 kW wasserseitig)

elektr. Heizstab (3 kW)

Solarer Deckungsgrad: 89% (Messung)

Spezifischer Solarertrag: 423,3 kWh/m²a (Messung, bezogen auf die

Aperturfläche)

Projektstatus: Monitoringperiode beendet mit Oktober 2022

Zuständigkeit Begleitforschung: AEE INTEC

Beim Solarhaus Inschlag handelt es sich um ein Sanierungsobjekt mit 214 m² Brutto-Grundfläche. Das Gebäude soll zum überwiegenden Teil (76 % lt. Einreichung) von einer 27,5 m² großen Solaranlage versorgt werden, welche einerseits im Hang und andererseits auf der Terrasse aufgeständert ist. Als Energiespeicher dienen zwei parallel verschaltete 1.500 Liter Pufferspeicher, aus denen der Warmwasserbedarf und auch die Fußbodenheizung versorgt werden. Als Nachheizung dienen ein hydraulisch integrierter Wohnraumofen im Erdgeschoß sowie ein elektrischer Heizstab in einem der beiden Pufferspeicher.

Abbildung 80 zeigt die Südansicht des Gebäudes. Abbildung 81 zeigt die Grundrisse von Erd- und Obergeschoss entsprechend Einreichplan inklusive der Position der Raumtemperaturfühler.



Abbildung 80: Südansicht des Solarhauses Inschlag (Quelle: Bauherr)
AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

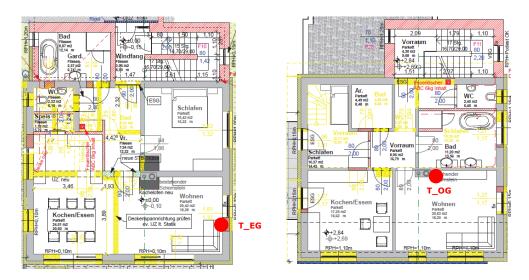


Abbildung 81: Grundriss EG (links) und Grundriss OG (rechts) des Solarhauses Inschlag inkl. Position der Raumtemperaturfühler (Quelle: Einreichplan)

7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Inschlag ist als Blockschaltbild in Abbildung 82 dargestellt. Die zwei Kollektorfelder speisen über einen externen Wärmetauscher und über Schichtladelanzen in zwei parallel verschaltete Pufferspeicher ein. Über ein Fünf-Wege-Mischventil werden die zwei Fußbodenheizkreise immer mit der optimalen Vorlauftemperatur aus beiden Pufferspeichern versorgt. Das Warmwasser für das Frischwassermodul kann über ein Drei-Wege- und ein Vier-Wege-Mischventil ebenfalls aus beiden Pufferspeichern bezogen werden. Es ist keine Zirkulationsleitung vorhanden. Als Nachheizung dient einerseits ein Wohnraumofen, der in Pufferspeicher 1 einspeist und eine Heizpatrone in Pufferspeicher 2.

Fünf Wärmemengenzähler, 2 Stromzähler, 22 Temperatursensoren, 2 Ventilstellungen und 1 Globalstrahlungssensor in Kollektorebene bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

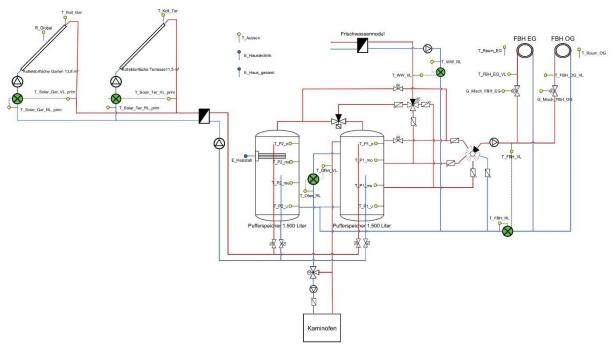


Abbildung 82: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Inschlag (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

R_{Global} Globalstrahlung in Kollektorebene (Garten)

T_{Koll_Gar} Kollektortemperatur (Garten)

 $T_{Solar_Gar_pri_VL}$ Vorlauftemperatur Solar Garten Primärkreis $T_{Solar_Gar_pri_RL}$ Rücklauftemperatur Solar Garten Primärkreis

 $Q_{Solar_Gar} \hspace{1cm} W\"{a}rmemengenz\"{a}hler \hspace{0.1cm} Solar \hspace{0.1cm} Garten$

 V_{Solar_Gar} Durchfluss Solar Garten

T_{Koll_Ter} Kollektortemperatur (Terrasse)

 $T_{Solar_Ter_pri_VL} \hspace{1cm} Vorlauftemperatur Solar Terrasse Primärkreis \\ T_{Solar_Ter_pri_RL} \hspace{1cm} R\"{u}cklauftemperatur Solar Terrasse Primärkreis$

Q_{Solar Ter} Wärmemengenzähler Solar Terrasse

 V_{Solar_Ter} Durchfluss Solar Terrasse

<u>Pufferspeicher</u>

 T_{P1} o Puffertemperatur 1 oben Puffertemperatur 1 mitte oben $T_{P1\ mo}$ Puffertemperatur 1 mitte unten T_{P1 mu} Puffertemperatur 1 unten T_{P1} u Puffertemperatur 2 oben T_{P2} o Puffertemperatur 2 mitte oben T_{P2 mo} Puffertemperatur 2 mitte unten $T_{P2\ mu}$ Puffertemperatur 2 unten T_{P2_u}

Nachheizung

Q_{Ofen} Wärmemengenzähler Wohnraumofen

V_{Ofen} Durchfluss Wohnraumofen

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien



 T_{Ofen_VL} Vorlauftemperatur Wohnraumofen T_{Ofen_RL} Rücklauftemperatur Wohnraumofen

E_{Heizstab} Stromzähler Heizstab

Warmwasserbereitung

Q_{ww} Wärmemengenzähler Warmwasser

V_{ww} Durchfluss Warmwasser

 T_{WW_VL} Vorlauftemperatur Warmwasser T_{WW_RL} Rücklauftemperatur Warmwasser

Raumheizung

Q_{FBH} Wärmemengenzähler Fußbodenheizung

V_{FBH} Durchfluss Fußbodenheizung

T_{FBH_VL} Vorlauftemperatur Fußbodenheizung
T_{FBH_RL} Rücklauftemperatur Fußbodenheizung

 $T_{\text{FBH_EG_VL}}$ Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Erdgeschoß $T_{\text{FBH_OG_VL}}$ Vorlauftemperatur Fußbodenheizung Obergeschoß

VEN_{Misch_FBH_EG} Mischventil Fußbodenheizung Erdgeschoß
VEN_{Misch_FBH_OG} Mischventil Fußbodenheizung Obergeschoß

Sonstiges

T_{Aussen} Außentemperatur

 T_{Raum_EG} Raumtemperatur Wohnraum Erdgeschoß T_{Raum_OG} Raumtemperatur Schlafraum Obergeschoß

E_{Technik} Technikstromzähler
E_{Haushalt} Haushaltsstromzähler

7.4.3 Energiebilanz

Abbildung 83 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Inschlag. Der Wärmeintrag findet über die Solaranlage (gelb - Garten und orange - Terrasse), den elektrischen Heizstab (grau) und den Wohnraumofen (grün), bei welchem sowohl der Strahlungsanteil (Differenz aus Heizwert des im Wohnraumofen verbrannten Holzes und der mit dem Absorber des Kachelofens in den Pufferspeicher eingespeisten Wärmemenge), als auch die Wärmeabgabe auf der Wasserseite berücksichtigt wurde, statt. Als Verbraucher treten die Warmwasserbereitung (rot) und die Fußbodenheizung (violett) auf. Zusätzlich dargestellt ist noch der Strahlungsanteil des Wohnraumofens (grün schraffiert). Die Solaranlage konnte in allen Monaten den Großteil des Wärmebedarfs abdecken. Der Wohnraumofen wurde im Dezember und Jänner verstärkt und in den Monaten November, Februar, März, April und Oktober selten genutzt. Der elektrische Heizstab war von November bis April in Betrieb. Der Heizstab wurde nur manuell bedient und ist nicht in die Regelung eingebunden. Die Fußbodenheizung war auch in den Sommermonaten aktiv und versorgte ausschließlich das Badezimmer.



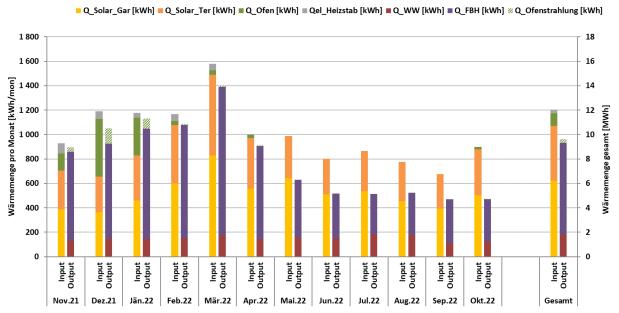


Abbildung 83: Energiebilanz des Solarhauses Inschlag (November 2021 bis Oktober 2022)

7.4.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 84 bis Abbildung 86) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Das Solarhaus Inschlag wurde - im Gegensatz zu den meisten anderen Solarhäusern - mit Hilfe des wissenschaftlichen Simulationsprogramm TRNSYS simuliert. Dabei wurden bereits in der Auslegung erhöhte Raumtemperaturen von 22°C-23°C für die Wohnräume (21°C lt. Norm) und 26°C für das Badezimmer berücksichtigt.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 401 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1195 kWh/m² erwartet. In Abbildung 84 sind neben den Simulationsergebnissen (blau) auch die Messwerte dargestellt. Die gemessene solare Einstrahlung liegt leicht über der Prognose. Die Ergebnisse für den solaren Ertrag liegen ebenso etwas über der Prognose. Die Monate Februar und März waren mit +31% und +43% die Monate mit dem meisten Mehrertrag. Grund dafür waren bessere Einstrahlungswerte (+12% und +22%) sowie der Mehrverbrauch im März. September und Oktober waren mit -25% und -10% die Monate mit der größten negativen Abweichung vom Prognosewert. Grund dafür war der warme Herbst und daraus folgend weniger (Heizwärme-)Verbrauch.



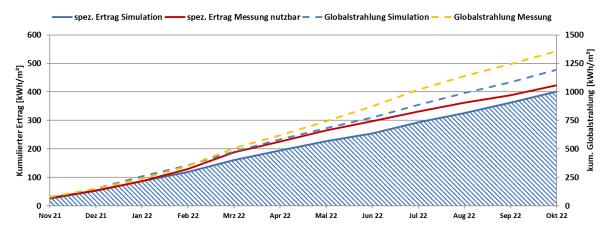


Abbildung 84: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Inschlag

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 76 % prognostiziert. In den Monaten April bis Oktober liegen die prognostizierten Monatswerte bei über 90 % (Abbildung 85). Es konnte in allen Monaten der Monitoringperiode der erwartete solare Deckungsgrad erreicht oder übertroffen werden. In den Monaten Februar bis Oktober wurden solare Deckungsgrade über 90% gemessen. Insgesamt konnte über das Jahr ein solarer Deckungsgrad von 89% erreicht werden. Durch die einerseits geringen Betriebszeiten des Wohnraumofens bzw. andererseits des kleinen Anteils an Strahlungswärme, hat die Einbeziehung des Strahlungsanteils in die Bestimmung des solaren Deckungsgrads wenig Auswirkung.

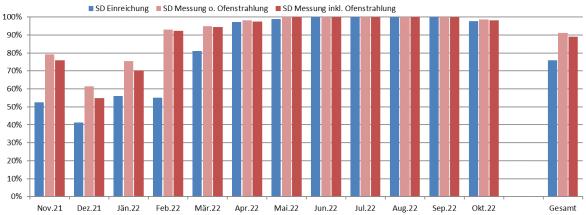


Abbildung 85: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Inschlag

Der mit der Simulationsrechnung ermittelte Gesamtwärmeverbrauch wurde zu 9,4 MWh abgeschätzt. kumulierte Verlauf prognostizierten Der der und Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 86 zu entnehmen. Der tatsächliche Verbrauch liegt geringfügig über der Prognose. In den Monaten November bis März wurde ein Schlafzimmer im Obergeschoß aufgrund des Komforts einer pflegebedürftigen Person elektrisch beheizt. Dieser Wärmeintrag wurde nicht vermessen und hatte zur Folge, dass aufgrund der Einzelraumregelung der Fußbodenheizung über Raumthermostate, die Fußbodenheizung in diesem Raum nicht aktiv war. Dadurch lag in diesen Monaten der Verbrauch unter dem erwarteten Wert. Durch das Beheizen des Badezimmers in den Sommermonaten stieg der Verbrauch in diesem Zeitraum stark an. Somit wurde am Ende der Monitoringperiode mit 9,6 MWh ein geringfügiger Mehrverbrauch gemessen.



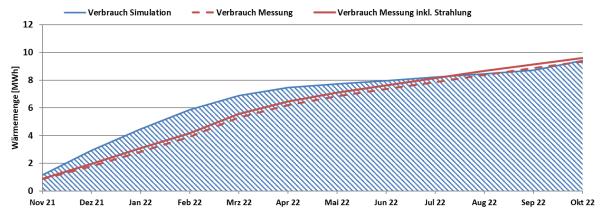


Abbildung 86: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Solarhauses Inschlag

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.

Die folgenden zwei Abbildungen (Abbildung 87 und Abbildung 88) zeigen die Pufferspeichertemperaturen und sämtliche Durchflüsse im System an zwei einstrahlungsarmen Tagen im November. Ein Beladen der Pufferspeicher durch die Solaranlage war an beiden Tagen nicht möglich. Die Verbraucher Fußbodenheizung sowie Warmwasserbereitung waren über die zwei Tage immer wieder aktiv und leerten die Pufferspeicher.

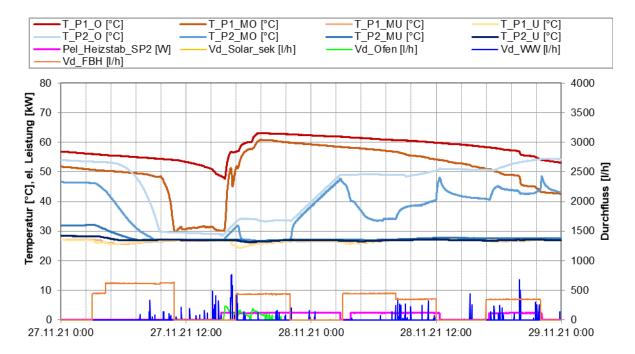


Abbildung 87: Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und sämtlicher Volumenströme im System sowie die elektrische Leistung des Heizstabes an zwei einstrahlungsarmen Tagen im November (27.11. – 28.11.2021)

Der Wohnraumofen speiste am ersten Tag für 5 h mit einer Vorlauftemperatur zwischen 60°C bis 75°C den ersten Pufferspeicher (vgl. Abbildung 88). Die oberen zwei



Speichertemperaturen stiegen auf über 60°C an. Zur selben Zeit wurde auch die Heizpatrone manuell zu Testzwecken aktiviert. Die Pufferspeichertemperaturen zeigen, dass die Fußbodenheizung anschließend über Pufferspeicher 2 – also vom Heizstab – versorgt wurde. Dadurch konnte der obere Bereich in Pufferspeicher 1 als Vorhaltevolumen für die Warmwasserbereitung warmgehalten werden. Eine Einbindung in die Regelung wird vom Bauherrn als nicht notwendig empfunden und auch nach Beendigung der Monitoringperiode nicht erwünscht. Der gleichzeitige Betrieb von elektrischem Heizstab und Ofen wurde auch vom Begleitforschungsteam nicht empfohlen. Ein manueller Betrieb des Heizstabes nach Bedarf– wenn der Ofen nicht beheizt wird – stellt jedoch kein Problem dar.

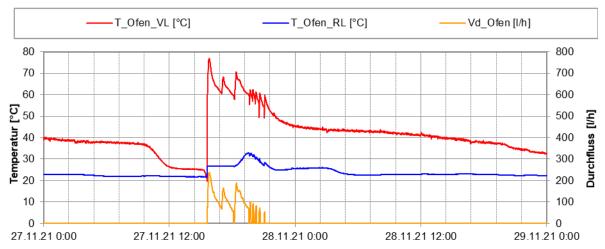


Abbildung 88: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss des Wohnraumofens an zwei einstrahlungsarmen Tagen im November (27.11. – 28.11.2021)

Die folgenden zwei Abbildungen (Abbildung 89 und Abbildung 90) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Wintertag. Die Solaranlage produzierte Wärme auf einem Temperaturniveau von bis zu 60 °C und brachte diese in beide Pufferspeicher ein. Die Pufferspeichertemperaturen stiegen alle auf über 50°C an. Die Vorlauftemperatur des primären Solarkreises Terrasse (T_Solar_Ter_VL, rot) lag teilweise 1-2 K über der Kollektortemperatur (T_Koll_Ter, schwarz). Dies stellt kein großes Problem dar, sollte aber in der Regelungsstrategie berücksichtigt werden. Durch das häufigere Umschalten zwischen der Beladung der zwei Pufferspeicher ändert sich auch die Rücklauf- und Vorlauftemperatur öfters.



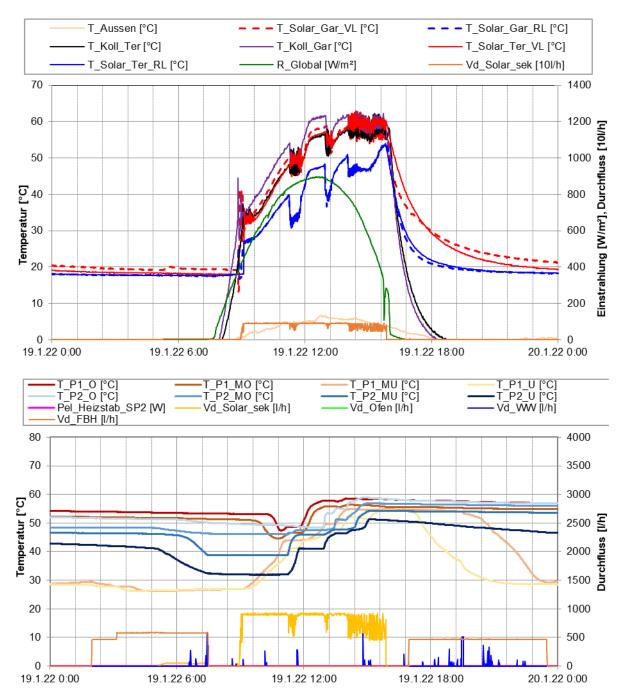


Abbildung 89: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur (oben) sowie des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und sämtlicher Volumenströme im System (unten) an einem einstrahlungsreichen Wintertag (19.01.2022)

Die Fußbodenheizung war von 2:00 bis 7:30 Uhr und von 17:00 - 23:30 Uhr aktiv. Dabei wurden die Heizkreise mit einer Vorlauftemperatur von 30°C bis 33°C betrieben. Die Rücklauftemperatur lag je nach Heizkreis bei 26°C bis 28°C. Es konnte kein Optimierungspotential festgestellt werden.

Betrieb der Warmwasserbereitung unauffällig, ist generell wobei die Rücklauftemperatur (gemessen zwischen Pufferspeicher und Frischwassermodul) leicht erscheint. Eine Reduktion des Durchflusses könnte eine niedrigere Rücklauftemperatur und damit eine noch höhere Effizienz der Solaranlage bewirken.

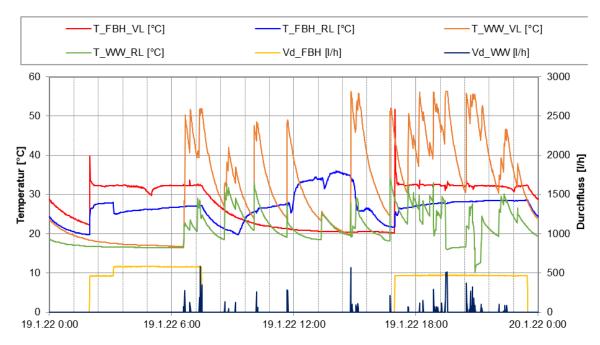


Abbildung 90: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und Durchfluss von Fußbodenheizung und Warmwasserbereitung an einem einstrahlungsreichem Wintertag (19.01.2022)

Abbildung 91 zeigt den Betrieb der Solaranlage an 6 Tagen in der Übergangszeit und zeigen den Betrieb des Systems in einer einstrahlungsarmen Zeit. Die ersten zwei Tage hatten eine Außentemperatur von knapp 20°C und eine gute Einstrahlung von rund 900 W/m². Die Solaranlage speiste mit teilweise bis zu 80°C in die Pufferspeicher ein. Die darauffolgenden Tage waren kühler (unter 10°C) mit sehr geringer Einstrahlung. Die Pufferspeicher versorgten Fußbodenheizung und Warmwasserbereitung vollständig für 4 Tage bis wieder größere Mengen an Solarwärme zur Verfügung standen. Die Pufferspeichertemperaturen sanken zwischenzeitlich ca. 60°C ab. Eine Nachheizung war nicht notwendig.



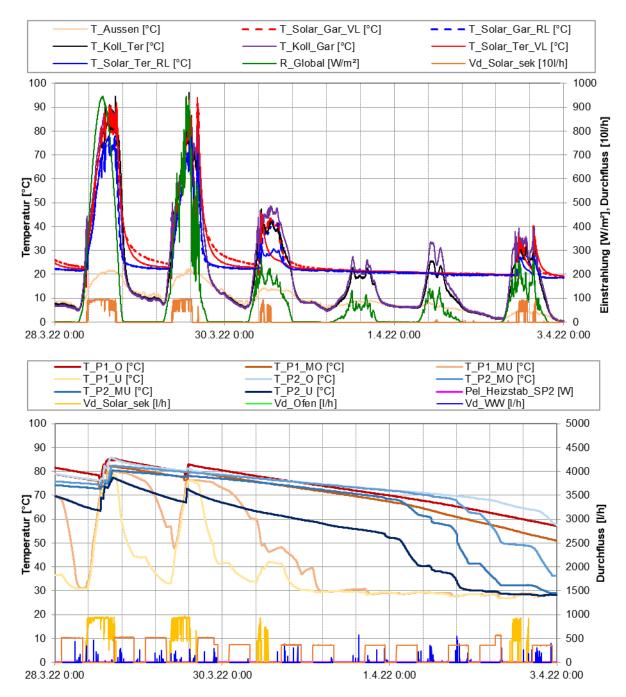


Abbildung 91: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur (oben) sowie des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und sämtlicher Volumenströme im System (unten) an 6 Tagen in der Übergangszeit (28.03. – 02.04.2022)

In Abbildung 92 ist einer der drei Tage innerhalb der Monitoringperiode dargestellt, an dem die Solaranlage in Stagnation ging. Da über den ganzen Sommer hinweg die Fußbodenheizung im Badezimmer jeweils morgens für 4 h und abends für 6 h versorgt wurde, konnte eine Stagnation der Solaranlage fast komplett verhindert werden.

Die Solaranlage stagnierte einen halben Tag bei rund 145 °C. Am späten Nachmittag (gegen 17:30 Uhr) konnte die Solaranlage durch gesunkene Einstrahlung und dadurch geringere Kollektortemperatur sowie durch die Aktivierung der Fußbodenheizung nochmal einmal kurz in Betrieb gehen. Der Betrieb ist vorbildhaft. Die Solaranlage befüllte sich nach Absinken der Kollektortemperaturen wieder selbstständig. Eine zusätzliche Rückkühlung der Pufferspeicher ist durch den Betrieb der Fußbodenheizung nicht notwendig.

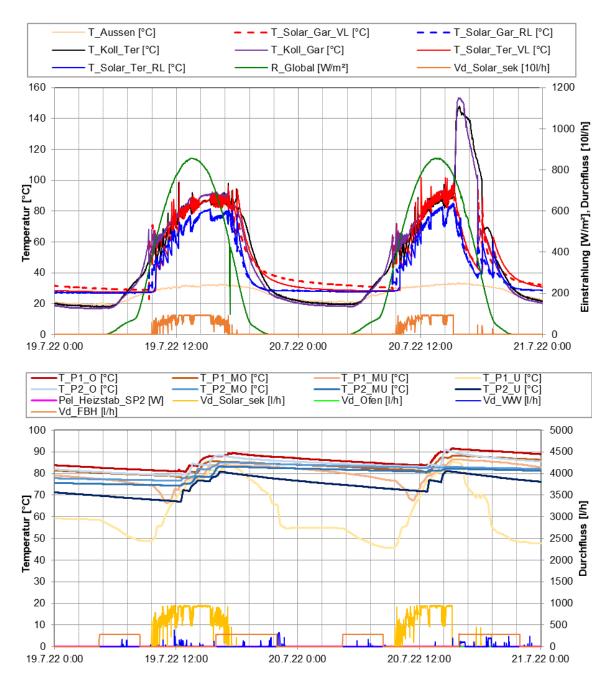


Abbildung 92: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der Globalstrahlung und der Außentemperatur (oben) sowie des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und sämtlicher Volumenströme im System (unten) an einem Tag mit Stagnation (20.07.2022)

Als weiterführende Analyse sind in Abbildung 93 und Abbildung 94 Darstellungen der einzelnen Wärmemengen (Solar, Nachheizung, Fußbodenheizung, Warmwasser) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die beiden Kollektorfelder liefern Wärme auf einem sehr breiten Temperaturband (30°C bis 90°C). Durch die Möglichkeit, diese über die internen Schichtladelanzen in die Pufferspeicher einzuschichten, stellt das kein Problem dar. Der gewichtete Mittelwert liegt bei 60°C (Kollektorfeld Terrasse) bzw. 57°C (Kollektorfeld Garten). Dem entsprechend zeigen auch die solare Rücklauftemperaturen ein beinahe ebenso breites Temperaturband, wobei der gewichtete Mittelwert bei ca. 47°C (Kollektorfeld Garten) bzw. 49°C (Kollektorfeld Terrasse) liegt. Die Nachheizung (Wohnraumofen) bedient ausschließlich den oberen Bereich des Pufferspeichers mit Temperaturen zwischen 60°C und 75°C. Die Vorlauftemperatur der Warmwasserbereitung



(orange) in Abbildung 94 zeigt ein breites Temperaturband und liegt im gewichteten Mittel bei rund 60°C. Interessant ist die relativ hohe Warmwasser-Rücklauftemperatur von rund 22°C (gewichteter Mittelwert, grün). Hier könnte eventuell der Durchfluss zwischen Pufferspeicher und Frischwassermodul reduziert werden. Die niedrigeren Temperaturen im Pufferspeicher könnten die Effizienz der Solaranlage noch weiter steigern. Die Fußbodenheizung wird auf konsequent niedrigem Temperaturniveau von 30/25°C nach Beimischung betrieben (gelb/violett).

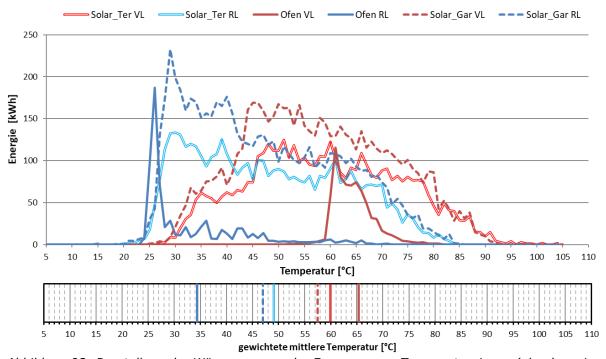


Abbildung 93: Darstellung der Wärmemengen der Erzeuger zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) (November 2021 bis Oktober 2022)

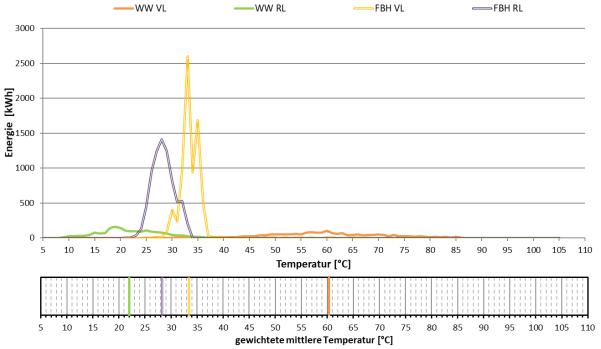


Abbildung 94: Darstellung der Wärmemengen der Verbraucher zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) (November 2021 bis Oktober 2022)



Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen (Stundenmittelwerte) in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 95). Die Raumtemperaturen sind in 3 Gruppen unterteilt:

- Fußbodenheizung nicht aktiv (blau)
- Fußbodenheizung aktiv (rot)
- Wohnraumofen aktiv (grün)

Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen bei aktiver Fußbodenheizung im Erdgeschoß immer und im Obergeschoß bis auf ganz wenige Ausnahmen innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Der Median liegt bei 22,4°C (Erdgeschoß) und 23,1°C (Obergeschoß). Die Mediane decken sich auch gut mit den in der Simulation angestrebten Raumtemperaturen von 22°C bis 23°C. Raumüberhitzung It. Norm tritt prinzipiell bei inaktiver Fußbodenheizung und höheren Außentemperaturen – sprich in der einstrahlungsreichen Zeit auf (Median: 24°C Erdgeschoß, 24,7°C Obergeschoß). Diesem Umstand könnte mittels aktiver Verschattung entgegengewirkt werden. Die Häufigkeitsverteilung (Abbildung 95, rechts) basierend auf Minutenwerten zeigt grafisch die auftretenden Temperaturpeaks sowie das Verhältnis der unterschiedlichen Betriebszustände zueinander. Grundsätzlich kann das Solarhaus Inschlag als hochgradig behaglich bezeichnet werden.

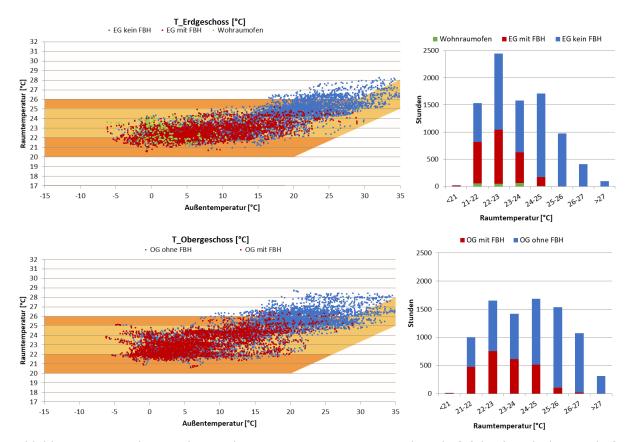


Abbildung 95: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß (oben) und Obergeschoß (unten) aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links);
Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) (November 2021 bis Oktober 2022)



7.4.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und hochgradig zufriedenstellend bei guten spezifischen solaren Erträgen und einem sehr guten solaren Deckungsgrad von 89% bezeichnet werden.

Im Bereich der Solaranlage konnte als einziges Optimierungspotential die um 1-2 K zu niedrige Kollektortemperatur gegenüber der primären Solarvorlauftemperatur im Kollektorkreis Terrasse festgestellt werden. Der Einfluss auf die Systemperformance ist jedoch sehr gering.

Der gleichzeitige Betrieb von elektrischem Heizstab (wird manuell aktiviert) und Ofen wird vom Team der Begleitforschung nicht empfohlen. Dies geschah im Monitoringzeitraum aber nur zu Testzwecken und es ist nicht geplant den Heizstab in die Regelung einzubinden.

Bei der Warmwasserbereitung konnte ein gewisses Optimierungspotential festgestellt werden, welches den Durchfluss im Kreis zwischen dem Pufferspeicher und dem Frischwassermodul betrifft. Durch Reduktion des Durchflusses könnte die Rücklauftemperatur weiter gesenkt werden und so eine höhere Effizienz der Solaranlage erreicht werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe sowie die berechneten Kennzahlen aus den Messdaten eine sehr effiziente Betriebsweise bei hoher Behaglichkeit zeigen.



7.5 Solarhaus Josk, B

7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u> Solarhaus Josk <u>Adresse:</u> 7311 Neckenmarkt

<u>Jahr der Förderzusagen</u> Demoprojekte Solarhaus 2018

spez. HWB (lt. Energieausweis): 12,55 kWh/m²a

BGF: 261,2 m²

<u>Bruttokollektorfläche:</u> 42,6 m² Flachkollektor (gigaSol OR)

<u>Aperturkollektorfläche:</u> 39,04 m²

Neigung: 90°

<u>Azimut-Ausrichtung:</u> 171° (Südsüdost)

<u>Energiespeichervolumen:</u> 1.360 Liter Pufferspeicher,

80,3 m³ Bauteilaktivierung (Beton)

<u>Nachheizungssystem:</u> elektr. Heizstab (5 kW) <u>Solarer Deckungsgrad:</u> 75,9 % (Messung)

Spezifischer Solarertrag: 201,6 kWh/m²a (Messung, bezogen auf die

Aperturfläche)

<u>Projektstatus:</u> Monitoringperiode beendet mit Dezember

2021

Beim Solarhaus Josk handelt es sich um ein zweigeschossiges, nicht unterkellertes Einfamilienhaus mit 261,2 m² Brutto-Grundfläche, welches 2019 errichtet wurde (Südostansicht in Abbildung 96, Grundriss und Schnitt in Abbildung 97). Die primäre Wärmeversorgung leistet eine 42,6 m² große Solaranlage, welche am Dach mit 90° Neigung aufgestellt ist. Es soll laut Einreichung ein solarer Deckungsgrad von 92,9 % erreicht werden. Die Bodenplatte des Erdgeschoßes (30,2 m³ Beton) sowie die Zwischendecke (25,5 m³ Beton) und die Decke des Obergeschoßes (25,5 m³ Beton) sind thermisch aktiviert (Abbildung 98) und dienen neben dem 1.360 Liter Hygienespeicher als Wärmespeicher. Als Nachheizung dient eine Heizpatrone im Pufferspeicher.



Abbildung 96: Südostansicht des Solarhauses Josk (Quelle: AEE INTEC)



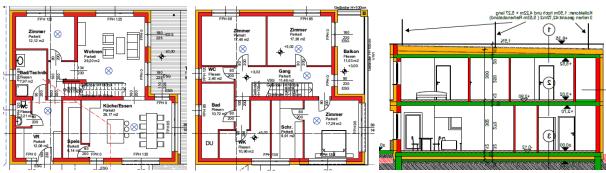


Abbildung 97: Grundriss EG (links), Grundriss OG (mitte), und Schnitt (rechts) des Solarhauses Josk (Quelle: Einreichplan)

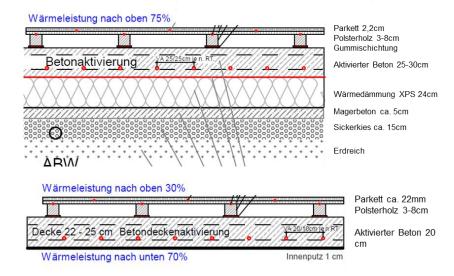


Abbildung 98: Aufbau der Fundamentplatte (oben) und der Zwischendecke (unten) des Gebäudes inklusive Bauteilaktivierung (Quelle: Einreichplan)



7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Josk ist als Blockschaltbild in Abbildung 99 dargestellt. Die Solaranlage liefert die Energie direkt in die aktivierten Betonteile oder über einen internen Wendelwärmetauscher in die 1.360 Liter Pufferspeicher. Die Beladung des Puffers hat Priorität (auf Zeit, 11:30-12:30 Uhr), danach wird die Bauteilaktivierung versorgt. Bei Bedarf kann über den internen Wärmetauscher Wärme aus dem Pufferspeicher in die Bauteilaktivierung gespeist werden. Die Warmwasserversorgung erfolgt über einen Wärmetauscher aus dem Hygienespeicher. Die Nachheizung erfolgt über den Heizstab im Pufferspeicher.

Drei Wärmemengenzähler, 2 Stromzähler, 19 Temperatursensoren, 2 Ventilstellungen und ein Globalstrahlungssensor in Kollektorebene bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

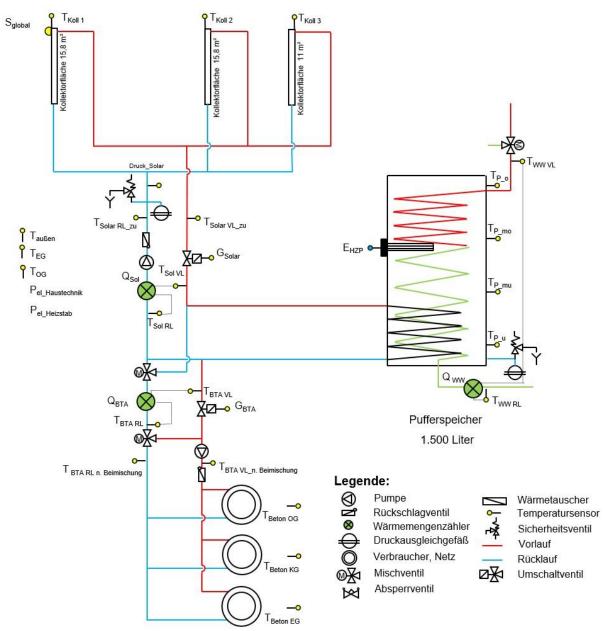


Abbildung 99: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Josk (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Einstrahlungssensoren sowie Ventilstellungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:



Solaranlage

S_{Global} Globalstrahlung in Kollektorebene

T_{Koll} Kollektortemperatur

 $T_{Solar_VL_zu} \hspace{1cm} Vorlauftemperatur Solar Primärkreis \\ T_{Solar_RL_zu} \hspace{1cm} R\"{u}cklauftemperatur Solar Primärkreis$

Q_{Solar} Wärmemengenzähler Solar

V_{Solar} Durchfluss Solar

 T_{Solar_VL} Vorlauftemperatur Solar T_{Solar_RL} Rücklauftemperatur Solar G_{Solar} Ventilstellung Solarkreis

Druck Solar Drucksensor

Pufferspeicher

 T_{P_0} Puffertemperatur oben

 $\begin{array}{ll} T_{P_mo} & \quad & \text{Puffertemperatur mitte oben} \\ T_{P_mu} & \quad & \text{Puffertemperatur mitte unten} \end{array}$

T_{P u} Puffertemperatur unten

<u>Heizstab</u>

P_{el Heizstab} Heizstab Leistungsmesser

Warmwasserbereitung

 $V_{Wasserz\"{a}hlerstand}$ Durchfluss WW

 T_{WW} Vorlauftemperatur WW T_{KW} Rücklauftemperatur WW

Raumheizung

 $G_{\mbox{\scriptsize BTA}}$ Ventilstellung Heizkreis $Q_{\mbox{\scriptsize BTA}}$ Wärmemengenzähler BTA

Vd_{BTA} Durchfluss BTA

 T_{BTA_VL} Vorlauftemperatur BTA T_{BTA_RL} Rücklauftemperatur BTA

 $T_{BTA_VL\,n.\,Beimischung}$ Vorlauftemperatur nach Beimischung BTA $T_{BTA_RL\,n.\,Beimischung}$ Rücklauftemperatur nach Beimischung BTA

Sonstiges

T_{Aussen} Außentemperatur

 T_{EG} Erdgeschoss Wohnraumtemperatur T_{OG} Obergeschoss Wohnraumtemperatur

 $\begin{array}{ll} P_{el_Haustechnik} & Haustechnik \ Leistungsmesser \\ Q_{el_Haustechnik} & Haustechnik \ Stromz\"{a}hler \end{array}$

T_{Beton_EG}
 Betonkerntemperatur Erdgeschoss
 T_{Beton_KG}
 Betonkerntemperatur Untergeschoss
 T_{Beton_OG}
 Betonkerntemperatur Obergeschoss



7.5.3 Energiebilanz

Abbildung 100 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Jung. Der Wärmeintrag findet über die Solaranlage (gelb) und den elektrischen Heizstab (blau) statt. Als Verbraucher treten die Warmwasserbereitung (rot) und die Bauteilaktivierung (violett) auf.

Der elektrische Heizstab war in den Monaten Jänner bis Februar 2021 und November bis Dezember 2021 sowie für eine kurze Periode im April aktiv. Beheizt wurde das Gebäude von Jänner bis Mai sowie von September bis Dezember. Lediglich im Sommer (Juni – August) war die Bauteilaktivierung nicht aktiv. Der Warmwasserbedarf war über den Betrachtungszeitraum relativ konstant. Da sich der Pufferspeicher im Heizungsraum gleich neben dem Wohnzimmer befindet, sind Pufferverluste in den Wintermonaten kein Problem, während sie im Sommer grundsätzlich vermieden werden sollten. Im Dezember gab es ein Problem bei Betrieb des elektrischen Heizstabes. Dieser hielt fast den kompletten Pufferspeicher konstant auf über 50°C. Dadurch entstanden große Pufferspeicherverluste, welche in Abbildung 100 im Dezember gut ersichtlich sind. In Kapitel 7.5.5 wird auf dieses Problem noch genauer eingegangen.

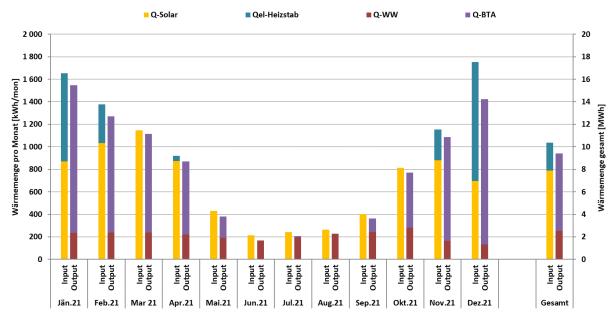


Abbildung 100: Energiebilanz des Solarhauses Josk (Jänner bis Dezember 2021)

7.5.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 101 bis Abbildung 103) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse sowie die Messergebnisse im Monitoringzeitraum Jänner bis Dezember 2021. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen. Da die Simulation der Bauteilaktivierung mit den gängigen Solar-Simulationswerkzeugen nicht möglich ist, wurde das System unter der Annahme eines vorhandenen Wasser-Heizungspufferspeichers (Wasseräquivalent bei gleicher Temperaturdifferenz von 5 K) zur Abbildung des Beitrags der Bauteilaktivierung mit T*Sol simuliert.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 156,8 kWh/(m²a) bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 1039 kWh/m² erwartet. Im Betrachtungszeitraum lag der gemessene solare Ertrag mit 201,6 kWh/(m²a) etwa 28% über dem simulierten Ertrag. Mit den Ausnahmen von Februar, Juni und Juli lag der Solarertrag immer über dem prognostizierten Wert. Speziell



in der Übergangszeit (März + 70%, April +196%, Oktober +144%) lag der Solarertrag durch die Kombination von Mehrverbrauch der Heizung und bessere Einstrahlungswerte (März +13%, Oktober +30%) um einiges höher als erwartet.

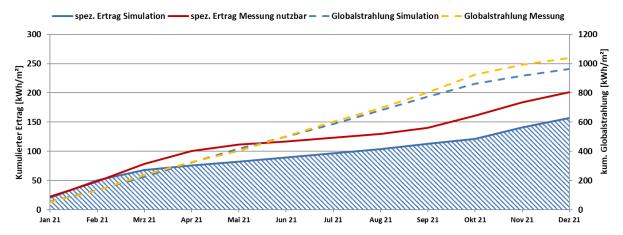


Abbildung 101: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Josk

Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 93 % prognostiziert. In den Monaten Februar bis November liegen die prognostizierten Monatswerte bei knapp 100 % (Abbildung 102), was im März sowie von Mai bis Oktober 2021 erreicht werden konnte. Insgesamt wurde ein Deckungsgrad von 75,9% erreicht. In den Monaten Jänner, Februar sowie April und November bis Dezember können die prognostizierten Deckungsgrad nicht erreicht werden. Grund dafür liegt hauptsächlich im erhöhten Verbrauch, welcher zwar das ganze Jahr über auftritt (vgl. Abbildung 103) – in den kalten und einstrahlungsärmeren Monaten jedoch einen niedrigen solaren Deckungsgrad zur Folge hat. Das fehlerhafte Verhalten des Heizstabes (vgl. Kapitel 7.5.3) im Dezember hatte auch einen großen Einfluss auf den schlechten Deckungsgrad in diesem Monat.

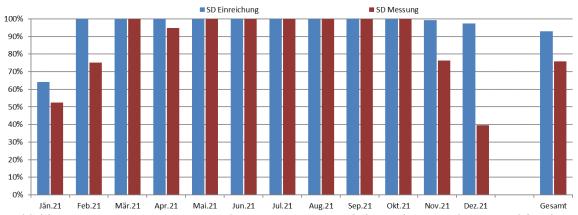


Abbildung 102: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Josk

Der kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 103 zu entnehmen. Der mit der Simulationsrechnung ermittelte Gesamtwärmeverbrauch wurde zu 4,9 MWh abgeschätzt. Der tatsächliche Verbrauch lag mit fast doppelt so hohem Verbrauch signifikant über der Prognose. Aufgeteilt in Warmwasser- und Heizwärmeverbrauch, waren sowohl der Warmwasserverbrauch



(+24%) als auch der Heizwärmeverbrauch (+140%) signifikant höher. Sowohl in der Übergangszeit als auch in den Wintermonaten lag der Mehrverbrauch bei 120% - 300%. Dies ist im Wesentlichen auf erhöhte Raumtemperaturen (24°C in der Heizperiode) gegenüber der Simulation (21°C) zurückzuführen. Auch wurden innerhalb der Monitoringperiode nach der Durchführung einer Thermografie einige Wärmebrücken (ungedämmte Rollladenkästen, Balkon- und Terrassen-Betonplatten) sichtbar. Teilweise konnten diese vor Abschluss der Monitoringperiode noch behoben werden.

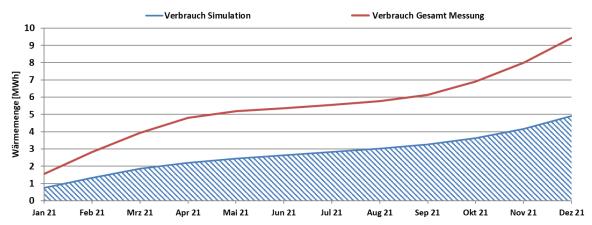


Abbildung 103: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Solarhauses Josk

7.5.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

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

Die folgende Abbildung (Abbildung 104) zeigt sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an einem einstrahlungsarmen Tag im Jänner. Die Bauteilaktivierung wurde von 11:30 bis 19:00 Uhr und dann noch einmal um 22:00 Uhr für eine halbe Stunde beschickt. Da keine Solareinstrahlung zur Verfügung stand wurde die Bauteilaktivierung aus dem Pufferspeicher versorgt. Der elektrische Heizstab war von 11:00 bis 12:00 Uhr durchgehend und anschließend immer wieder mal kurz im Betrieb, um die geforderten Vorlauftemperaturen für die Bauteilaktivierung und das Warmwasser zu gewährleisten. Die Kaltwassertemperatur (grün gestrichelt) zeigt immer wieder Entnahmen am Frischwassermodul (Kaltwassertemperatur fällt ab). Das schnelle Ein/Ausschalten des elektrische Heizstabes ist nicht ideal für den Betrieb des Stabes und wurde dem Bauherrn gemeldet. Da aber keine negativen Auswirkungen auf das System festgestellt wurden, wurden hier keine Optimierungsmaßnahmen eingeleitet.



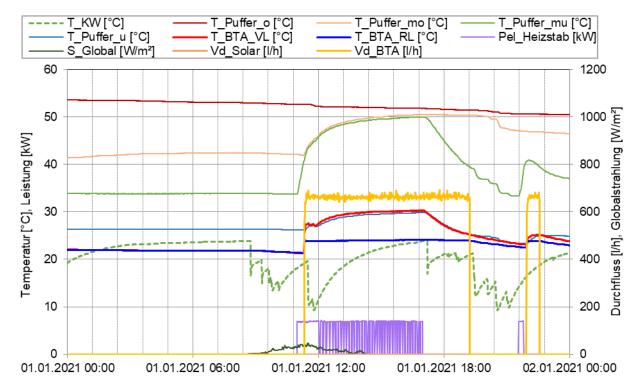


Abbildung 104: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, Kaltwassertemperatur, der Globalstrahlung und des elektrischen Heizstabs im Jänner (01.01.2021)

Die folgenden zwei Abbildungen (Abbildung 105 und Abbildung 106) zeigen sämtliche Temperaturen im Solarkreis zuzüglich aller Systemdurchflüsse an einem einstrahlungsreichen Tag im Februar. Die Bauteilaktivierung wurde an diesem einstrahlungsreichen Tag von 8:30 bis 11:00 Uhr direkt von der Solaranlage mit einer Vorlauftemperatur von 35°C bis 45°C versorgt. Infolgedessen stieg die Kerntemperatur im Kellergeschoß sowie im Erdgeschoß um je 0,5 K an (vgl. Abbildung 106). Ab 11:00 Uhr wurde mit einer Vorlauftemperatur von 60°C bis 85°C der Pufferspeicher beladen. Die Pufferspeichertemperaturen stiegen in Folge dessen auf knapp 80°C an. Dies ist ein idealer Beispieltag für einen Schönwetterbetrieb im Winter. Es muss nichts optimiert werden.



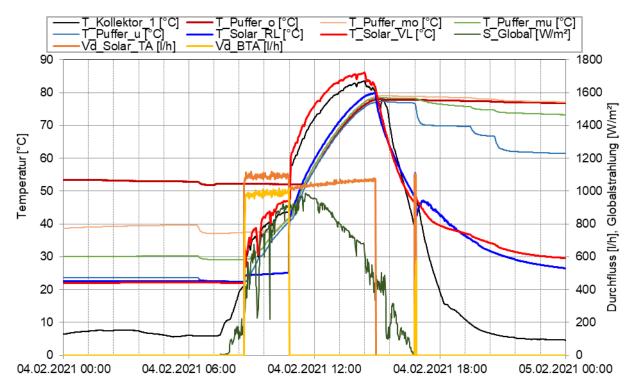


Abbildung 105: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an einem schönen Tag im Februar (04.02.2021)



Abbildung 106: Beispielhafter Temperaturverlauf der Betonkerntemperaturen sowie dem Durchfluss im Bauteilaktivierungskreis an einem schönen Tag im Februar (04.02.2021)



Abbildung 107 zeigt zwei einstrahlungsreiche Sommertage. Die maximale Pufferspeichertemperatur wurde in den Sommermonaten auf 58°C verringert. Das verhindert einen zusätzlichen Wärmeeintrag in das Gebäude. Die Solaranlage belud bis ca. 11:00 Uhr den Pufferspeicher - danach ging die Anlage in Stagnation. Durch den steilen Aufstellungswinkel stagnierte die Solaranlage nur für ein paar Stunden bei rund 115 °C. Der Betrieb ist vorbildhaft. Die Solaranlage befüllte sich nach Absinken der Kollektortemperaturen wieder selbstständig und das System kehrt zum Ausgangszustand zurück.

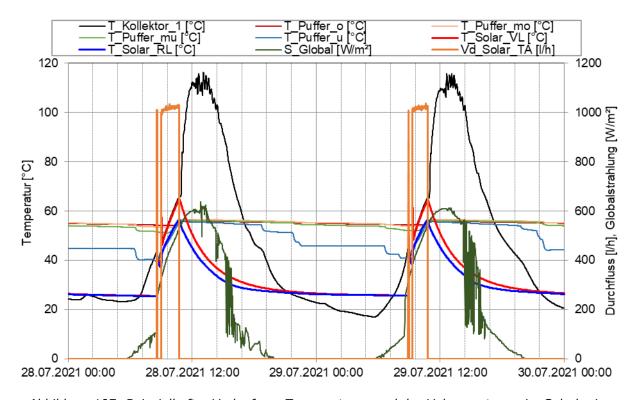


Abbildung 107: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an zwei schönen Sommertagen (28.07.2021)



Abbildung 108 zeigt den Betrieb der Solaranlage an einem Tag im Oktober. Die Bauteilaktivierung war zu diesem Zeitpunkt bereits aktiv. Die Solaranlage speiste die Bauteilaktivierung kurz von 8:30 bis 9:00 Uhr. Danach wurde der Pufferspeicher beladen. Die maximale Begrenzung der oberen Pufferspeichertemperatur (T_Puffer_o) lag Anfang Oktober mit knapp 62°C noch sehr niedrig. Dadurch war nicht viel Potential im Speicher vorhangen und die Solaranlage konnte der Pufferspeicher nur kurz am Vormittag sowie kurz am Nachmittag beladen. Dazwischen ging die Anlage in Stagnation. Da Anfang Oktober die Sonne schon um einiges niedriger steht, war die Einstrahlung am Kollektor (Neigung von 90°) höher als im Sommer. Die Anlage stagnierte mit bis zu 160°C.

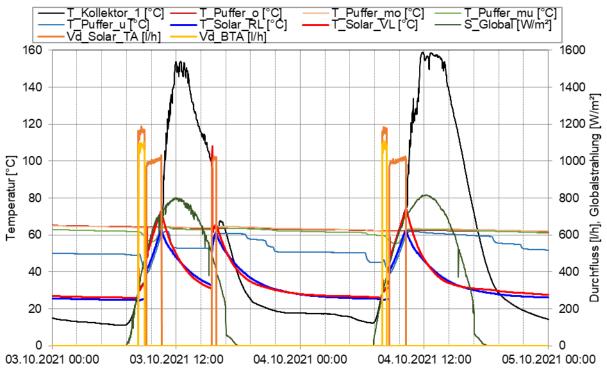


Abbildung 108: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an zwei einstrahlungsreichen Tagen im frühen Oktober (04.10.2021 – 05.10.2021)

Die folgenden zwei Abbildungen (Abbildung 109 und Abbildung 110) zeigen sämtliche Solarkreis zuzüglich aller Systemdurchflüsse Temperaturen im einstrahlungsreichen Tag Ende Oktober. Die Bauteilaktivierung wurde von 8:00 bis 10:30 Uhr beladen. Die erste halbe Stunde bezog die Bauteilaktivierung den Vorlauf aus dem Pufferspeicher. Anschließend wurde sie direkt von der Solaranlage versorgt. Ab 10:30 Uhr speiste die Solaranlage den Pufferspeicher. Der maximale Sollwert der Pufferspeichertemperatur lag bei knapp 80°C, somit konnte den ganzen Tag der Pufferspeicher beladen werden und die Anlage ging nicht in Stagnation. Abbildung 110 zeigt die Reaktion der Betonkerntemperaturen: Diese stiegen in Folge der Beladung um 0,5 K bzw. 0,3 K an. Es muss nichts optimiert werden.



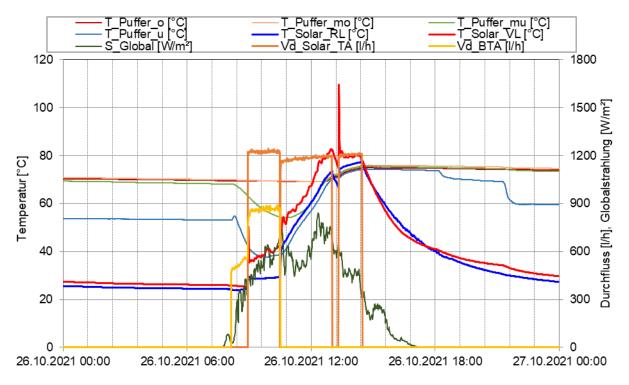


Abbildung 109: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solar- und Bauteilaktivierungskreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung an einem schönen Tag im Herbst (26.10.2021)

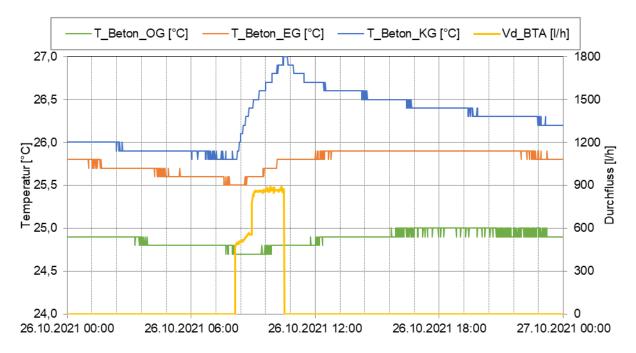


Abbildung 110: Beispielhafter Verlauf der Betonkerntemperaturen und des Volumenstroms im Bauteilaktivierungskreis an einem schönen Tag im Herbst (26.10.2021)



Die folgende Abbildung (Abbildung 111) zeigt sämtliche Systemtemperaturen und - durchflüsse an zwei einstrahlungsarmen Tagen im Dezember. Hier ist sehr schön das in Kapitel 7.5.3 erwähnte Problem mit den Heizstab sichtbar. Der Heizstab hält fast das komplette Speichervolumen (alle Temperaturen außer T_Puffer_unten) auf knapp über 50°C. Durch diesen Betrieb werden viele Verluste erzeugt, da für den Betrieb des Warmwassers nur eine Temperierung des oberen Bereichs notwendig wäre. Die Bauteilaktivierung wurde von einer Vorlauftemperatur von 30°C aus dem unteren Teil des Pufferspeichers versorgt. Nach Rücksprache mit Bauherrn und Planer wurde die Regelung nach Ende der Monitoringperiode angepasst.

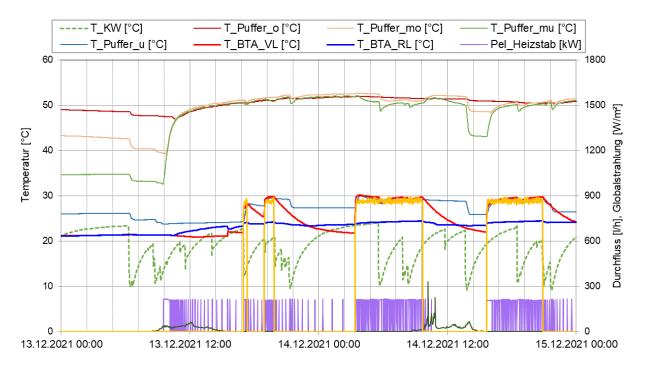


Abbildung 111: Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, Kaltwassertemperatur, der Globalstrahlung und des elektrischen Heizstabs im Dezember (13.12.2021 – 14.12.2021)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 112 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar, Bauteilaktivierung, Warmwasser) zum Temperaturniveau (Vorlaufals auch Rücklauftemperaturniveau - jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die Solaranlage liefert Wärme auf einem sehr breiten Temperaturband (25 bis 90°C). Der untere Temperaturbereich (25 bis 45°C) wurde primär für die Beladung der Bauteilaktivierung genutzt. Darüber wurde ausschließlich der Pufferspeicher bespielt. Der gewichtete Mittelwert liegt bei 50°C. Dem entsprechend zeigt auch die solare Rücklauftemperatur ein beinahe ebenso breites Temperaturband, wobei der gewichtete Mittelwert bei ca. 38°C liegt. Die Bauteilaktivierung sowie die Solaranlage zeigen bei der Rücklauftemperatur einen Peak zwischen 20 _ 25°C. Durch Rücklauftemperatur aus der Bauteilaktivierung kann der Kollektor bei Beladung der Bauteilaktivierung sehr effizient betrieben werden. Wird die Bauteilaktivierung aus dem Pufferspeicher betrieben lag der Vorlauf meist bei ca. 30°C, was den Peak bei dieser Temperatur bei T BTA VL erklärt. Der Vorlauf der Warmwasserbereitung zeigt ein breites Temperaturband und liegt im gewichteten Mittel bei rund 63 °C (vor der Beimischung). Die Rücklauftemperatur liegt im Mittel bei 16°C.



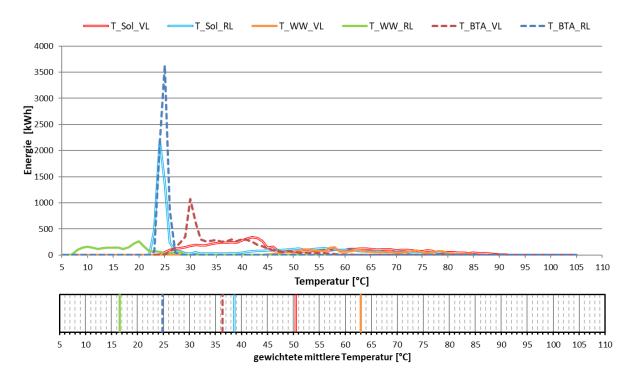


Abbildung 112: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) im Betrachtungszeitraum Jänner bis Dezember 2021

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen (Stundenmittelwerte) in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 113). Die Raumtemperaturen sind in 2 Gruppen unterteilt:

- Bauteilaktivierung nicht aktiv (blau)
- Bauteilaktivierung aktiv (rot)

Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen bei aktiver Raumheizung bis auf ganz wenige Ausnahmen innerhalb der (inneren) Behaglichkeitsgrenzen befinden. Die Raumtemperaturen liegen kaum unter 23°C und meist zwischen 23°C und 25°C. Der Median liegt hier bei 23,7°C im Erdgeschoß und 24,1°C im Obergeschoß. Raumüberhitzung lt. Norm tritt nicht auf. Die Häufigkeitsverteilung (Abbildung 113, rechts) basierend auf Minutenwerten zeigt grafisch die auftretenden Temperaturpeaks sowie das Verhältnis der unterschiedlichen Betriebszustände zueinander. Grundsätzlich kann das Solarhaus Josk als hochgradig behaglich bezeichnet werden.



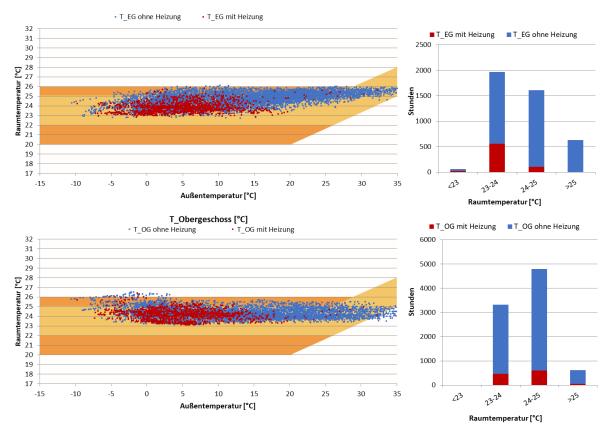


Abbildung 113: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen (EG oben, OG unten) aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen (rechts) für den Zeitraum Jänner bis Dezember 2021

7.5.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und zufriedenstellend bei guten spezifischen solaren Erträgen und einem – im Kontext des deutlich erhöhten Verbrauchs - guten solaren Deckungsgrad von 75,9 % bezeichnet werden. Der stark erhöhte Verbrauch kann hauptsächlich auf die höheren Raumtemperaturen (Median 24°C während Heizperiode) bzw. auch auf die entdeckten Wärmebrücken (ungedämmte Rollladenkästen, unzureichende bis keine Dämmung an Balkon- und Terrassen-Betonplatten), welche nur teilweise behoben werden konnten, zurückgeführt werden.

Beim Betrieb des Heizstabes konnte am Ende der Monitoringperiode Optimierungspotential festgestellt werden. Fast das komplette Pufferspeichervolumen wurde vom Heizstab konstant über 50°C gehalten. Nach einer Analyse des Planers konnten wurde die Regelung nach Ende der Monitoringperiode angepasst.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe sowie die berechneten Kennzahlen aus den Messdaten eine effiziente Betriebsweise des Systems bei hoher Behaglichkeit im Gebäude zeigen.



7.6 Solarhaus Miksche, W

7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u> Solarhaus Miksche

Adresse: 1170 Wien spez. HWB (It. Energieausweis): 24,8 kWh/m²a

BGF: 113,3 m²

<u>Bruttokollektorfläche:</u> 18,2 m² Flachkollektor (Winkler VarioSol E)

<u>Aperturkollektorfläche:</u> 16,6 m² <u>Neigung:</u> 90°

<u>Azimut-Ausrichtung:</u> 162° (18° Südrichtung nach Osten)

<u>Energiespeichervolumen:</u> 2.000 Liter Pufferspeicher,

28 m³ Bauteilaktivierung (Beton)

<u>Nachheizungssystem:</u> elektrische Durchlauferhitzer (6 kW und

18 kW)

Solarer Deckungsgrad: 36,9% (Messung)

Spezifischer Solarertrag: 182,8 kWh/m²a (Messung, bezogen auf die

Aperturfläche)

<u>Projektstatus:</u> Monitoringperiode beendet mit Oktober 2022

Zuständigkeit Begleitforschung: AEE INTEC

Beim Bauvorhaben Solarhaus Miksche handelt es sich um ein zweigeschossiges Einfamilienhaus mit 113,3 m² Brutto-Grundfläche und Flachdach (Abbildung 114). Für die primäre Wärmeversorgung dient die in Süd-Ost-Fassade integrierte Solaranlage, welche als Drain-Back-System ausgeführt wurde. Das grundsätzliche Prinzip eines Drain-Back-Systems (Rückentleerungssystem) ist, dass bei Anlagenstillstand (= ruhende Pumpe aufgrund von zu geringer Einstrahlung oder vollem Pufferspeicher) das Kollektorfeld durch die Schwerkraft in einen externen Behälter (Drainmaster) entleert wird. Dieser ist innerhalb der Gebäudehülle frostsicher positioniert. Daher kann Wasser als Wärmeträgermedium in der Solaranlage eingesetzt werden. Das Einschalten der Solarpumpe führt zu einer automatischen Befüllung der Solaranlage.

Die Bodenplatte und die Zwischendecke zwischen Keller und Erdgeschoß sind thermisch aktiviert (Abbildung 115), der 2.000 Liter fassende Pufferspeicher dient der Warmwasserbereitung und der Versorgung der Bad-Heizkörper (VL \leq 40 °C), der Fußbodenheizung (VL \leq 35 °C) sowie der Bauteilaktivierung (VL \leq 28/35 °C).

Laut Einreichung soll ein Deckungsgrad von rund 77,4 % erreicht werden. Als Nachheizung dienen elektrische Durchlauferhitzer, die nach dem Pufferspeicher eingebaut sind. Auf diese Weise erzeugt die Nachheizung keine zusätzlichen Pufferverluste.

Abbildung 116 zeigt die Grundrisse von Erd- und Obergeschoss entsprechend Einreichplan inklusive der Raum- und Kerntemperaturfühler.





Abbildung 114: Südansicht des Solarhauses Miksche (Quelle: AEE INTEC)



Abbildung 115: Verlegung der Bauteilaktivierung der Bodenplatte (links), Fußbodenheizung im OG (rechts) (Quelle: Bauherr)

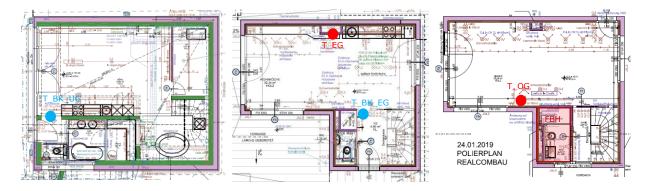


Abbildung 116: Grundriss UG (links), Grundriss EG (mitte) und Grundriss OG (rechts) des Solarhauses Miksche inkl. Raum- (rot) und Betonkernfühler (blau) (Quelle: Einreichplan)



Abbildung 117: Fußbodenaufbau der Bodenplatte im UG (links) und des Fußbodens im Erdgeschoß (rechts) (Quelle: Einreichplan, eigene Darstellung)

7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zum Solarhaus Miksche ist als Blockschaltbild in Abbildung 118 dargestellt. Da das System auf der Primärseite drucklos geführt wird (Drain-Master), liefert die Solaranlage über einen externen Wärmetauscher Energie entweder über ein Fünf-Wege-Mischventil je nach Temperaturniveau auf vier verschiedenen Höhen in den 2.000 Liter Pufferspeicher oder über ein weiteres Fünf-Wege-Mischventil direkt in die Heizkreise (druckgeführte Systeme).

Die Heizkreise können über das puffernahe 5-Wege-Ventil exergetisch optimiert auch über den Pufferspeicher versorgt werden. Die verschiedenen Heizkreise sind:

- Bauteilaktivierung Untergeschoß (Ventilstellung 0)
- Bauteilaktivierung Erdgeschoß (Ventilstellung 2,5)
- Fußbodenheizung Badezimmer Obergeschoß (Ventilstellung 5)
- Badheizkörper im Untergeschoß und Obergeschoß (Ventilstellung 7,5)

Die einzelnen Heizkreise können getrennt oder auch die benachbarten Ventile gemischt (z.B. BTA UG und OG mit Ventilstellung 1,25) betrieben werden.

Die Badheizkörper sollen zukünftig zeitgesteuert werden, waren aber während der Monitoringperiode noch nicht montiert (weder im Untergeschoß noch im Obergeschoß). Im Obergeschoß gibt es außer dem Heizkörper und der Fußbodenheizung im Badezimmer keine Heizung.

Das Warmwasser wird über einen internen Wärmetauscher aus dem Pufferspeicher entnommen. Mit Warmwasser versorgt werden neben den Sanitäreinrichtungen auch die Waschmaschine und Geschirrspüler. Als Nachheizung dient je ein Durchlauferhitzer vor dem Heizkreislauf (6 kW) und vor der Warmwassernutzung (18 kW).

Die bestehende Hydraulik erlaubt, im Gegensatz zur eingereichten Hydraulik, jedoch nicht einen gleichzeitigen Raumheizbetrieb und solare Warmwasserbereitung. Dies wäre vom Team der Begleitforschung jedoch empfohlen.

Vier Wärmemengenzähler, 3 Stromzähler, 23 Temperatursensoren, 2 Ventilstellungen und ein Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.



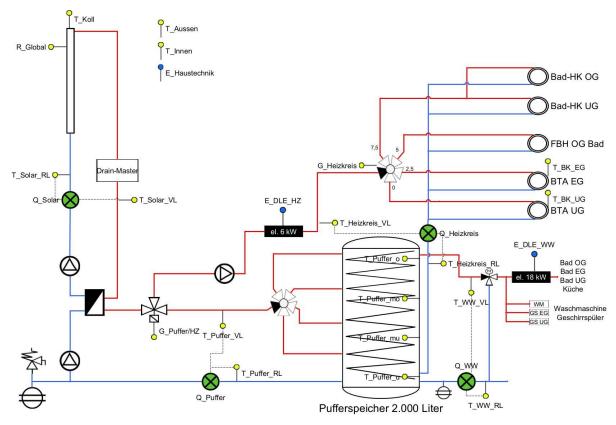


Abbildung 118: Hydraulik- und Messkonzept zum Solarhaus Miksche (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solaranlage

R_{Global} Globalstrahlung in Kollektorebene

T_{Koll} Kollektortemperatur

 $T_{Solar_VL} \hspace{1cm} Vorlauftemperatur Solar Primärkreis \\ T_{Solar_RL} \hspace{1cm} R\"{u}cklauftemperatur Solar Primärkreis$

Q_{Solar} Wärmemengenzähler Solar

V_{Solar} Durchfluss Solar

<u>Pufferspeicher</u>

 $\begin{array}{lll} T_{P_o} & & \text{Puffertemperatur oben} \\ T_{P_mo} & & \text{Puffertemperatur mitte oben} \\ T_{P_mu} & & \text{Puffertemperatur mitte unten} \\ T_{P_u} & & \text{Puffertemperatur unten} \end{array}$

T_{Puffer_VL} Vorlauftemperatur Puffer PrimärkreisT_{Puffer_RL} Rücklauftemperatur Puffer Primärkreis

Q_{Puffer} Wärmemengenzähler Puffer

V_{Puffer} Durchfluss Puffer

VEN_{Puffer/HZ} Umschaltventil Puffer/Heizung

Warmwasserbereitung

Q_{ww} Wärmemengenzähler Warmwasser



V_{ww} Durchfluss Warmwasser

 T_{WW_VL} Vorlauftemperatur Warmwasser T_{WW_RL} Rücklauftemperatur Warmwasser

E_{DLE_WW} Elektrischer Durchlauferhitzer (Nachheizung Warmwasser)

Raumheizung

Q_{Heizkreis} Wärmemengenzähler Heizkreise

V_{Heizkreis} Durchfluss Heizkreise

T_{Heizkreis_VL} Vorlauftemperatur Heizkreise</sub>
T_{Heizkreis_RL} Rücklauftemperatur Heizkreise</sub>

E_{DLE_HZ} Elektrischer Durchlauferhitzer (Nachheizung Heizung)

 T_{BK_EG} Betonkerntemperatur Erdgeschoß T_{BK_UG} Betonkerntemperatur Untergeschoß $VEN_{Heizkreis}$ Fünf-Wege-Mischventil Heizkreise

Sonstiges

 T_{Aussen} Außentemperatur T_{Raum_Innen} Raumtemperaturfühler $E_{Technik}$ Technikstromzähler

7.6.3 Energiebilanz

Abbildung 119 zeigt die Input-Output-Bilanz des Solarhauses Miksche. Der Wärmeintrag findet über die Solaranlage (gelb) und die zwei elektrischen Durchlauferhitzer (dunkelblau – Heizung, hellblau – Warmwasser) statt. Als Verbraucher treten die Warmwasserbereitung (dunkelrot) und die Heizung (grün - BTA Untergeschoß, violett - BTA Erdgeschoß, hellrot - FBH Bad) auf. Wie in Kapitel 7.6.2 erwähnt wird bei der Warmwasserbereitung neben Sanitäranlagen auch der Geschirrspüler und Waschmaschine mit Warmwasser versorgt. Dementsprechend macht der Warmwasserverbrauch trotz der geringen Belegung (1-2 Personen) im Vergleich zu anderen Solarhäusern einen großen Anteil des Verbrauchs aus. In den Monaten November 2022 bis Jänner 2023 brachte die Solaranlage nur sehr wenig Wärme in das System ein. Grund hierfür war neben klimatischen Bedingungen auch Verschattung am Kollektor. Dies wird in den Kapiteln 7.6.4 und 7.6.5 noch genauer analysiert.



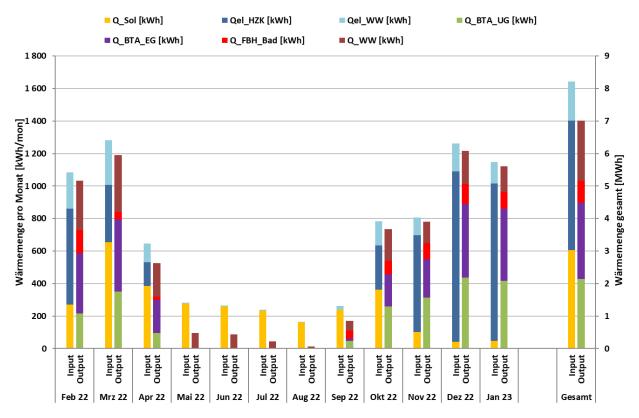


Abbildung 119: Energiebilanz des Solarhauses Miksche (Februar 2022 bis Jänner 2023)

7.6.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 120 bis Abbildung 122) geben einen Überblick über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse. Im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings werden die Simulationsergebnisse mit den aus den Messergebnissen ermittelten relevanten Kennzahlen (Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Wärmeverbrauch) verglichen.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung wird ein Jahressolarertrag von 168,5 kWh/m² bei einer Jahressumme der Einstrahlung von 930 kWh/m² erwartet. In Abbildung 120 sind neben den Simulationsergebnissen (blau) auch die Messwerte dargestellt. Die gemessene Einstrahlung liegt am Ende der Monitoringperiode leicht über der Prognose. Jedoch sind starke Unterschiede zwischen Beginn und Ende der Messdatenaufzeichnung zu erkennen. Die größten Einflussfaktoren auf den Solarertrag sind Einstrahlung und Verbrauch. Die Einstrahlung lag in allen Monaten unter den erwarteten Werten. Grund sind - neben klimatischen Bedingungen - auch die Lage des Hauses am Nord-West-Hang (anderer Standort in Simulation) und eine teilweise Beschattung der Kollektorfläche durch Bäume am Nachbarsgrund. Speziell in den Monaten November, Dezember und Jänner wurde deutlich weniger Einstrahlung gemessen (-60%). Das spiegelt sich auch im Solarertrag wider, welcher in diesen Monaten ebenfalls deutlich unter den erwarteten Werten lag. Da der Verbrauch in fast allen Monaten über den erwarteten Werten lag (vgl. Abbildung 122), konnte in den einstrahlungsreicheren Monaten (März bis September) mehr Solarertrag gemessen werden.



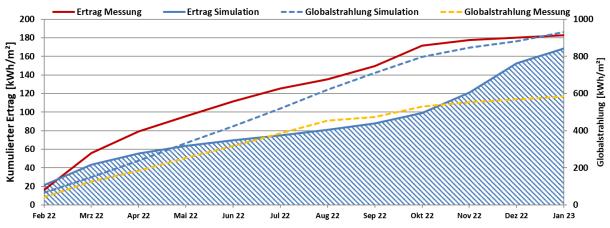


Abbildung 120: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags (bezogen auf die Aperturfläche) und der Einstrahlung in Kollektorebene für das Solarhaus Miksche

Der solare Jahresdeckungsgrad (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput) wird gemäß der Simulationsrechnung des Betreibers zu 77,4% prognostiziert. In den Monaten April bis Oktober liegen die prognostizierten Monatswerte bei über 90% (Abbildung 121). Von Mai bis September konnte der prognostizierte Deckungsgrad auch im Betrieb erreicht werden. Entsprechend den Messergebnissen des solaren Ertrags kam es aber von November bis Jänner zu einer sehr deutlichen Unterschreitung der Prognosewerte für den solaren Deckungsgrad und so liegt der gemessene solare Deckungsgrad über die Monitoringperiode gesehen bei 36,9%. Neben dem erhöhten Verbrauch (vgl. Abbildung 122) war auch die Regelung der Solaranlage mit ein Grund für den schlechteren solaren Deckungsgrad. Speziell An- und Abschaltung der Solaranlage wurde im Monitoringzeitraum noch nicht richtig geregelt und wurde teilweise manuell bedient. Das Monitoringteam bemühte sich, bei der Entwicklung und Umsetzung der Regelungsstrategie für die Solaranlage zu assistieren, jedoch konnte das nicht im Laufe der Monitoringperiode fertiggestellt werden.

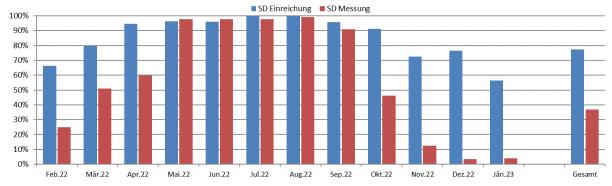


Abbildung 121: Prognostizierter und gemessener monatlicher solarer Deckungsgrad für das Solarhaus Miksche

Der mit der Simulationsrechnung ermittelte Gesamtwärmeverbrauch wurde zu 3,4 MWh abaeschätzt. kumulierte Verlauf der prognostizierten und gemessenen Wärmeabnahme durch die Verbraucher ist Abbildung 122 zu entnehmen. Der tatsächliche Verbrauch liegt mehr als doppelt so hoch wie die Prognose. Wird Warmwasserverbrauch und Heizung getrennt betrachtet, sind sowohl der Warmwasserverbrauch (+98%), als auch Heizwärmeverbrauch (+113%)höher als die simulierten Warmwasserverbrauch war speziell außerhalb der Sommermonate (Haus seltener bewohnt) erhöht. Neben den Sanitäreinrichtungen wurden Geschirrspüler Waschmaschine mit Warmwasser versorgt, was in der Planung (Simulation) nicht vorgesehen war. Dies erklärt den erhöhten Warmwasserverbrauch. Der erhöhte



Heizwärmeverbrauch ist im Wesentlich auf die erhöhten Raumtemperaturen in den beheizten Bereichen (Median 23°C) gegenüber der Simulation (20 °C) zurückzuführen.

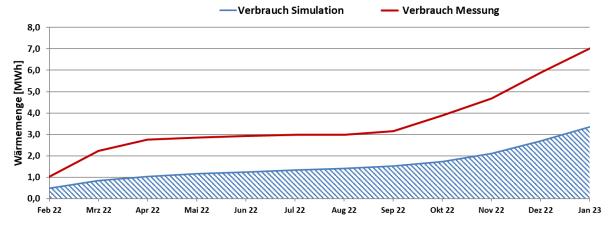


Abbildung 122: Prognostizierter und gemessener kumulierter Verbrauch des Solarhauses Miksche

7.6.5 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.

Die folgenden zwei Abbildungen (Abbildung 123 und Abbildung 124) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an einem einstrahlungsreichen Wintertag. Die Solaranlage war von 8:00 bis 15:00 Uhr in Betrieb und speiste mit einer Vorlauftemperatur von 25°C bis 32°C direkt die Heizkreise. Die Ventilstellung in Abbildung 124 zeigt die Stellung 2,5. Somit wurde über die Solaranlage ausschließlich die Bauteilaktivierung im versorgt. Dies spiegelt sich auch im Verlauf der Betonkernfühler in Abbildung 124 wider. Die Betonkerntemperatur im Untergeschoß stieg um 1,5 K von 22,7 auf 24,3°C an. Der Rücklauf aus der Heizung lag bei 22°C bis 25°C, wodurch die zwei unteren Pufferspeichertemperatur auf 25°C absanken (hellblau und dunkelblau punktiert). Es gibt hydraulisch keine Möglichkeit den Rücklauf aus der Heizung direkt in die Solaranlage zurückzuführen. Dies wäre aus der Sicht des Begleitforschungsteams aber zu bevorzugen. Der Bauherr überlegt nach Ende der Monitoringperiode einen hydraulischen Umbau am System vorzunehmen, um dies zu ermöglichen. Der Rücklauf für die Solaranlage wird aus dem unteren Bereich des Pufferspeichers entnommen. Doch der primäre Solarrücklauf (T_Solar_RL, blau) zeigte dasselbe Temperaturniveau wie der Vorlauf der Heizung (T Heizung VL, rot strichliert). Dies deutet auf einen nicht korrekt angeschlossenen Wärmetauscher oder einen Fehler in der Regelung der vielen verschiedenen Ventile hin. Durch eine niedrigere Rücklauftemperatur am Kollektor, könnte die Effizienz der Solaranlage gesteigert werden. Eine Lösung wurde im Rahmen des Monitorings leider nicht gefunden. Aber der Bauherr ist bemüht dieses Verhalten zu korrigieren.

Der elektrische Durchlauferhitzer für den Heizkreis war jeweils auch von 5:30 – 7:30 Uhr und von 18:00 – 20:00 Uhr aktiv. In diesem Zeitraum wurde die Fußbodenheizung im Obergeschoß mit einer Vorlauftemperatur von 38°C bis 42°C gespeist (Ventilstellung zeigt 5). Da der Pufferspeicher zu diesem Zeitpunkt nur knapp über 30°C hatte, würde über den elektrischen Durchlauferhitzer nachgeheizt. Die Rücklauftemperatur aus dem Badezimmerheizkreis von 33°C bis 40°C hob die Pufferspeichertemperaturen im selben Zeitraum leicht an. Durch den Betrieb des Durchlauferhitzers kann gezielt der Heizungsvorlauf erhöht werden, ohne Pufferverluste zu erzeugen.

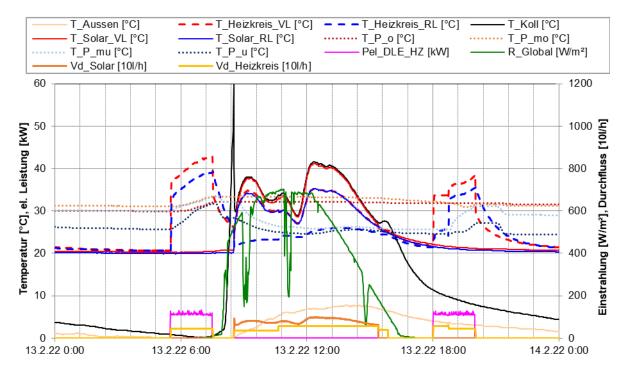


Abbildung 123: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung, der elektrischen Leistung des Durchlauferhitzers und der Außentemperatur an einem einstrahlungsreichem Wintertag (14.02.2022)

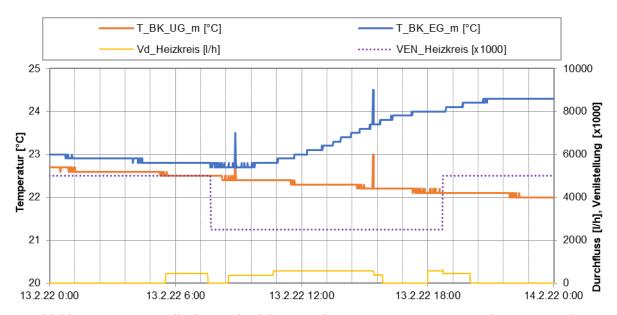


Abbildung 124: Beispielhafter Verlauf der Betonkerntemperaturen sowie Volumenstrom des Heizkreises zuzüglich der Ventilstellung an einem einstrahlungsreichem Wintertag (14.02.2022)

Abbildung 125 zeigt sämtliche Temperaturen im Solarkreis zuzüglich aller Systemdurchflüsse an zwei einstrahlungsreichen Sommertagen. Durch die Anbringung der Solarkollektoren in der Fassade (Kollektorneigung 90°) war die Einstrahlung in den Sommermonaten mit max. 500 W/m² niedriger als im Winter und der Übergangszeit. Am ersten Tag belud die Solaranlage von 8:00 bis 14:30 Uhr den Pufferspeicher. Ähnlich wie an dem repräsentativen Tag im Winter lag die Rücklauftemperatur am Kollektor (T_Solar_RL; blau) gleich hoch, wie die sekundäre Vorlauftemperatur (T_Puff_VL, rot strichliert), was den Verdacht darauf erhärtet, dass der Solarwärmetauscher im Gleichstromprinzip – statt Gegenstromprinzip – eingebaut ist. Am zweiten Tag war die



Solaranlage den ganzen Tag nicht in Betrieb und ging in Stagnation, da die Pufferspeichertemperaturen höher lagen als am Vortag. Die Anlage stagnierte den ganzen Tag mit bis zu 120°C. Dieser Fall trat während des Sommers und der Übergangszeit vermehrt auf.

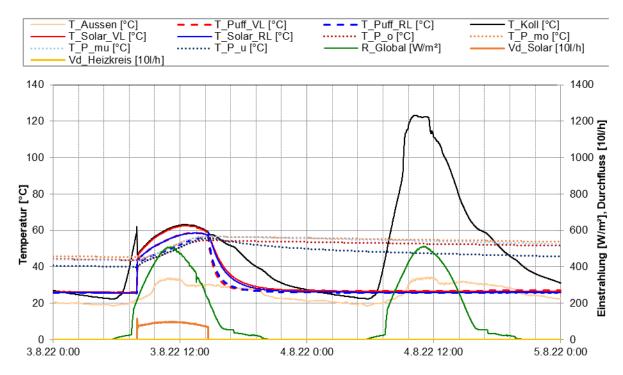


Abbildung 125: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und der Außentemperatur an zwei einstrahlungsreichen Sommertagen (03.08. – 04.08.2022)

Abbildung 126 zeigt den typischen Verlauf von Pufferspeichertemperaturen sowie Temperaturen und Durchfluss im Warmwasserkreis bei aktiven Warmwasserzapfungen. Die oberen Pufferspeichertemperaturen lagen über 50°C. Die Aktivierungstemperatur des elektrischen Durchlauferhitzers für die Warmwasserbereitung liegt It. Bauherr bei 36°C. Direkt nach der Bedarfsanforderung lag die Wassertemperatur am Durchlauferhitzer aber durch längere Stillstandszeit unter den geforderten 36°C. Somit aktivierte sich für kurze Zeit (1-2 Minuten) der elektrische Durchlauferhitzer, bis die Vorlauftemperatur aus dem Pufferspeicher den Durchlauferhitzer erreichte. Dies geschah bei fast allen Warmwasserzapfungen. Dadurch konnte auch in keinem Monat ein solarer Deckungsgrad von 100% erreicht werden (vgl. Abbildung 121). Lt. Bauherr kann am Durchlauferhitzer keine Zeitverzögerung eingestellt werden. Der Bauherr arbeitet an einer Lösung des Problems.

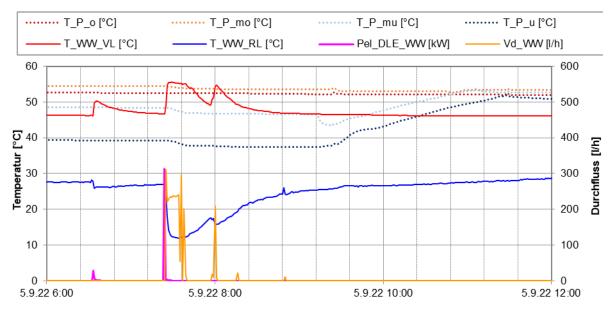


Abbildung 126: Verlauf der Pufferspeichertemperaturen sowie Temperaturen und Volumenstrom des Warmwasserkreises zuzüglich des und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich der elektrischen Leistung des Durchlauferhitzers (05.09.2022)

Die folgenden zwei Abbildungen (Abbildung 127 und Abbildung 128) zeigen sämtliche Systemtemperaturen und -durchflüsse an zwei einstrahlungsarmen Tagen im Dezember. Die Heizung war von 5:00 bis 14:00 Uhr und am nächsten Tag ab 10:00 Uhr in Betrieb. Tabelle 4 zeigt die Heizkreise, die in dieser Zeit betrieben wurden.

Tabelle 4: Aktive Heizkreise mit Ventilstellung, Uhrzeit, Vorlauftemperatur und Wärmequelle

Heizkreis	VEN	Uhrzeit	Vorlauftemperatur	Wärmequelle
FBH Bad OG	5	05:00 - 6:30	45°C / 31°C	DLH / Puffer
BTA EG	2,5	06:30 - 11:30	26°C - 35°C	Puffer / DLH
BTA EG / BTA UG	1,25	11:30 - 14:00	28°C	Solar
BTA EG	2,5	10:00 - 14:30	35°C	DLH
BTA EG / BTA UG	1,25	14:30 - 16:30	32°C	DLH
BTA UG	0	16:30 -	35°C	DLH

Wie in Tabelle 4 ersichtlich ist auch eine Mischstellung also ein gleichzeitiges Speisen benachbarter Heizkreise möglich. Da beispielsweise der Betrieb von Bauteilaktivierung bereits mit niedrigen Vorlauftemperaturen von 26°C möglich ist, kann die Solaranlage auch bei wechselhafter Einstrahlung sinnvoll betrieben werden. Der Betrieb ist vorbildhaft und muss nicht optimiert werden.

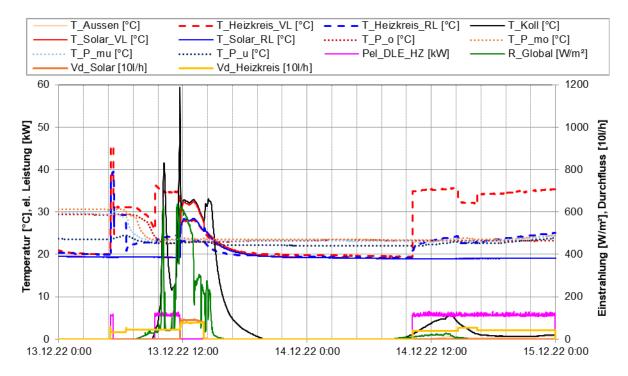


Abbildung 127: Beispielhafter Verlauf von Temperaturen und des Volumenstroms im Solarkreis zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung, der elektrischen Leistung des Durchlauferhitzers für Heizen und der Außentemperatur an zwei Dezembertagen (13.12. – 14.12.2022)

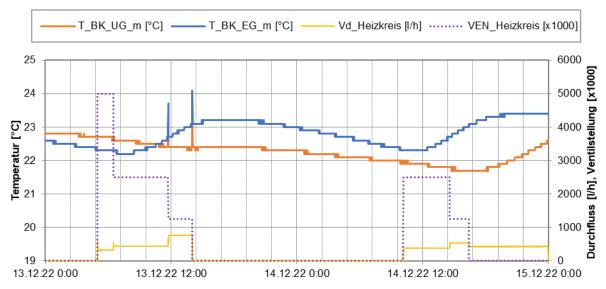


Abbildung 128: Beispielhafter Verlauf der Betonkerntemperaturen sowie Volumenstrom des Heizkreises zuzüglich der Ventilstellung an zwei Dezembertagen (13.12. – 14.12.2022)

Als weiterführende Analyse ist in Abbildung 129 eine Darstellung der einzelnen Wärmemengen (Solar, Heizkreise, Warmwasser) zum Temperaturniveau (Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturniveau – jeweils in Rot- bzw. Blautönen) angeführt. Die Solaranlage liefert Wärme auf einem breiten Temperaturband zwischen 25 bis 70°C. Durch die Möglichkeit diese auf vier verschiedenen Ebenen in den Pufferspeicher einzuschichten, stellt das kein Problem dar. Der gewichtete Mittelwert liegt bei 46°C. Prinzipiell konnten keine hohen Vorlauftemperaturen an der Solaranlage gemessen werden. Da die Pufferspeichertemperaturen auf max. 58°C im Sommer und Übergangszeit begrenzt waren



und in den Wintermonaten die Solarenergie primär direkt für die Heizung genutzt wurde, ist die relativ niedrige Vorlauftemperatur plausibel. Die Heizkreise werden je nach gefordertem Temperaturniveau zwischen 25°C und 45°C betrieben. Das gewichtete Mittel liegt hier bei 35°C. Interessant ist hier vor allem die Rücklauftemperatur. Diese liegt primär im Bereich 20°C bis 27°C, mit einem kleinen Anteil zwischen 35°C und 40°C. Da es keine Möglichkeit gibt, den kühlen Rücklauf direkt in die Solaranlage zurückzuschicken wird dadurch meist der Pufferspeicher ausgekühlt. Der Vorlauf der Warmwasserbereitung lag zwischen 25°C und 60°C. Da es sich um eine Messung gleich nach dem Pufferspeicher und vor der Temperaturbegrenzung bzw. auch vor dem elektrischen Durchlauferhitzer handelt, ist die Temperatur wesentlich vom Pufferspeicherinhalt abhängig. Hier ist kein Optimierungspotential gegeben.

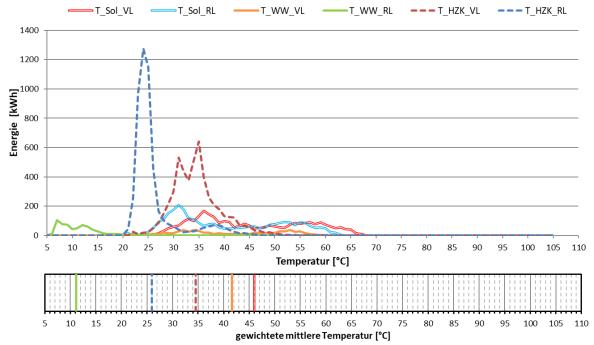


Abbildung 129: Darstellung der Wärmemengen zum Temperaturniveau (oben) sowie gewichtetes mittleres Temperaturniveau (unten) (Februar 2022 bis Jänner 2023)

Des Weiteren wurden die aufgetretenen Raumtemperaturen (Stundenmittelwerte) in einem Behaglichkeitsdiagramm nach EN ISO 7730 (1995) über der Außentemperatur aufgetragen (Abbildung 130). Unterschieden wird dabei zwischen Raumtemperatur bei aktiver Raumheizung und ohne aktiver Raumheizung.

Hierbei ist festzustellen, dass sich die Raumtemperaturen im Erdgeschoß bei aktiver Raumheizung immer innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen befinden. Der Median liegt hier bei 23 °C. Raumüberhitzung It. Norm tritt prinzipiell bei inaktiver Fußbodenheizung und höheren Außentemperaturen auf – sprich in der einstrahlungsreichen Zeit (Median: 25,3°C). Diesem Umstand könnte mittels aktiver Verschattung entgegengewirkt werden. Im Obergeschoß (Schlafraum) ist neben der Fußbodenheizung im Badezimmer keine Heizung verbaut.

Die Raumtemperatur im Obergeschoß lag während der kälteren Monate im Mittel bei 18,7°C und in den wärmeren Monaten bei 24,2°C.



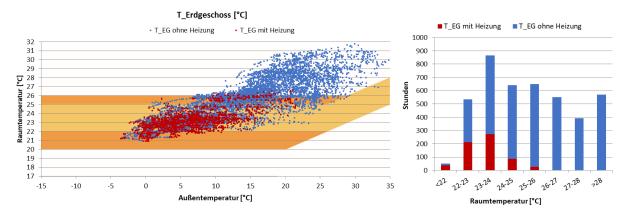


Abbildung 130: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Erdgeschoß aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen im Erdgeschoß(rechts) (Februar 2022 bis Jänner 2023)

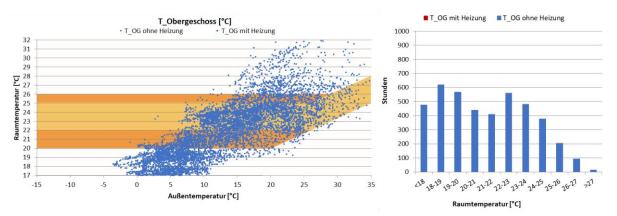


Abbildung 131: Stundenmittelwerte der Raumtemperaturen im Obergeschoß aufgetragen über den Außentemperaturen im Behaglichkeitsdiagramm (links); Häufigkeitsverteilung der Raumtemperaturen im Obergeschoß(rechts) (Februar 2022 bis Jänner 2023)

7.6.6 Anlagen Status Quo

Im Zuge des begleitenden Monitorings konnten einige Optimierungspotentiale hinsichtlich des Betriebs der Solaranlage festgestellt werden. Die solarthermischen Erträge sind – im Kontext der klimatischen Rahmenbedingungen – gut. Leider konnte durch geringere Einstrahlung, erhöhten Verbrauch und nach wie vor nicht optimal eingestellte Regelung lediglich ein solarer Deckungsgrad von 37% erreicht werden.

Im Bereich der Solaranlage sollte speziell der verbaute Wärmetauscher sowie die Mischventile auf richtigen Einbau und richtiges Zusammenspiel in der Regelung überprüft werden. Beim Wärmetauscher suggerieren die Messdaten, dass er im Gleichstrom- anstatt im viel effizienteren Gegenstromprinzip verbaut wurde. An einigen Tagen konnte festgestellt werden, dass die Solaranlage trotz Potential im Pufferspeicher nicht einschaltet. Die Regelung muss dahingehend genau auf mögliche Fehler überprüft werden.

Die Grenztemperatur für die Aktivierung des Durchlauferhitzers für die Warmwasserbereitung liegt bei 36°C. Diese Temperatur wird insbesondere nach längeren Zapfpausen unterschritten, wodurch der Durchlauferhitzer trotz ausreichender Temperatur im Pufferspeicher eingeschalten wird und die solare Deckung des Systems weiter reduziert. Der Bauherr bemüht sich eine Lösung (z.B.: Einbau einer kurzen Zeitverzögerung) zu finden.

Der Betrieb der Durchlauferhitzer funktionierte ansonsten einwandfrei und durch die Nachheizung direkt vor Gebrauch können unnötige Pufferverluste vermieden werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe in den beheizten Bereichen eine hohe Behaglichkeit zeigen, aber die Effizienz des Gesamtsystems weiterer Optimierung bedarf.



8 Literaturverzeichnis

Becke et al., 2014:

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

Becke et al., 2019:

Walter Becke, Christian Fink, Veronika Hierzer, Waldemar Wagner, Max Blöchle, Franz Helminger, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2014"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2019

Becke et al., 2022a:

Walter Becke, Veronika Hierzer, Christian Fink, Waldemar Wagner, Roland Kerschenbauer, Max Blöchle, Thomas Natiesta: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2015"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022

Becke et al., 2022b:

Walter Becke, Veronika Hierzer, Christian Fink, Waldemar Wagner, Thomas Natiesta, Franz Helminger: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2016"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022

Becke et al., 2022c:

Walter Becke, Veronika Hierzer, Christian Fink, Christoph Rohringer, Roland Kerschenbauer: Endbericht zum Projekt "Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2017"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2022