

UNIVERSITÄT STUTT GART
INSTITUT FÜR THERMODYNAMIK UND WÄRMETECHNIK
Kommissarischer Leiter: apl. Prof. Dr.-Ing. Klaus Spindler



Forschungsbericht zum BMWi-Vorhaben

Entwicklung von multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten (Gebäudeintegrierte Solarthermie)

Phase I: Grundlegende Forschungsarbeiten

Akronym „MultiKomp-I“

Förderkennzeichen: 0325985A
Laufzeit des Vorhabens: 01.03.2012 bis 30.06.2015

Bearbeitung: Universität Stuttgart
Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)
Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS)
Harald Drück, Sven Stark, Natalie Gohl, Anja Loose
Pfaffenwaldring 6, 70550 Stuttgart
Tel. 0711/685-63553, Fax 0711/685-63503
E-Mail: drueck@itw.uni-stuttgart.de

Stuttgart, 08. März 2016

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0325985A gefördert. Die Autorinnen und Autoren danken für die Unterstützung und übernehmen die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Kurzfassung

Solarthermische Anlagen zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung sind in Deutschland seit längerem etabliert und verzeichneten über viele Jahre stark ansteigende Absatzzahlen. Zum weiteren Ausbau des Anteils der thermischen Solartechnik an der regenerativen Wärmebereitstellung ist eine deutliche Erhöhung der solaren Deckungsanteile von heute typischerweise bis zu 30 Prozent des Gesamtwärmebedarfs bei neuen Wohngebäuden sowie bei Modernisierungen im Bestand notwendig. Langfristige Zielsetzung ist dabei das „SolarAktivHaus“, welches seinen Wärme- und Kältebedarf vollständig durch Solarthermie abdecken kann. Hierzu ist die Erschließung alternativer, bisher ungenutzter Gebäudeflächen unabdingbar. Insbesondere die Integration solarthermischer Komponenten in die Gebäudefassade ist in diesem Zusammenhang ein vielversprechender Ansatz.

Ziel des Projekts war es daher, multifunktionale solare Gebäudekomponenten zu entwickeln, welche einerseits die klassischen architektonischen Funktionen einer Gebäudehülle abdecken und andererseits eine aktive und passive Nutzung der Solarstrahlung zulassen.

Durch die Kombination mit zusätzlichen Funktionalitäten sollen modulare Bauteile entstehen, welche als integrale Bestandteile des Gebäudes und der Anlagentechnik bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden können. Angestrebt wird damit eine technologische Weiterentwicklung bereits bekannter Solarfassaden, die bisher nur ein relativ geringes Integrationsniveau aufweisen. Erwartet werden neben der Erhöhung des solaren Deckungsanteils eine Steigerung der thermischen Leistungsfähigkeit sowie eine beträchtliche Reduktion der Herstellungs- und Betriebskosten eines Gebäudes. Insgesamt werden solche innovativen Komponenten zu einer energieeffizienten Verstärkung des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung beitragen.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden am Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS) des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart zwei Prototypen multifunktionaler solarthermischer Gebäudekomponenten entwickelt und ihr thermisches Verhalten mittels Labor- und Außenprüfungen untersucht.

Im vorliegenden Forschungsbericht wird zunächst die Vorgehensweise bei der Entwicklung der Prototypen von der Konzeptionierungsphase bis zum Aufbau aufgezeigt. Dies beinhaltet auch die Ergebnisse aus umfangreichen dynamischen Gebäudesimulationsstudien. Der konstruktive Aufbau der beiden Prototypen sowie der verwendeten Materialien werden im Folgenden detailliert beschrieben. Die Prototypen wurden unter Laborbedingungen auf ihre strahlungs- und thermophysikalischen Eigenschaften hin untersucht. Um die multifunktionalen Komponenten auch in ihrer Funktion als Gebäudefassade unter realen Bedingungen untersuchen zu können, wurde ein Außenprüfstand errichtet. Aufgrund der hiermit durchgeführten Prüfungen konnten auch Begrenzungen und Einschränkungen der neu entwickelten multifunktionalen Gebäudekomponenten erkannt und Optimierungspotentiale abgeleitet werden.

Über die thermische Leistungsbewertung hinaus wurden in dem Vorhaben auch eine ganzheitliche ökologische Bewertung eines der neu entwickelten Prototypen auf Basis einer vollständigen Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) sowie eine zusätzliche wirtschaftliche Untersuchung durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse werden im vorliegenden Forschungsbericht ebenfalls präsentiert.

Abschließend werden die Inhalte und Ergebnisse des Forschungsberichts zusammengefasst und bewertet sowie weitere Ansatzpunkte für zukünftige Arbeiten aufgezeigt.

Abstract

Solar thermal systems with roof-mounted collectors and basement-located hot water stores represent a mature technology for solar space heating and domestic hot water preparation in residential buildings. However, due to the limited available roof area, an increase of the solar fraction is often not possible. Especially in case of multi-story residential buildings with a low ratio of roof area to living area and dwelling units, the façade integration of solar thermal components seems to be a promising solution for covering more than 50 % of the total heat demand by solar energy.

The façade integration of solar thermal collectors is also advantageous with regard to the distribution of solar irradiation over the year, because in a vertical facade the seasonal course of the solar irradiation better matches the heat demand of the building than tilted collectors mounted on the roof. Compared to roof-installed collectors, stagnation times are reduced as well by façade-integrated collectors, due to the steeper angle of incidence in summer.

Placing solar collectors in front of the façade is so far the most common technique for building-integrated solar thermal (BIST), but actually more ambitious approaches in this field are needed for achieving a real architectural and technical integration. The aim of this MultiKomp project reaches further than the most approaches known up to date. Other than just concentrating on one component of a heating system like the façade integration of a solar thermal collector, the aim of this project is the development and integration of a complete solar thermal system for the purpose of domestic hot water preparation and/or space heating within the building envelope, which supplies solar thermal heat to the building and simultaneously reduces the heat transmission losses of the building. Such so-called multifunctional solar thermal façade components combine the features of a standard building façade such as thermal and noise insulation and the protection against environmental influences with the functions of a solar thermal system, i.e. the generation, storage and distribution of solar heat.

During the project described in this report, two prototypes of multifunctional solar thermal building components have been developed, built and experimentally tested at the Research and Testing Centre for Thermal Solar Systems (TZS) of the Institute of Thermodynamics and Thermal Engineering (ITW) at the University of Stuttgart, Germany.

In this report, the conceptual design, dynamic building simulations and the detailed construction of the two prototypes are presented. The prototypes have been tested under laboratory conditions in the dynamic solar simulator of ITW/TZS and the main measurement results obtained from these tests are presented and discussed. Furthermore, an outdoor test facility has been established in order to investigate the functionality of the multifunctional building components under real operating conditions and to identify the limitations and restrictions of the newly developed multifunctional building components.

In addition to the assessment of the thermal performance, also a holistic ecological evaluation on the basis of a Life Cycle Assessment (LCA) as well as an economic analysis have been performed for one of the newly developed prototypes. The main results of these investigations are also presented in this report.

As a conclusion, the contents and results of the MultiKomp research project are summarized and suggestions for future activities are pointed out.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	II
Abstract	III
Nomenklatur	VIII
Große lateinische Symbole	VIII
Kleine lateinische Symbole	IX
Abkürzungen.....	IX
Indizes	XIII
1 Einführung.....	1
1.1 Motivation und Problemstellung.....	1
1.2 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen	3
1.2.1 Opake Außenwände mit vorgesetzten Systemen.....	3
1.2.2 Nichttragende, vorgehängte Fassadensysteme.....	4
1.3 Abgrenzung und Innovationscharakter von MultiKomp-I	6
1.4 Zielsetzung und Aufbau	7
2 Erarbeitung von Konzepten und Planung von Prototypen (AP1)	10
2.1 Erarbeitung grundlegender Konzeptideen	10
2.2 Vorauswahl von Konzepten	11
2.2.1 Konzept 1	11
2.2.2 Konzept 2	12
2.2.3 Konzept 3	13
2.3 Endgültige Auswahl der Konzepte zur Umsetzung als Prototypen	14
2.3.1 Methodik und Ergebnis der Auswahl	14
2.3.2 Ergebnisse des Erfahrungsaustausches mit Architekten	14
2.3.3 Änderungen am Konzept 1	15
2.3.4 Änderungen am Konzept 2	15

3	Dynamische Gebäudesimulation (AP2)	18
3.1	Vorbemerkungen.....	18
3.2	Simulationen mit einem Container als Referenzgebäude	19
3.2.1	Simulierte Konzepte und variierte Parameter	19
3.2.2	Einfluss der Modulfläche und der Größe des Zapfprofiles.....	21
3.2.3	Einfluss der Modulausrichtung	23
3.3	Simulationen mit Referenzwohngebäuden (MFHs)	24
3.3.1	Hintergrund der Simulationen mit Referenzwohngebäuden.....	24
3.3.2	Definition der Referenzwohngebäude	25
3.3.3	Ausgewählte Simulationsergebnisse.....	27
3.4	Bestimmung des benötigten spezifischen Speichervolumens für das Trinkwassermodul mit TRNSYS	28
3.4.1	Begrenzung der maximalen Speichertemperatur auf 70 °C.....	28
3.4.2	Begrenzung der minimalen Temperatur im Speicher auf 5°C.....	29
3.5	Fazit.....	31
4	Beschaffung und Anpassung der benötigten Materialien und Komponenten (AP3)	32
4.1	Höherer Zeitaufwand während der Konzeptphase.....	32
4.2	Schwierigkeiten bei der Beschaffung bestimmter Komponenten.....	33
4.3	Höherer Zeitaufwand bei der Detailplanung.....	34
5	Aufbau von zwei Prototypen (AP4)	36
5.1	Aufbau von Prototyp 1	36
5.1.1	Übersicht über den grundsätzlichen Aufbau	36
5.1.2	Detaillierte Beschreibung der Hauptkomponenten des Prototyps	38
5.1.3	Wesentliche Schritte beim Aufbau des Prototyps.....	45
5.2	Aufbau von Prototyp 2	50
5.2.1	Übersicht über den grundsätzlichen Aufbau	50
5.2.2	Aufbau des Speichermoduls.....	52
5.2.3	Aufbau der Kollektoren	66
5.2.4	Aufbau des Hydraulikmoduls	68

6	Vermessung der Prototypen unter Laborbedingungen (AP5) ..75	
6.1	Vermessung von Prototyp 1 (Trinkwassermodul)	75
6.1.1	Messtechnik	75
6.1.2	Speicherprüfung nach EN 12977-3.....	79
6.1.3	Messungen im dynamischen Sonnensimulator	81
6.2	Vermessung von Prototyp 2 (Kombimodul).....	91
6.2.1	Messtechnik	91
6.2.2	Messungen im dynamischen Sonnensimulator	93
6.2.3	Speicherprüfungen	103
7	Aufbau einer Testzelle zur Außenprüfung und für Langzeitmessungen (AP6)	110
7.1	Vorbemerkungen zur Errichtung des Außenprüfstandes und zum Umfang der Langzeitmessungen	110
7.2	Einbau des ersten Prototyps	113
7.3	Messergebnisse auf dem Außenprüfstand.....	115
7.3.1	Ziele der Messungen auf dem Außenprüfstand	115
7.3.2	Temperaturen am Absorber und im Speicher (Sommer).....	115
7.3.3	Temperaturen am Absorber und im Speicher (Herbst/Winter).....	122
7.3.4	Gefahr der Überhitzung einzelner Bauteile	124
7.3.5	Frostgefahr für den Speicher und die Rohrleitungen	126
7.3.6	Erwärmung des Innenraumes und Rückwandtemperatur	128
7.3.7	Thermografische Analyse	131
8	Auswertung der Messergebnisse (AP7).....	143
8.1	Auswertung der Messergebnisse für Prototyp 1	143
8.2	Auswertung der Messergebnisse für Prototyp 2	146
9	Ökologische Bewertung von multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten	147
9.1	Definitionen und Vorbemerkungen	147
9.2	Kumulierter Energieaufwand.....	149
9.3	Energetische Amortisationszeit.....	155

9.4	Ökologischer Fußabdruck	157
9.5	Umweltwirkungen (ReCIPe Midpoint Methode)	159
9.6	Fazit der ökologischen Bewertung.....	164
10	Ökonomische Bewertung von multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten	165
10.1	Vorbemerkungen.....	165
10.2	Kosten der solarthermischen Fassadenelemente.....	165
	10.2.1 Materialkosten.....	166
	10.2.2 Fertigungskosten und Gesamtkosten	167
10.3	Kosten für den Einbau der Fassadenelemente	168
10.4	Wirtschaftlichkeitsrechnung	169
10.5	Ausgewählte Ergebnisse	171
10.6	Fazit der ökonomischen Bewertung.....	175
11	Koordination und Öffentlichkeitsarbeit (AP8).....	177
11.1	Projektlogo	177
11.2	Publikation der Ergebnisse in Konferenzbeiträgen.....	178
11.3	Publikation der Ergebnisse in Fachzeitschriften.....	178
11.4	Publikationen in Form von Vorträgen	179
12	Zusammenfassung und Ausblick	180
13	Danksagung	182
14	Literaturverzeichnis	183

Nomenklatur

Große lateinische Symbole

Symbol	Einheit	Bezeichnung
A	m ²	Fläche
AZ	a	Amortisationszeit
AZ _{KEA}	a	Energetische Amortisationszeit, basierend auf dem kumulierten Energieaufwand basierend
B	cm	Breite
H	cm	Höhe
KEA	kWh _{Eq}	Kumulierter Energieaufwand
KEA _{aux,tot}	kWh _{Eq}	Gesamter kumulierter Energieaufwand der für die Nachheizung notwendigen fossilen Brennstoffmenge
KEA _B	kWh _{Eq}	Kumulierter Energieaufwand für die Betriebsphase
KEA _{conv,tot}	kWh _{Eq}	Gesamter kumulierter Energieaufwand eines konventionellen Referenzheizsystems
KEA _E	kWh _{Eq}	Kumulierter Energieaufwand für die Entsorgung
KEA _H	kWh _{Eq}	Kumulierter Energieaufwand für die Herstellung inklusive Transport und Installation
KEA _W	kWh _{Eq}	Kumulierter Energieaufwand für die Wartung
L	cm	Länge
PEA	kWh _{Eq}	Primärenergieäquivalent
PEA _{ein}	kWh _{Eq}	eingesetztes Primärenergieäquivalent
PEA _{sav}	kWh _{Eq}	eingespartes Primärenergieäquivalent über die gesamte Lebensdauer der Anlage

Symbol	Einheit	Bezeichnung
PEA_{sub}	kWh_{Eq}	substituiertes Primärenergieäquivalent infolge der eingesparten fossilen Brennstoffmenge
V	l, m^3	Volumen
V/A	l/m^2	Verhältnis von Speichervolumen zu Kollektorfläche

Kleine lateinische Symbole

Symbol	Einheit	Bezeichnung
t	a	Zeit, Lebensdauer

Abkürzungen

Symbol	Bezeichnung
AP	Arbeitspaket
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BIPV	Gebäudeintegrierte Photovoltaik (Building-integrated photovoltaics)
BIST	Gebäudeintegrierte Solarthermie (Building-integrated solar thermal)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
CAD	Rechnerunterstütztes Konstruieren (computer-aided design)
CFC-11	Trichlorfluormethan
CFC-11 _{Eq}	Trichlorfluormethan-Äquivalent

Symbol	Bezeichnung
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO _{2Eq}	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
CPC	Parabol-Spiegel bzw. -reflektorblech bei Vakuumröhrenkollektoren (Compound Parabolic Concentrator)
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSTTP	Deutsche Solarthermie-Technologieplattform
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EN	Europäische Norm
EnEV	Energieeinsparverordnung
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk (Ethylen-Propylen-Dien-Monomer)
ESTIF	Europäischer Solarthermie-Industrieverband (European Solar Thermal Industry Federation)
ESTTP	Europäische Solarthermie-Technologieplattform (European Solar Thermal Technology Panel)
ETC	Definiertes Trinkwarmwasser-Zapfprofil entsprechend der europäischen Norm EN 13203-2 (European Tapping Cycle)
EU	Europäische Union
FAO	Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (Food and Agriculture Organisation of the United Nations)
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GWP	Treibhauspotenzial (Global Warming Potential)
HTWD	Hybrid-transparente Wärmedämmung
IBK2	Institut für Baukonstruktion der Universität Stuttgart, Lehrstuhl 2

Symbol	Bezeichnung
ifu	Institut für Umweltinformatik Hamburg
IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss über Klimaveränderung (Intergovernmental Panel on Climate Change)
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme Freiburg
ISFH	Institut für Solarenergieforschung Hameln
ISO	Internationale Organisation für Normung (International Organization for Standardization)
ITW	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart
KH	Kunststoff-Holz-Verbundmaterial
LBO	Landesbauordnung
LCA	Ökobilanz (Life Cycle Assessment)
LCI	Sachbilanz (Life Cycle Inventory)
LCIA	Beurteilung der Auswirkungen des Lebenszyklus (Life Cycle Impact Assessment)
Lkw	Lastkraftwagen
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MID	Magnetisch-induktives Durchflussmessgerät
MPPF	Multifunctional Plug & Play Facade
NMVOC	Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (non methane volatile organic compounds)
ODP	Ozonzerstörungspotenzial (ozone depletion potential)
P	Phosphat

Symbol	Bezeichnung
P _{Eq}	Phosphat-Äquivalent
PCM	Phasenwechselmaterial (Phase change material)
PM10	Feinstaub (particulate matter), Teilchen mit einer Größe von < 10 µm
PM10 _{Eq}	Feinstaub-Äquivalent (Feinstaub-Teilchen mit einer Größe von < 10 µm)
PP	Polypropylen
PTJ	Projekträger Jülich
Pt100	Platinwiderstandsthermometer mit einem elektrischen Widerstand von 100 Ω bei einer Temperatur von 0 °C
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
ReCiPe	Methode zur ökologischen Wirkungsabschätzung (benannt nach den Institutionen RIVM, CML, PRé Consultants und Radboud Universiteit Nijmegen, welche diese Methode entwickelt haben)
RH	Raumheizung
RL	Rücklauf
TABS	Thermoaktive Bauteilsysteme
TRNSYS	Software für dynamische Gebäudesimulationen (Transient System Simulation)
TW	Trinkwassererwärmung
TWW	Trinkwarmwasser
TWD	Transparente Wärmedämmung
TZS	Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart

Symbol	Bezeichnung
v	Version
VIP	Vakuum-Isolationspaneel
VL	Vorlauf
WW	Warmwasser

Indizes

Symbol	Bezeichnung
Eq	Äquivalent
th	thermisch

1 Einführung

1.1 Motivation und Problemstellung

Die Bedeutung erneuerbarer Energien im deutschen Wärmemarkt ist mit einem Anteil von 9,9 % an der Endenergiebereitstellung von Wärme im Jahr 2014 bislang deutlich geringer als im Strommarkt [1]. Um diese Entwicklung auszugleichen, strebt die Bundesregierung mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegegesetz (EEWärmeG) und der darin enthaltenen Nutzungspflicht für Bauherren eine Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung auf 14 % im Jahr 2020 an [2]. Die hierfür nutzbare solarthermische Wärmeerzeugung ist in Deutschland etabliert und Deutschland nimmt mit etwa 30 % Anteil am europäischen Solarwärmemarkt bzw. 630 MW_{th} von ca. 2 GW_{th} neu installierter thermischer Leistung im Jahr 2014 (ESTIF/BSW) im europäischen Vergleich eine Vorreiterrolle ein [3, 4]. Dennoch beträgt der Anteil der Solarwärme an der gesamten erneuerbaren Wärmebereitstellung in Deutschland bisher nur 5,3 % (BMWi 2014) [1]. Um der ambitionierten deutschen Zielsetzung sowie dem Zwischenziel der EU, bis 2020 durchschnittlich einen Quadratmeter Solarkollektorfläche pro Einwohner zu installieren, nachzukommen, muss der Markt für thermische Solartechnik in den nächsten Jahren kontinuierlich um 20 bis 25 % jährlich wachsen [5 - 7].

Damit in diesem Wachstumsmarkt die Technologieführerschaft Deutschlands und Europas langfristig gewährleistet wird, ist es wichtig, dass die Technologie der Solarwärmenutzung kontinuierlich weiterentwickelt wird. Ein wichtiger Aspekt ist hierbei u.a. die Steigerung des solaren Deckungsanteils bei der Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Laut der Vision 2030 der Technologieplattformen DSTTP und ESTTP [7, 8] sollen im Neubau sogenannte „SolarAktivHäuser“ zum Baustandard werden, welche ihren gesamten Wärme- und Kältebedarf vollständig durch Solarenergie abdecken. Im Sanierungsfall soll durch die sogenannte „Solar-Aktive Modernisierung“ zumindest ein solarer Deckungsanteil von deutlich über 50 % erzielt werden.

Zur Steigerung der solaren Deckungsanteile sind größere Kollektorflächen erforderlich. Ein weiterer Ausbau der Solarthermie mit der bisher etablierten konventionellen Anlagentechnik kann aber insbesondere bei kleinen, kompakten oder mehrgeschossigen Wohngebäuden und auch bei Nichtwohngebäuden (Büro- und Verwaltungsbau) zu einem Mangel an geeigneter Dachfläche führen. Eine zukunftsfähige Alternative ist deshalb die architektonische Integration von Solarthermie in Fassaden. Wirtschaftlich interessante Ergebnisse lassen sich erzielen, wenn Anlagen zur aktiven Solarenergiegewinnung nicht nachträglich auf das Dach montiert oder aufgeständert werden, sondern als integraler Bestandteil des Gebäudes und der Anlagentechnik bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden. Der Evolutionssprung von rein technisch-funktionalen Elementen zu architektonisch zufriedenstellenden Bauteilen steht allerdings noch aus. Bisher werden Fassaden immer noch sehr stark in einzelnen Komponenten betrachtet und entwickelt. Qualitativ und quantitativ nicht aufeinander abgestimmte Bauteile werden von unterschiedlichen Herstellern angeboten und müssen von Planern mit hohem Aufwand zu komplexen Hüllsystemen kombiniert werden. Auch energetische Funktionalitäten werden bisher nur in unzureichendem Umfang in strukturelle Elemente von Gebäuden integriert. Bei der Konzeption und Entwicklung von innovativen, multifunktionalen Gebäudekomponenten ist der integrative Ansatz aber ein wesentlicher Faktor zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit. Eine aktive Energiefassade muss nicht nur in Bezug auf Wärmedämmung, Verschattung und aktive Nutzung solarer Baukomponenten

leistungsfähiger bzw. kostengünstiger sein als bisherige Einzelsysteme, sie muss auch bessere Komfortbedingungen bieten und ästhetischen Ansprüchen genügen [9 - 11].

Eine ähnliche Entwicklung haben Photovoltaikanlagen durchlaufen, welche im Gegensatz zur Solarthermie den Sprung in die Architektur bereits geschafft haben (Building-integrated photovoltaics, BIPV). So gibt es eine große Zahl preisgekrönter Bauten, bei denen Photovoltaikanlagen erfolgreich in der Gebäudehülle eingesetzt werden [11].

Multifunktionale Gebäudekomponenten vereinen konventionelle architektonische Funktionen der Gebäudehülle wie Statik und Schutz vor Umwelteinflüssen mit anlagentechnischen Anforderungen in einem Bauteil. Beispiele hierfür sind Wasserrohrleitungen, die auch strukturelle Funktionen erfüllen, Fassadenkollektoren, welche die Transmissionswärmeverluste des Gebäudes reduzieren, Wände mit integrierter Speicherfunktion oder kombinierte Tageslicht- und Wärmenutzung. Am ISFH wurde z.B. die Fassadenintegration von Kollektormodulen mit wärmedämmenden Formteilen untersucht. Am Fraunhofer ISE wurde ein teiltransparenter Fassadenkollektor entwickelt, der neben der reinen Kollektorfunktion auch einen winkelabhängigen Sonnenschutz bietet. Das Institut für Baukonstruktion und Entwerfen, Lehrstuhl 2 (IBK2) der Universität Stuttgart beschäftigte sich gemeinsam mit dem Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) mit der Integration von Vakuumröhrenkollektoren in Fensterelemente. Der Aspekt der Solarenergienutzung wird dabei bereits in der Planungsphase des Gebäudes berücksichtigt. Die Gewinnung und Nutzung von Energie, sowie die Speicherung von Wärme prägen hierbei von Anfang an den Planungsprozess [11, 12].

Solare Fassadensysteme tragen zur Energieeffizienz bei, indem sie die Funktion der Gebäudehülle um energetisch wirkungsvolle Maßnahmen ergänzen und damit einen aktiven, passiven oder hybriden Beitrag zur Energieversorgung des Gebäudes leisten.

Die Fassadenintegration von thermischen Kollektoren ist besonders interessant für Anlagen mit hohen solaren Deckungsanteilen, weil hier der jahreszeitliche Verlauf der Einstrahlung in vertikaler Kollektorebene dem der Heizlast besser angepasst ist, und zudem wesentlich seltener Stillstandsbetrieb (Stagnation) auftritt als bei klassischen dachinstallierten Kollektoren. Diese Doppelfunktion fassadenintegrierter Kollektoren führt zu einer verbesserten Wärmedämmung bzw. zu geringeren Wärmeverlusten sowohl des Kollektors als auch des Gebäudes und der Kollektor kann zudem als Gestaltungselement eingesetzt werden [9 - 12].

Zur passiven Solarenergienutzung werden u.a. transparente Wärmedämmungen (TWD) eingesetzt, die im Gegensatz zu herkömmlichen opaken Wärmedämmungen einen maßgeblichen Beitrag an Solarenergiegewinnen ermöglichen. Zum Einsatz kommen dabei transluzente Materialien, die sich durch gute wärmedämmende Eigenschaften in Verbindung mit einer hohen Durchlässigkeit für Solarstrahlung auszeichnen. Durch diese Form der Fassadendämmung wird einerseits der Transmissionswärmeverlust über die Außenwände auf ein akzeptables Maß begrenzt und gleichzeitig ein großer Gesamtenergiedurchlass von außen nach innen zur Gewinnung von Solarenergie realisiert. Der Energiegewinn liegt an Südfassaden bei ca. 100 - 120 kWh/m² TWD je Heizsaison. Eine Weiterentwicklung stellen hybrid-transparente Wärmedämmungen (HTWD) dar, die es ermöglichen, während strahlungsreicher Tageszeiten Wärmeüberschüsse über einen Solekreislauf zu sammeln, zu speichern und somit Überhitzungszustände zu vermeiden [13 - 18].

Eine weitere Form hybrider Nutzung ist die Bauteilaktivierung. Thermoaktive Bauteilsysteme (TABS) beziehen die Gebäudestruktur aktiv in das Energiemanagement des Gebäudes mit ein. Sie können mit Wasser als Arbeitsmedium sowohl zum Heizen als auch zum Kühlen

eingesetzt werden. Abhängig von der jeweiligen Lage der Rohre im Bauteil werden Kapillarrohrsysteme, Betonkern-, Fußboden- und Zweiflächen-Bauteiltemperierung unterschieden. Hier wird die Gebäudestruktur dazu genutzt, thermische Energie zu speichern, um sie bei Bedarf wieder freizusetzen, ohne dass eine aktiv gesteuerte Klimatechnik benötigt wird [18, 19].

Auch die Wärmekapazität von im Bauwesen üblichen Putzen, Gipskartonplatten, Paneelen, Estrichen und Spachtelmassen kann zusätzlich erhöht werden, indem diesen Baustoffen mikroskopisch kleine, gekapselte Phasenwechselmaterialien (PCM) auf Basis von Paraffinen oder Salzhydraten beigemischt werden. Die Aktivierung der Phasenwechselmaterialien kann entweder durch Wärmeleitung im eigentlichen Bauteil oder über Wasser führende Systeme wie Kapillarrohrmatten oder Rohrregister erfolgen. Auf diese Weise können Gebäude mit deutlich geringerem Energieeinsatz temperiert werden [20].

1.2 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

1.2.1 Opake Außenwände mit vorgesetzten Systemen

Multifunktionale Energiesysteme unter Verwendung von opaken Gebäudefassaden sind bisher nicht bekannt. Im Falle von thermischen Kollektoren handelt es sich dabei meist um spezielle, additive Lösungen, bei denen die rückseitige Wärmedämmung des Kollektors üblicherweise dem Überhitzungsschutz dient und somit nicht als integraler Bestandteil der Außenwandkonstruktion zu sehen ist. Gleichwohl existieren einige wenige Anbieter, welche farbige oder individuell geformte (z.B. trapezförmige) Kollektoren anbieten und somit dem Planer oder Architekten zumindest in Bezug auf die rein optische Gestaltung eine gewisse Auswahl ermöglichen.

Als einziges System, welches den im Vorhaben MultiKomp-I zu realisierenden multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten näher kommt, sei das sogenannte *GAP:Water-System* der Fa. GAP solution GmbH genannt, vgl. Abb. 1.1 links.

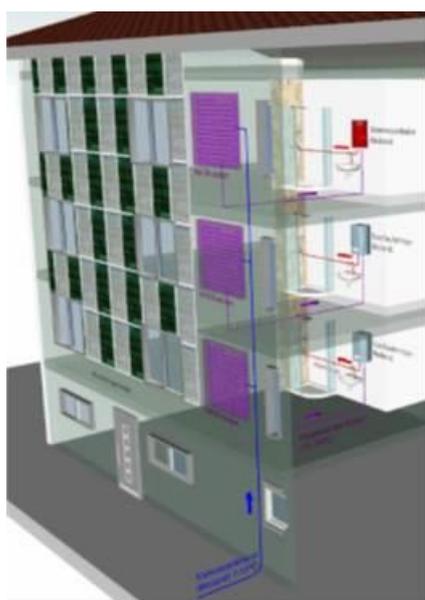


Abb. 1.1: *GAP:Water-System* der Fa. GAP solution (links) [21], Schüco E²-Fassadenelement (rechts) [22]

Hierbei bildet ein Betonelement mit eingegossenen Kunststoffrohrleitungen als Wärmeübertrager, welches auf der Vorderseite verglast ist, den Kern dieses Systems. Das Betonelement dient dabei als „Speicherabsorber“, d.h. es absorbiert einerseits die Solarstrahlung und speichert sie andererseits auch in Form von thermischer Energie. Über den eingegossenen Wärmeübertrager kann Wasser, welches dieses Betonelement durchströmt, vorgewärmt werden, um anschließend beispielsweise zur dezentralen Trinkwassererwärmung genutzt zu werden. Die Rückseite des GAP:water-Systems wird durch eine Holzriegelwand gebildet sowie durch die bestehende Fassade des Gebäudes oder zumindest einen Teil der bestehenden Gebäudefassade [22]. Im Gegensatz zu den im Projekt MultiKomp-I zu entwickelnden multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten ersetzt das GAP:water-System die Fassade also nicht in der kompletten Tiefe bzw. Dicke, sondern wird vor die bestehende Fassade aufgesetzt. Über die erreichbaren solaren Erträge dieses Beton-Speicherabsorbers, welcher offensichtlich nicht mit einer Beschichtung zur Erhöhung des Absorptionsvermögens versehen ist, sind keine Informationen bekannt.

1.2.2 Nichttragende, vorgehängte Fassadensysteme

Im Bereich der nichttragenden, vorgehängten Fassadensysteme gab es in den letzten Jahren einige interessante Entwicklungen hin zu einer Multifunktionalität und größeren Energieeffizienz, welche sich in der Anwendung jedoch fast ausschließlich auf den Bürobau mit einem hohen Verglasungsanteil beschränken. Die wesentlichen Schwerpunkte liegen dabei auf einer optimalen Regulierbarkeit von Durchsicht, Verschattung und Überhitzungsschutz, der Nutzung von Tageslicht, der Integration von innovativen Lüftungskonzepten und dem Sammeln von solarer Energie. Im Folgenden sind die bekannten Konzepte aufgeführt.

Schüco E²-Fassade

Bei der in Abb. 1.1 auf der rechten Seite dargestellten Energiefassade Schüco E² handelt es sich um ein in der Regel geschosshohes Fassadensystem, welches innerhalb eines Systembaukastens den Einsatz neuartiger Öffnungselemente, eines innovativen Sonnenschutzsystems, Komponenten der Lüftungs- und Klimatechnik sowie der solaren Energiegewinnung erlaubt. Zur aktiven Energiegewinnung wurden dabei als mögliche Füllelemente geschosshohe Dünnschicht-Photovoltaikpaneele und thermische Sonnenkollektoren mit perforierten Absorbern in einer doppelschaligen Glaseinheit entwickelt. Beide Komponenten lassen sich ebenso wie die Medienführung völlig in das Fassadensystem integrieren und erlauben auf Grund ihrer perforierten Beschaffenheit für den Benutzer die Sicht nach draußen. Die perforierten Flachkollektoren erwiesen sich im Praxistest jedoch als nicht praktikabel, da auf der Innenseite der Fassade zu hohe Temperaturen auftraten. Daher wurde von einer Markteinführung abgesehen [22].

MPPF – Multifunctional Plug & Play Façade

Das österreichische Projekt MPPF hatte das Ziel, ein innovatives, modulares Fassadensystem zu entwickeln, welches neben den Funktionen einer konventionellen Gebäudehülle zusätzliche technische Aufgaben erfüllt. Dazu gehören u.a. die Raumklimatisierung (Heizen, Kühlen, Lüften), bauphysikalische Aufgaben (Akustik, Beleuchtung, Brandschutz, Feuchteschutz), sowie die Energiebereitstellung, -speicherung und -verteilung (sowohl solarthermisch als auch photovoltaisch). Es wurde eine Prototypenfassade realisiert, welche messtechnisch analysiert wurde, siehe Abbildung 1.2 links. Die beiden thermischen Kollektorfelder beladen über eine Solar-Pumpengruppe mit integrierter Regelung einen 500 l Pufferspeicher, welcher als Energieversorgung für ein fassadenintegriertes Heiz- und Kühlsystem verwendet wird

[23, 24]. Die MPPF-Fassade wird vor die Fassaden von Bürogebäuden vorgehängt und ist ebenfalls nicht für den Wohnungsbau geeignet.

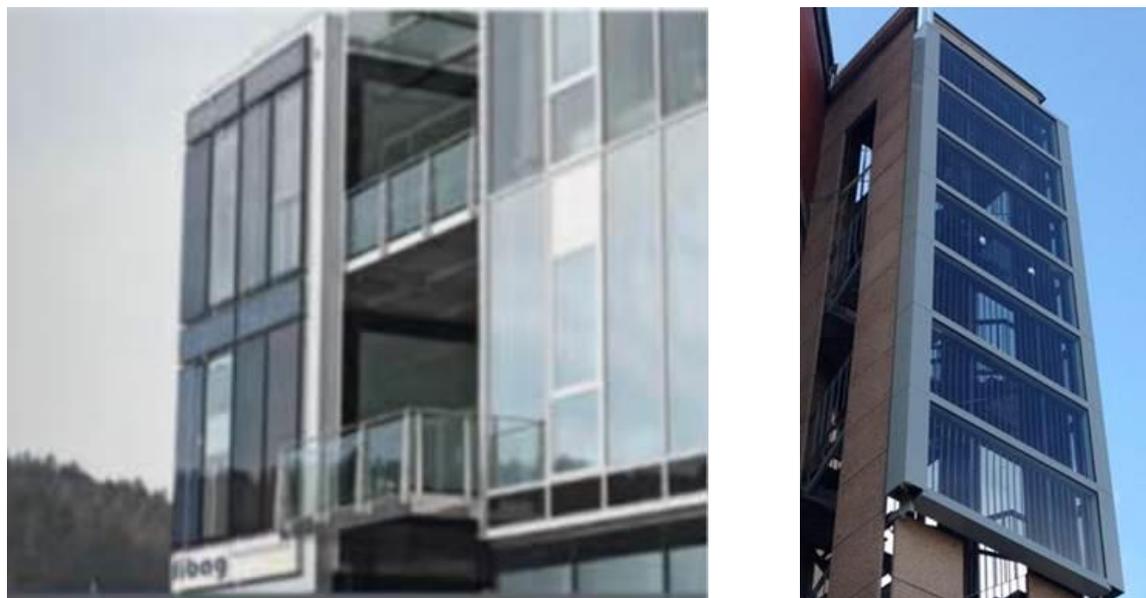


Abb. 1.2: MPPF-Fassade (links) [24], Teiltransparenter Kollektor (rechts) [25, 26]

EU-Projekt Cost-Effective

Auch im Rahmen des EU-Projektes „Cost-effective“ unter Federführung des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) wurden multifunktionale Fassadenkomponenten entwickelt, welche allerdings auf den Einsatz an Hochhäusern abzielen. Als Beispiel sei ein semitransparenter Fassadenkollektor genannt, der dem Benutzer des Gebäudes visuellen Kontakt nach außen gewährt, während die auf das Gebäude bzw. diesen semitransparenten Kollektor auftreffende solare Strahlungsenergie sehr gut genutzt werden kann [25, 26]. Ein eingebauter semitransparenter Kollektor ist in Abb. 1.2 auf der rechten Seite gezeigt.

CPC Office/System Wicon

Ein weiteres Fassadensystem für Bürogebäude wurde am Institut für Baukonstruktion, Lehrstuhl 2 (IBK2) der Universität Stuttgart in Kooperation mit Industriepartnern entwickelt. Das neuartige Aluminiumfassadenkonzept „CPC Office/System Wicon“ mit integrierten solarthermischen CPC-Vakuurröhrenkollektoren war zwischenzeitlich am Markt erhältlich und erhielt u.a. den Intersolar-Award 2010 im Rahmen der gleichnamigen internationalen Solarfachmesse [27].

Es handelt sich dabei um einen speziell für die Anforderungen moderner Bürokomplexe mit einer Glasfassade entwickelten Fassadenkollektor, der am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) geprüft wurde. Dieser Sonnenkollektor vereint architektonische Aspekte wie Transparenz, Wärme- und Sonnenschutz, Raumausleuchtung und eine hohe gestalterische Qualität mit den spezifischen Erwartungen hinsichtlich eines möglichst hohen Solarertrags und Wirtschaftlichkeit. Der wesentliche Unterschied zwischen einem auf dem Dach montierten Vakuurröhrenkollektor und dem Fassadenkollektor liegt in der Perforation des eingesetzten CPC-Reflektorbleches (vgl. Abb. 1.3). Dadurch wird eine gleichmäßige, blendfreie Ausleuchtung des Innenraums mit Tageslicht bei gleichzeitiger visueller Transparenz für den Bürobewohner ermöglicht. Der Kollektor „sammelt“ die solare Energie

vor der Fassade und schirmt die angrenzenden Räume vor direkter Sonneneinstrahlung ab. Aufgrund der geringen Wärmeverluste des Kollektors kann Solarwärme mit hoher Temperatur (60 - 90 °C) erzeugt werden, welche dann über das in die Fassadenprofile integrierte Rohrsystem für die Trinkwarmwasserbereitung, Heizungsunterstützung oder zur solaren Kühlung dem Gebäude zur Verfügung gestellt wird. Die hoch wärmegeämmte Glasfassade mit integriertem Vakuumröhrenkollektor sorgt für einen geringen Energieverbrauch in der Heizperiode, während die zu öffnenden Fensterflügel der Fassade eine freie Fensterlüftung und eine einfache Reinigung der Glasflächen ermöglichen [28].



Abb. 1.3: Fassadenkollektor CPC Office/System Wicona [27, 28]

1.3 Abgrenzung und Innovationscharakter von MultiKomp-I

Die unter 1.2.2. beschriebenen multifunktionalen Fassadensysteme bieten im Wesentlichen Lösungen für die spezifischen Anforderungen des Bürobaus an. Durch den in der Regel hohen Verglasungsanteil und die hohen internen Wärmegewinne stehen die Regulierbarkeit des Raumklimas mit Lüftung und Kühlung sowie die Senkung des damit einhergehenden Energieverbrauchs im Vordergrund. Die Bereitstellung von Wärme für Heizung und Warmwasser ist bei diesen Konzepten eher von untergeordneter Relevanz. Die konstruktive Beschaffenheit eines nichttragenden Hüllsystems mit einem modularen Aufbau begünstigt die Systemintegration verschiedener funktionaler Komponenten und erlaubt so eine gestalterisch optimierte Umsetzung innerhalb eines Systembaukastens. Die im Vorhaben MultiKomp-I zu entwickelnden multifunktionalen Fassadenelemente hingegen sollen auf die spezifischen Anforderungen und Randbedingungen von Wohngebäuden sowohl funktional als auch gestalterisch angepasst sein.

Der Energiebedarf von Wohngebäuden besteht zu ca. 85 % aus dem Wärmebedarf für die Raumheizung und Trinkwassererwärmung, welcher sehr starken saisonalen und nutzerspezifischen Schwankungen unterliegt. Ein wesentlicher Schwerpunkt des Vorhabens liegt daher auf der Entwicklung von Gebäudekomponenten, welche vorwiegend in der Lage sind, Wärme für diese beiden Anwendungen, d.h. die Raumheizung und die Trinkwassererwärmung zu erzeugen, zu speichern und zu verteilen. Neben den unterschiedlichen energetischen Ansprüchen unterscheiden sich Wohnbauten auch konstruktiv erheblich von Bürogebäuden. Zum größten Teil handelt es sich bei Wohngebäuden um Massivbauten mit tragenden Außenwänden und relativ kleinen (Fenster-) Öffnungen. Bürogebäude sind bezüglich des Tragwerkssystems zumeist in Skelettbauweise gebaut und weisen komplexere,

nichttragende Fassadenkonstruktionen auf, üblicherweise Pfosten-Riegel-Konstruktionen. Vor allem im Gebäudebestand stellt die Integration von Komponenten zur aktiven Energiegewinnung sowohl gestalterisch wie auch konstruktiv eine große Herausforderung dar, da diese vorrangig ohne Eingriff in die (tragende) Struktur des Gebäudes erfolgen sollte. Der bereits praktizierte Einsatz von der Fassade vorgesetzten Kollektoren lässt meist keinen integralen Systemgedanken erkennen, ist häufig gestalterisch unbefriedigend und die Kollektoren lassen sich aufgrund ungelöster Schnittstellen nur mit großem Aufwand in das bereits bestehende energetische System eines Gebäudes einbinden.

Im Gegensatz dazu zielt das Vorhaben MultiKomp-I konsequent darauf ab, die Aspekte der gestalterischen und funktionalen Einbindung in die Gebäudehülle sowie der Wärmespeicherung und -verteilung innerhalb des Gebäudes in einem integralen Ansatz zu lösen und in praxistaugliche, multifunktionale Komponenten umzusetzen.

Zusammenfassend sind nachfolgend die wichtigsten Motivationsgründe und Vorteile der Fassadenintegration von solarthermischen Anlagen aufgeführt:

- Erhöhung des solaren Deckungsanteils an der Wärmeversorgung vor allem größerer, mehrgeschossiger Wohngebäude durch die zusätzliche Nutzung von Fassadenflächen für solarthermische Anlagen
- im Jahresverlauf gleichmäßigere Verteilung der Einstrahlung im Vergleich zu dachmontierten Kollektoren und damit eine höhere solare Wärmeerzeugung in der Heizperiode sowie eine Reduzierung der Stagnationszeiten der Kollektoren in den Sommermonaten
- mögliche Kostenreduzierung im Vergleich zu konventionellen energetischen Sanierungsmaßnahmen in Kombination mit der Installation von thermischen Solaranlagen bei Wohngebäuden
- geringerer Bedarf an Dach- und Kellerflächen, sodass diese Flächen anderweitig genutzt werden können

1.4 Zielsetzung und Aufbau

Gesamtziel des Vorhabens ist es, multifunktionale Gebäudekomponenten zu entwickeln, die eine Integration thermischer Solaranlagen in opake Gebäudefassaden und damit eine Steigerung des solaren Deckungsanteils am Gesamtwärmebedarf von (Wohn-) Gebäuden ermöglichen. Die Funktionalität der modular einsetzbaren Komponenten soll einerseits eine aktive und passive Nutzung von Solarenergie, die Möglichkeit der Wärmespeicherung und -verteilung innerhalb der Fassade sowie eine geregelte Wärmeübergabe zur Trinkwassererwärmung und Gebäudeheizung umfassen und gleichzeitig einen Überhitzungsschutz gewährleisten. Neben dieser solarthermischen Funktionalität sollen zusätzlich konventionelle Eigenschaften von Gebäudehüllen, wie z.B. der Schutz vor Witterungseinflüssen und die Wärmedämmung der Außenwand, sowie auch eine gewisse architektonische Ästhetik berücksichtigt werden. Die klassische Trennung von Gebäude- und Anlagentechnik wird dadurch aufgehoben und ein neuer, höchst energieeffizienter Weg mit dem Ziel eines solaraktiven Gebäudes beschritten.

Zur Erreichung der oben genannten Ziele sollen in dem Vorhaben verschiedene, im Grundsatz bekannte Techniken weiterentwickelt und miteinander kombiniert werden. Ansätze hierbei sind:

- 1) Vergrößerung der solar-aktiv nutzbaren Gebäudefläche durch thermische Fassadenkollektoren
- 2) Einbeziehung passiver solarer Gewinne, z.B. durch die Verwendung transparenter Wärmedämmungen (TWD)
- 3) Nutzung der Gebäudemasse als Wärmespeicher, z.B. durch Bauteilaktivierung (TABS)
- 4) Verwendung von Phasenwechselmaterialien (PCM) für die Wärmespeicherung oder sorptive Wärmespeicherung mittels Zeolithen oder Silikagelen
- 5) Einbeziehung innovativer Wärmedämmungen, wie z.B. Vakuum-Isolationspaneele (VIP) oder schaltbare Wärmedämmungen
- 6) Nutzung von Wänden als Wärmeverteilsystem durch Integration eines Flüssigkeitskreislaufs und von Kapillarrohrsystemen
- 7) Verwendung von Niedertemperatur-Heizungstechnik (Wand- oder Fußbodenheizungssysteme)
- 8) Kombination der genannten Punkte zur Entwicklung von multifunktionalen Modulen mit dem Ziel der aktiven Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Übergabe von solarer Wärme bei gleichzeitiger Funktion als tragender oder nichttragender Bestandteil der Gebäudehülle.

Generell muss bei der Entwicklung unterschieden werden, ob die multifunktionalen Fassadenkomponenten im Neubau oder bei Renovierungen bzw. Sanierungen im Gebäudebestand zum Einsatz kommen sollen. Möglicherweise entstehen letztendlich für beide Anwendungen sehr ähnlich aufgebaute Module. Da es sich bei den zu entwickelnden multifunktionalen Gebäudekomponenten um in das Bauwerk integrierte Module handeln soll, die bewusst nicht einfach vor bestehende Wände montiert werden können, müssen bei Renovierungen möglicherweise komplette Fassadenelemente ausgetauscht werden. Zum anderen gibt es insbesondere bei älteren Bauten ästhetische Ansprüche bis hin zum Denkmalschutz, so dass dort auf eine äußere Ähnlichkeit der Module mit den ursprünglichen, alten Fassaden mehr Wert gelegt werden muss, als bei modernen Neubauten.

Für eine breite Marktdurchdringung von multifunktionalen Gebäudekomponenten ist es zudem von großer Bedeutung, Architekten und Anlagenplaner von der statischen Kompatibilität, Ästhetik, Kosteneffizienz und energetischen Notwendigkeit multifunktionaler Gebäudekomponenten zu überzeugen. Dies kann nur dann gelingen, indem solche Komponenten sorgfältig konzipiert, realisiert und sowohl unter realen als auch unter Laborbedingungen geprüft werden und somit als Demonstratoren zur Verfügung stehen.

Der innovative Charakter der geplanten multifunktionalen Gebäudekomponenten resultiert aus der neuartigen Kombination grundsätzlich bekannter Technologien und Komponenten. Thermische Fassadenkollektoren werden in der Praxis bereits eingesetzt, jedoch bisher meist auf herkömmliche Art außen vor die Fassade montiert und hydraulisch mit dem im Allgemeinen im Heizungsraum befindlichen Warmwasserspeicher verbunden. Auch der Einsatz von wärmespeichernden Materialien in Fassadensystemen ist bekannt, wird allerdings bisher ausschließlich zur passiven Nutzung und besseren Temperierung verwendet. Die

hybride Nutzung aus aktiven und passiven Anteilen in Kombination mit einem Wärmespeicherungs- und -verteilsystem, das sich in der Wand befindet, ist uns bisher nicht bekannt. Von besonderer Bedeutung ist hier auch die Integration aller Einzelfunktionen in ein einziges Fassadenelement.

Für die Realisierung von derartigen innovativen multifunktionalen Gebäudekomponenten ist die Entwicklung mehrerer Varianten von Prototypen mit unterschiedlichen Kombinationen der oben genannten Ansätze vorgesehen. Die Prototypen sollen zunächst unter Laborbedingungen getestet werden. Die im Hinblick auf die zu Beginn dieses Kapitels aufgeführten Zielstellungen vielversprechendste Variante soll weiterhin in Form einer Testfassade an einem innerhalb des Vorhabens eigens zu errichtenden Außenprüfstand messtechnisch untersucht werden.

Die Untersuchungen unter Laborbedingungen und auf einem Außenprüfstand zielen vor allem auf die Bewertung der thermischen Leistungsfähigkeit der entwickelten Prototypen ab. Über diese thermische Leistungsbeurteilung hinaus erfolgt eine Bewertung von wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten.

In diesem Abschlussbericht werden die wesentlichen innerhalb des Forschungsprojekts durchgeführten Arbeiten beschrieben und die daraus resultierenden Ergebnisse und Erkenntnisse vorgestellt und diskutiert.

Im auf diese Einführung folgenden Kapitel 2 werden zunächst die Erarbeitung von verschiedenen möglichen Konzepten und die Planung von zwei Prototypen für multifunktionale solarthermische Fassadenkomponenten erläutert.

In Kapitel 3 werden die Ergebnisse umfangreicher dynamischer Gebäudesimulationen mit der Software TRNSYS vorgestellt.

Die Kapitel 4 und 5 widmen sich der Beschaffung von notwendigen Materialien und Komponenten sowie dem detaillierten konstruktiven Aufbau der zwei Prototypen im Labormaßstab.

Kapitel 6 beschreibt Ergebnisse messtechnischer Untersuchungen unter Laborbedingungen. Diese umfassen maßgeblich Messungen gemäß der Prüfnorm EN 12977-3:2012 für Warmwasserspeicher und Untersuchungen im dynamischen Sonnensimulator des ITW/TZS.

In Kapitel 7 wird schließlich auf den Aufbau des Außenprüfstandes und die mittels diesem erfolgten Messungen sowie die daraus resultierenden Ergebnisse eingegangen. In Kapitel 8 werden die Messergebnisse zusammengefasst und bewertet.

In Kapitel 9 erfolgt eine ökologische Bewertung (Life Cycle Assessment) und in Kapitel 10 eine ökonomische Bewertung des ersten Prototyps.

Aus dem hier beschriebenen Forschungsprojekt gingen zahlreiche Vorträge und Veröffentlichungen auf nationalen und internationalen Tagungen und Konferenzen hervor. Diese sind in Kapitel 11 aufgeführt.

Kapitel 12 fasst die Inhalte und Ergebnisse des Forschungsprojektes zusammen und gibt einen Ausblick auf mögliche zukünftige Arbeitspunkte.

2 Erarbeitung von Konzepten und Planung von Prototypen (AP1)

2.1 Erarbeitung grundlegender Konzeptideen

Das als erstes im Zeitplan vorgesehene Arbeitspaket war die Erarbeitung verschiedener grundlegender Konzeptideen für multifunktionale solarthermische Gebäudekomponenten sowie die Planung entsprechender Prototypen als Voraussetzung für die Bearbeitung sämtlicher weiterer Arbeitspunkte. Ausgehend von einem Brainstorming im März 2012 wurde zunächst überlegt, aus welchen grundlegenden Komponenten die zukünftigen multifunktionalen Gebäudekomponenten aufgebaut werden können. In Anlehnung an die im Kapitel 1.4 aufgeführten Ansätze waren dies unter anderem:

- für die Aufnahme der Solarstrahlung, d.h. für die solarthermische Wärmeerzeugung: Flach-, Vakuumröhren-, Vakuumflachkollektoren, Luftkollektoren oder eine transparente Wärmedämmung
- für die Wärmespeicherung: Warmwasserspeicher, Wärmespeicher mit Phasenwechselmaterial, Sorptionswärmespeicher oder thermoaktive Bauteile
- für die Wärmedämmung: Vakuumdämmung, schaltbare Wärmedämmung oder konventionelle Wärmedämmmaterialien wie Mineralwolle oder Hartschaum
- für die Wärmeverteilung: Flächenheizung (Wand- oder Fußbodenheizung), Luftheizung oder passive Wärmeabgabesysteme.

Darauf aufbauend wurden durch sinnvolle Kombination dieser Komponenten zunächst 16 verschiedene Konzeptideen entworfen, die nach verschiedenen Kriterien, wie z.B. Umfang der Funktionen, Innovationsgrad, Herstellungsaufwand und erwartete Herstellungskosten, bewertet wurden. Zudem wurden in einem internen Erfahrungsaustausch mit KollegInnen aus dem Gebiet der chemischen Wärmespeicherung die bisherigen Konzeptideen diskutiert. Als Ergebnis wurden einige Konzeptideen verworfen und einige neue Ideen konnten mit aufgenommen werden. So wurden beispielsweise alle Konzeptideen mit einem Sorptionswärmespeicher nicht weiter verfolgt, da die zur Desorption notwendigen hohen Temperaturen von etwa 120 °C bei Silikagelen und 180 °C bei Zeolithen durch eine solarthermische Wärmeerzeugung in der Fassade nicht bzw. zu selten erreicht werden, wodurch die maximale theoretische Speicherkapazität eines solchen Sorptionswärmespeichers nur zu einem geringen Teil ausgenutzt werden könnte. Außerdem wäre die technische Integration eines Sorptionsspeichers in ein kompaktes Fassadenmodul sehr ambitioniert und mit hohen Kosten verbunden.

Die sich an diesen Erfahrungsaustausch anschließende erneute Bewertung der noch verbliebenen Entwürfe unter leicht veränderten Bewertungskriterien und Gewichtungen führte zur Vorauswahl der nachfolgend beschriebenen drei Konzepte.

2.2 Vorauswahl von Konzepten

2.2.1 Konzept 1

Das Fassadenmodul entsprechend des ersten Konzeptes soll vorrangig der solaren Trinkwassererwärmung dienen. Eine aktive Unterstützung der Raumheizung ist nicht vorgesehen, jedoch wird zumindest passiv Wärme an den Innenraum abgegeben. Kennzeichnend für dieses Konzept ist die direkte Beladung eines Warmwasserspeichers über die durch eine transparente Wärmedämmung (TWD) auf die Speicherwand auftreffende Solarstrahlung, siehe Abbildung 2.1. Die transparente Wärmedämmung sorgt gleichzeitig dafür, dass die Wärmeverluste des Speichers nach außen an die Umgebung möglichst gering sind, um so ein starkes Auskühlen des Speichers insbesondere während der Nacht und im Winter zu verhindern. Um eine Überhitzung des Innenraumes im Sommer aufgrund des warmen Speichers in der Wand zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren, wird mikroverkapseltes Phasenwechselmaterial (PCM) in die Innenwand integriert. Komplettiert wird das Konzept durch eine Wärmedämmung des Speichers gegenüber dem Innenraum sowie einen Rahmen für das gesamte Modul, mithilfe dessen dann auch die Anbindung an das Gebäude realisiert werden soll.

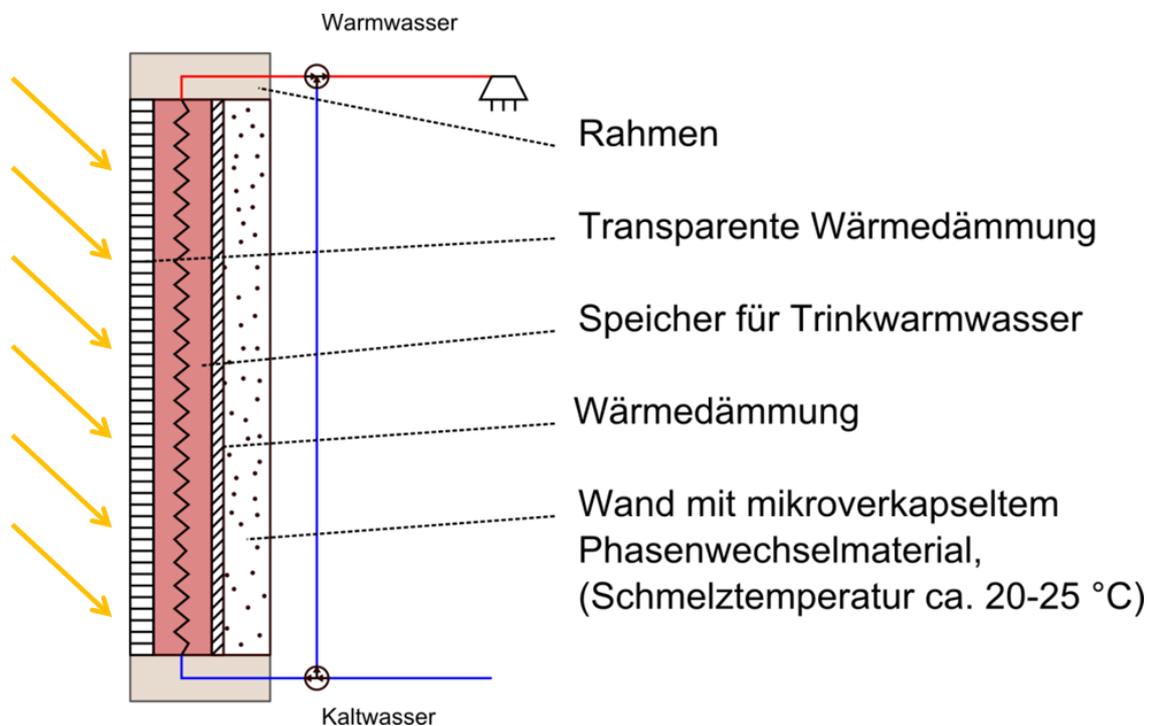


Abb. 2.1: Schematischer Aufbau des ersten Konzeptes der MultiKomp-Prototypen

2.2.2 Konzept 2

Bei dem zweiten, im Vergleich zu Konzept 1 deutlich komplexeren Konzept handelt es sich um ein Kombimodul (vgl. Abbildung 2.2), d.h. das Fassadenelement soll sowohl der solaren Unterstützung der Trinkwassererwärmung dienen als auch aktiv zur Raumheizung beitragen. Bei diesem Konzept werden räumlich und thermisch getrennte Speichervolumina für den Speicher für die Raumheizung und für den Speicher für das Trinkwarmwasser vorgesehen. Als Speichermedium soll für den Speicher für die Raumheizung ein Phasenwechselmaterial (PCM) eingesetzt werden. Für den Speicher zur Trinkwassererwärmung soll Wasser als Speichermedium verwendet werden. Der Eintrag der Solarwärme erfolgt durch markt-erhältliche solarthermische Kollektoren, die auch als Fassadenkollektor eingesetzt werden können. Als Raumheizsystem wird eine Flächenheizung vorgesehen, beispielsweise wie in Abbildung 2.2 gezeigt eine Wandheizung aus Kapillarrohrmatten. Die beiden Speicher sollen vollständig durch Vakuumisolationspaneele (VIP) wärmege-dämmt werden.

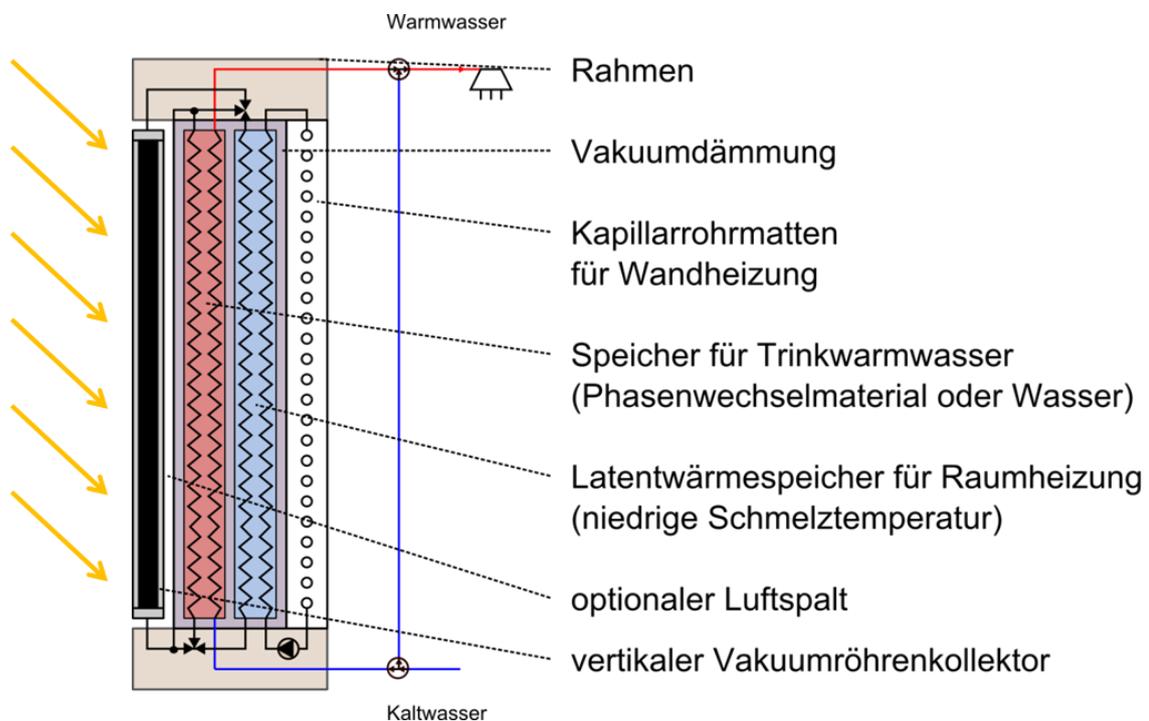


Abb. 2.2: Schematischer Aufbau des zweiten Konzeptes der MultiKomp-Prototypen

2.2.3 Konzept 3

Für das dritte Konzept dient die Idee der passiven Raumheizung mittels Trombe-Wand als Vorlage, siehe Abbildung 2.3. Solarstrahlung gelangt durch eine transparente Wärmedämmung und erwärmt das Wasser in einem direkt dahinter angebrachten Warmwasserspeicher ähnlich wie bei Konzept 1. Dieser Speicher ist wie bei Konzept 1 ausschließlich für die Erwärmung von Wasser für die Trinkwarmwasserbereitung gedacht.

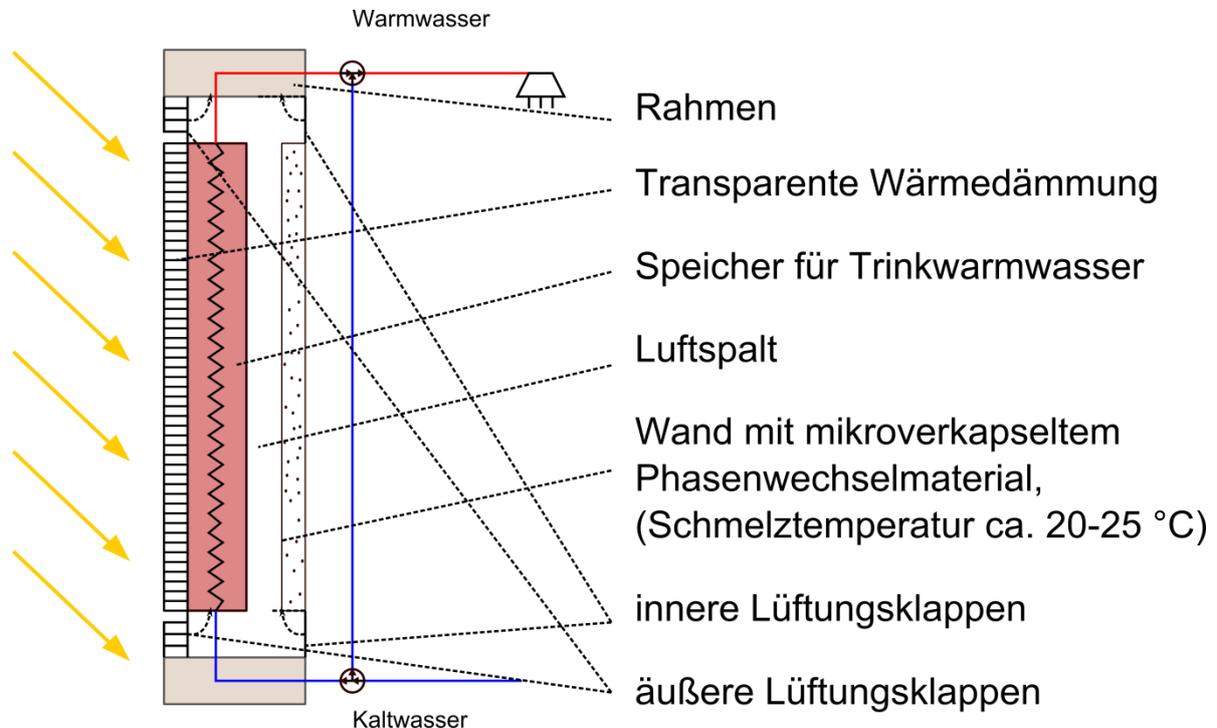


Abb. 2.3: Schematischer Aufbau des dritten Konzeptes der MultiKomp-Prototypen

Der Unterschied zu Konzept 1 besteht in dem zwischen Speicher und Innenwand vorhandenen Luftspalt, in welchem die dort befindliche Luft durch den warmen Speicher ebenfalls erwärmt wird. Zum einen sind auch hier wieder passive Wärmegewinne über die Innenwand möglich, zum anderen lässt sich aber mit diesem Konzept mithilfe von Lüftungsclappen ein Wärmeeintrag in den Innenraum auch aktiv beeinflussen. Durch diese inneren Lüftungsclappen kann dem Innenraum bedarfsorientiert warme Luft zugeführt werden. Hierfür wird nicht unbedingt ein Gebläse benötigt, sondern aufgrund von Dichteunterschieden bildet sich hier konvektiv eine Luftströmung derart aus, dass kalte Luft über die untere Luftklappe in den Luftspalt strömt, sich erwärmt und aufsteigt und dann über die obere Lüftungsclappe zurück in den Innenraum strömt. Mithilfe der äußeren Lüftungsclappen kann zudem einer Überhitzung des Innenraumes entgegengewirkt werden.

2.3 Endgültige Auswahl der Konzepte zur Umsetzung als Prototypen

2.3.1 Methodik und Ergebnis der Auswahl

Entsprechend dem Projektantrag wurde das Ziel verfolgt, zwei Konzepte als Prototypen umzusetzen. Die Entscheidung darüber, welche zwei Konzepte die Grundlage für die Realisierung der Prototypen bilden und inwieweit hierbei an den Konzepten noch Änderungen notwendig sind, wurde vor allem von den Ergebnissen der umfangreichen Simulationsstudien (siehe AP2, Kapitel 3) abhängig gemacht. Kriterien hierbei waren z.B. bei welchen Konzepten die höchsten solaren Deckungsanteile an der Trinkwassererwärmung und/oder Raumheizung berechnet wurden und inwieweit eine Überhitzung des Innenraumes zu erwarten ist. Zusätzlich zu den Simulationsrechnungen wurde in dieser Konzeptphase auch Kontakt zu Architekten des Instituts für Baukonstruktion, Lehrstuhl 2 (IBK2) ebenfalls von der Universität Stuttgart aufgenommen, um gemeinsam über eine mögliche Fassadenintegration der bisher erarbeiteten Konzepte zu diskutieren. Im Rahmen dieses externen Erfahrungsaustausches mit den Architekten des IBK2 wurden einige Varianten für den Einsatz von multifunktionalen solarthermischen Fassadenelementen entsprechend der drei vorgestellten Konzepte erarbeitet und es wurde deutlich, welche Konzepte aus architektonischer Sicht besser geeignet sind und welche Änderungen an den Konzepten noch vorzunehmen sind bzw. welche weiteren Überlegungen zusätzlich noch berücksichtigt werden müssen. Die Konzepte 1 und 2 wurden schließlich für die Umsetzung als Prototypen ausgewählt.

2.3.2 Ergebnisse des Erfahrungsaustausches mit Architekten

Mit einigen Architekten des IBK2 wurden mehrere Treffen vereinbart und entsprechende Diskussionen zu den Themen Fassadenbau und Fassadenintegration von solarthermischen Kollektoren bzw. Anlagen geführt. Hierbei wurde u.a. die im Vergleich zu Ingenieuren unterschiedliche Herangehensweise von Architekten deutlich, welche mehr vom Endprodukt und von der Verwendung für den Bauherren/Nutzer geleitet wird als von einer auf energetischen Gesichtspunkten aufbauenden Entwicklung.

Für die Architekten war es zuerst von besonderer Bedeutung, die konkrete Zielgruppe und Anwendung solcher multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente noch einmal klar zu definieren. Für die zu entwickelnden multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente wurde festgelegt, dass diese der Trinkwassererwärmung und nach Möglichkeit auch noch der Heizungsunterstützung in Wohngebäuden, z.B. in Einfamilienhäusern, aber auch vor allem in größeren, mehrstöckigen Wohngebäuden dienen sollen. Im Gegensatz dazu stehen wohnähnliche Gebäude wie z.B. Hotels oder Krankenhäuser genauso wie Bürogebäude nicht im Fokus dieses Projektes. Gerade bei Bürogebäuden mit üblicherweise hohem Verglasungsanteil ist eher ein Bedarf an Kühlung gegeben. Eine Kühlfunktion soll jedoch im Rahmen der in diesem Projekt zu entwickelnden solarthermischen Fassadenelemente nicht realisiert werden.

Durch diese Festlegung von Anwendung und Gebäudetyp ergibt sich bezüglich des Fassadentyps eine Beschränkung auf sogenannte Lochfassaden, wie es beispielsweise Ziegelmauern sind. Hinsichtlich des Tragwerksystems handelt es sich hierbei um Wandbauten bzw. Wandbausysteme. Komplexere Gerüstfassaden, wie z.B. Pfosten-Riegel-Konstruktionen, d.h. ein Tragwerksystem Skelettbau, fallen damit weg, da letztere in der Regel in Wohngebäuden nicht auftreten, sondern üblicherweise z.B. in Bürogebäuden.

Bezüglich des konkreten Einsatzfalles muss des Weiteren zwischen Neubau und Altbausanierung unterschieden werden. Im Neubau ist es unproblematisch, multifunktionale Gebäudekomponenten bzw. Module von vornherein mit einzuplanen und diese entsprechend des zu erwartenden Wärmebedarfs zu dimensionieren bzw. auch das Gebäude an sich an den Einsatz solcher Module anzupassen, z.B. was die Ausrichtung oder die Größe für Fenster in der sogenannten Lochfassade anbelangt. Im Gegensatz zum Neubau ist bei bestehenden Gebäuden der Aufwand um z.B. tragende (Ziegel-) Wände zu entfernen deutlich größer, weshalb sich dieses aus wirtschaftlichen Gründen meist nicht rentieren würde. Diese Tatsache führt dazu, dass in diesem Fall die nutzbaren Flächen im Wesentlichen auf die nicht-tragenden Bereiche beschränkt sind, also z.B. auf Brüstungen unter bestehenden Fenstern.

Dies führte wiederum zu Überlegungen, ob für den Gebäudebestand ggf. auf die ursprünglich vorgesehene Kompaktheit der multifunktionalen Gebäudekomponenten als eigenständige Module verzichtet und stattdessen eine Trennung zwischen Speichereinheit und Kollektoren vorgenommen wird wie dies z.B. bei Konzept 2 dann auch erfolgte. Auf diese Weise könnte die Speichereinheit mit einem größtmöglichen Volumen in die Wand integriert werden, während Sonnenkollektoren wie „Flügel“ daneben außen an der Fassade angebracht werden und somit eine größere Kollektorfläche realisierbar wäre. Auch Überlegungen zur Integration von Sonnenkollektoren in Balkonbrüstungen bzw. -geländer wurden angestellt. Die Ausrichtung der Wohnungen im Gebäude ist aus architektonischer und solarenergetischer Sicht ebenfalls zu berücksichtigen. Hier ist insbesondere zwischen der sogenannten Ost-West- und der Nord-Süd-Typologie zu unterscheiden. Zur Untersuchung dieser Aspekte wurden weitere Simulationen durchgeführt (siehe AP2, Kapitel 3).

Auch wenn die Integration von multifunktionalen Gebäudekomponenten im Rahmen von Altbausanierungen eindeutig die größere technische und logistische Herausforderung darstellt, ist hierbei gleichzeitig das größte Potential zu sehen. Dies gilt sowohl bezogen auf die Anzahl von anstehenden Heizungssanierungen bzw. den Austausch von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugern als auch bezogen auf die Anzahl potentiell nutzbarer Gebäude, wie etwa typische größere Wohnblocks aus den 1960er Jahren.

Bei Neubauten ist zu berücksichtigen, dass hier das optische Erscheinungsbild und auch das „Besondere“ – d.h. gewisse äußerliche Abgrenzungsmerkmale zu den Nachbarn – ein nicht zu vernachlässigender Aspekt für die Bauherren bzw. für den Endkunden ist. U.a. durch diese Einschränkung, aber auch aufgrund der relativ geringen Anzahl von Neubauten wird der Neubausektor eher als Nischenmarkt für die in diesem Vorhaben zu entwickelnden multifunktionalen Gebäudekomponenten betrachtet.

2.3.3 Änderungen am Konzept 1

Am Konzept 1 (siehe Abb. 2.1) wurden keine Änderungen mehr vorgenommen, d.h. die wesentlichen Komponenten transparente Wärmedämmung, Warmwasserspeicher, rückseitige Wand mit Wärmedämmung und integriertem mikroverkapseltem Phasenwechselmaterial sowie ein Rahmen für das gesamte Modul wurden in dieser kompakten Form auch im Prototyp umgesetzt, dessen Aufbau im Kapitel 5.1 näher beschrieben ist.

2.3.4 Änderungen am Konzept 2

Entsprechend der ersten Konzeptidee (vgl. Abb. 2.2) sollten sämtliche Funktionen der solarthermischen Kombianlage, d.h. die solare Wärmeerzeugung mittels Fassadenkollektor, die Wärmespeicherung in zwei räumlich und thermisch voneinander getrennten Speichern sowie die Bereitstellung und Verteilung der Wärme einerseits für die Trinkwassererwärmung

und andererseits für eine aktive Raumheizung mittels der Durchströmung von in der Innenwand integrierten Kapillarrohrmatten, durch ein kompaktes Fassadenmodul realisiert werden. Wie in Kapitel 2.3.2 erläutert wurde, zeigte jedoch der Erfahrungsaustausch mit den Architekten, dass eine Trennung der einzelnen Funktionen bei diesem Konzept sehr sinnvoll ist. Eine Trennung von Kollektoren und Wärmespeicher bietet einerseits eine höhere Flexibilität bezüglich der Größe und Anordnung der Kollektoren. Andererseits lässt sich damit ein größeres Speichervolumen pro Fassadenelement realisieren, wodurch die Anzahl von Fassadenelementen pro Wohneinheit bzw. pro Gebäude verringert werden kann.

Die aus den zuvor genannten Überlegungen resultierende wichtigste Änderung des Konzeptes bestand darin, von der ursprünglichen Idee, alle wesentlichen **Funktionen der solar-thermischen Anlage** in **einem** kompakten Modul zu vereinen, abzurücken und diese stattdessen **voneinander zu trennen**. Wie dies im Einzelnen realisiert werden kann, ist bei der Beschreibung des Aufbaus von Prototyp 2 in Kapitel 5.2 erläutert und insbesondere auch aus Abbildung 5.15 ersichtlich.

Ergänzend hierzu wurde für das Konzept 2 entschieden, auch die Funktion der Wärmeverteilung aus dem eigentlichen Fassadenelement zu nehmen bzw. hier mehr Freiheiten in Bezug auf die hydraulische Anbindung an die im Gebäude bestehende Wärmeversorgung zuzulassen. Während bei der ersten Konzeptidee entsprechend Abb. 2.2 eine aktive Raumheizung direkt am Fassadenelement mittels Wandheizung vorgesehen war und das Trinkwarmwasser ebenfalls direkt von dem kompakten Modul aus gezapft werden sollte, so sieht das neue Konzept stattdessen ein **eigenständiges Hydraulikmodul** im Gebäudeinneren vor. Diese Änderung im Vergleich zur ursprünglichen Konzeptidee ist aus den folgenden drei Gründen sinnvoll:

- 1) **Unabhängigkeit in Bezug auf die Art der Raumheizung.** Bei der ersten Konzeptidee nach Abbildung 2.2 ist die Art der Raumheizung in Form einer Wandheizung vorgegeben. Sicherlich wären hier auch noch andere Varianten denkbar, beispielsweise eine direkt am Fassadenelement beginnende Fußbodenheizung oder ein im Innenraum neben dem Fassadenelement aufgestellter Heizkörper. Für diese unterschiedlichen Heizungsarten müssten jedoch aller Voraussicht nach verschiedene Varianten des Fassadenelementes, z.B. in Bezug auf die Gestaltung der Innenwand und die Position der Anschlüsse für Vor- und Rücklauf, entwickelt werden. Von daher ist es sinnvoller, die Art der Wärmeverteilung für die Raumheizung nicht durch die Gestaltung des Fassadenelementes selbst festzulegen, sondern stattdessen die Wärme für die Raumheizung zunächst an ein separates Hydraulikmodul zu übergeben, von welchem aus die hydraulische Anbindung an das bestehende Heizsystem des Gebäudes einfacher zu realisieren ist.
- 2) **Unabhängigkeit in Bezug auf die Gestaltung der Wohneinheit.** Dies gilt speziell für die Bereitstellung des Trinkwarmwassers. Der Bedarf an Trinkwarmwasser besteht überwiegend in Bad und Küche einer Wohnung, jedoch ist deren Lage je nach Wohnung sehr unterschiedlich. Der Ort des Bedarfes an Trinkwarmwasser (Bad, Küche) geht also nicht zwingend einher mit dem Ort der solaren Wärmeerzeugung bzw. -speicherung durch das multifunktionale solare Fassadenelement. Mitunter ist gerade das Bad so innerhalb einer Wohnung angeordnet, dass keine Wand des Bades eine Außenwand des Gebäudes bildet. Und selbst wenn Bad und Küche über Außenwände verfügen, so sind diese in Bezug auf ihre Ausrichtung, d.h. Himmelsrichtung, und ihrer Größe bzw. der verfügbaren Fassadenfläche eventuell nicht für die

Integration der hier angedachten multifunktionalen Fassadenelemente geeignet. Für die Raumheizung ergeben sich ähnliche Überlegungen: Nicht alle in einer Wohnung zu beheizende Räume werden über geeignete Außenwände verfügen. Jedoch lässt sich umgekehrt für den Geschosswohnbau in den allermeisten Fällen schlussfolgern, dass sich hinter einer geeigneten Fassadenfläche auch ein zu beheizender Raum befindet, d.h., dort wo ein multifunktionales solares Fassadenelement eingebaut werden kann, ist mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zumindest auch ein Wärmebedarf für die Raumheizung vorhanden.

Aus diesen Überlegungen heraus stellt sich die Frage, wie die solare Wärmezeugung bzw. -speicherung mittels des zu entwickelnden Fassadenelementes am sinnvollsten mit den Wärmeverbrauchern innerhalb einer Wohnung verknüpft werden kann. Außerdem muss auch die im Gebäude bestehende Wärmeversorgung mit berücksichtigt werden, da die multifunktionalen solaren Fassadenelemente nur einen Teil der in der Wohnung benötigten Wärme liefern können.

Basierend auf diesen Überlegungen wird es als sinnvoll erachtet, dies über ein separates Hydraulikmodul zu realisieren. In Bezug auf den Aufwand für die Verlegung der Rohrleitungen zwischen Fassadenelement und Wärmeverbraucher ist es zwar nahezu unerheblich, ob dies direkt oder über ein Hydraulikmodul vorgenommen wird, jedoch bietet ein Hydraulikmodul den Vorteil, dass Komponenten wie Wärmeübertrager, Regler und Sicherheitseinrichtungen bereits vorgefertigt in diesem Modul integriert sein können. Wohingegen bei der direkten Verbindung zwischen Fassadenelement und Verbraucher je nach Gestaltung der Wohnung und den daraus resultierenden Platzverhältnissen und der Art des Wärmeverbrauchers meist nach individuellen Lösungen gesucht werden muss.

- 3) **Einfachere Verknüpfung mehrerer solarthermischer Fassadenkomponenten.** Die unter obigem Punkt 2 erwähnte Problematik der Verknüpfung zwischen Wärmezeugung, Wärmespeicherung, Wärmeverbrauchern und dem bestehenden Heizungssystem verlangt gerade dann nach einem separaten Hydraulikmodul, wenn die Anzahl der Komponenten steigt, d.h. wenn es beispielsweise mehrere Fassadenkollektoren und/oder mehrere Fassadenelemente für die Wärmespeicherung und/oder mehrere Wärmeverbraucher gibt. Vom Hydraulikmodul muss dann z.B. die Aufgabe übernommen werden, die in den Kollektoren solar erzeugte Wärme auf die einzelnen Speicher der Fassadenelemente zu übertragen und die Wärme aus den Speichern den jeweiligen Verbrauchern zuzuführen.

Somit stellt sich das Konzept 2 im Vergleich zum ursprünglichen Konzept entsprechend der Abbildung 2.2 nun so dar, dass im Wesentlichen nur noch die beiden vakuumgedämmten Wärmespeicher Teil des eigentlichen Fassadenelementes sind. Die Kollektoren befinden sich nun nicht mehr vor diesem Speicherteil, sondern zum Beispiel rechts und links davon der Fassade vorgehängt. Das separate Hydraulikmodul für die Bereitstellung und Verteilung der solarthermisch erzeugten bzw. der im Fassadenmodul gespeicherten Wärme befindet sich im Inneren der Wohneinheit. Der Aufbau des Prototyps entsprechend dieses geänderten Konzeptes 2 ist im Kapitel 5.2 detailliert dargestellt.

3 Dynamische Gebäudesimulation (AP2)

3.1 Vorbemerkungen

Für die dynamische Simulation des thermischen Verhaltens von fünf ausgewählten MultiKomp-Konzepten in TRNSYS [29] wurden soweit möglich bereits vorhandene Simulationsmodelle (sogenannte Types), wie z. B. das Kollektormodell Type 132 [30] und das Mehrzonenmodell für Gebäude Type 56 verwendet. Für die Abbildung der wandintegrierten Wärmespeicher wurde innerhalb des Projekts ein numerisches Rechenmodell entwickelt, das sowohl für Wasser als auch für Phasenwechselmaterialien geeignet ist. Das Berechnungsverfahren basiert auf der Lösung einer Enthalpiebilanz für den Speicher. Dabei kann die Energiezufuhr und -abfuhr entweder über sogenannte Doubleports, also als direkt zu- oder abgeführte Massenströme, oder auch durch die direkte Aufprägung von Energieströmen erfolgen. Im Modell sind keine Wärmeübertrager implementiert, da diese die Komplexität des Modells entscheidend erhöht hätten und der Detaillierungsgrad der Simulationsrechnungen ohnehin nicht so hoch ist, als dass durch die zusätzliche Abbildung der Wärmeübertrager substantielle weiterführende Erkenntnisse zu erwarten gewesen wären.

Das Verhalten einer transparenten Wärmedämmung wurde mithilfe des vom Fachverband Transparente Wärmedämmung e.V. beschriebenen Verfahrens [31] nachgebildet. Hierin werden monatliche Mittelwerte für den Gesamtenergiedurchlassgrad gebildet, die sich aus empirisch ermittelten Faktoren anteilig aus dem direkten und diffusen Energiedurchlassgrad berechnen lassen, welche jeweils den Herstellerangaben entnommen wurden.

Als Wetterdaten wurde ein stündlicher Datensatz für den Standort Würzburg ausgewählt. Das jährliche Strahlungsangebot auf eine nach Süden ausgerichtete vertikale Fläche beträgt hier 842 kWh. Im Vergleich zu einer identisch orientierten Fläche mit einem Neigungswinkel von 45° ist die Einstrahlungssumme für den vertikalen Fall um knapp ein Drittel geringer. Abbildung 3.1 zeigt die durch Simulationen berechnete monatliche solare Einstrahlung auf eine nach Süden ausgerichtete vertikale Fläche (Fassade) sowie die Einstrahlung auf eine ebenfalls nach Süden ausgerichtete und mit 45° geneigte Dachfläche für den Standort Würzburg.

Anhand von Abbildung 3.1 ist ersichtlich, dass wie schon in Kapitel 1.3 angemerkt die Einstrahlung in Fassadenebene gleichmäßiger über das Jahr verteilt ist als bei einer um 45° geneigten Dachfläche. Dadurch lassen sich bei entsprechender Auslegung der Kollektorfläche höhere solare Wärmegewinne in der Heizperiode erzielen, ohne dass in den Sommermonaten häufig Stagnation auftritt. Aufgrund des steileren Einfallswinkels der Solarstrahlung auf eine Fassadenfläche und der damit verbundenen, insbesondere in den Sommermonaten geringeren Einstrahlung, lassen sich die Stagnationszeiten durch den Einsatz von Fassadenkollektoren deutlich reduzieren.

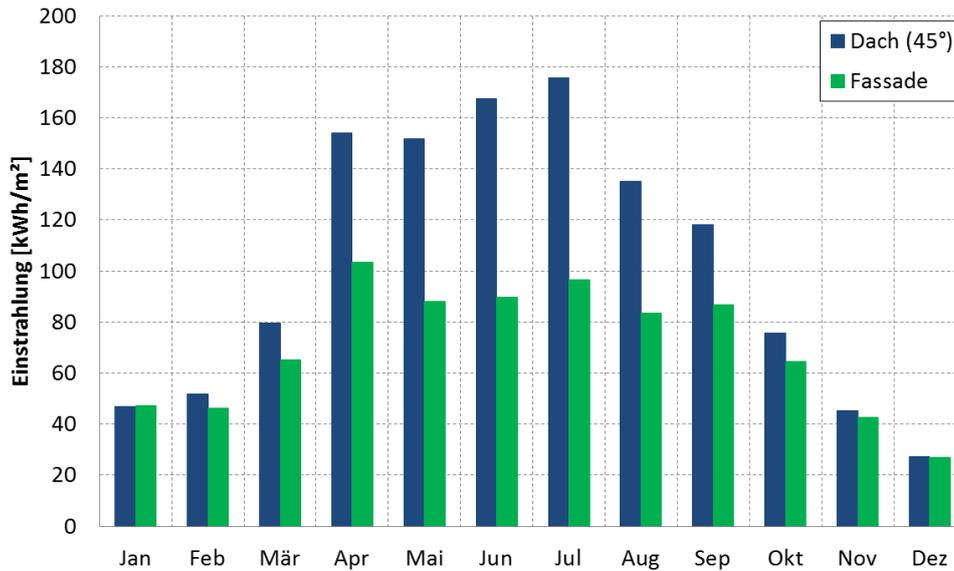


Abb. 3.1: Einstrahlungssummen auf eine 45 ° geneigte Dachfläche und eine vertikale Fassadenfläche. Ausrichtung bei beiden Flächen nach Süden, Standort: Würzburg
 Jährliche Einstrahlung auf die mit 45 ° geneigte Dachfläche: 1.230 kWh
 Jährliche Einstrahlung auf die vertikale Fassadenfläche: 842 kWh

3.2 Simulationen mit einem Container als Referenzgebäude

3.2.1 Simulierte Konzepte und variierte Parameter

Die in diesem Kapitel 3.2 beschriebenen Simulation wurden für einen Wohn-/Bürocontainer der Firma OECON Mobilbau GmbH durchgeführt, da dieser im späteren Verlauf des Projektes als Außenprüfstand für den ersten Prototyp diente, siehe Abbildungen 7.1 bis 7.4. Der Heizwärmebedarf des Containers beträgt 2.268 kWh/a. Zur Simulation von Trinkwasserzapfungen wurde das in DIN EN 13203-2 definierte Zapfprofil der Größe 2 gewählt, das über den Tag verteilt mehrere unterschiedlich große Trinkwasserzapfungen vorsieht. Der Jahreswärmebedarf für die Trinkwassererwärmung beträgt 2.139 kWh/a. Damit ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf von insgesamt 4.407 kWh/a.

Fünf ausgewählte Systemkonzepte wurden jeweils in TRNSYS abgebildet, um mithilfe einer Parameterstudie die geeignetste Systemkonfiguration zu ermitteln. Hierbei entsprechen die Bezeichnungen der im Folgenden genannten Konfigurationen den in Kapitel 2.2 vorgestellten drei Konzepten wie folgt:

- Modul 14 ≅ Konzept 2
- Modul 7 ≅ Konzept 2, allerdings geometrisch verändert mit vertikal übereinander angeordneten Speichern, jeweils für die Speichermedien Wasser und PCM separat
- Modul 8 ≅ Konzept 1 mit Wasser als Speichermedium
- Modul 9 ≅ Konzept 1 mit PCM als Speichermedium
- Modul 15 ≅ Konzept 3

Diverse Parameter, die variiert wurden, waren die Dicke des gesamten Moduls, die Stärke der Wärmedämmung, die Auswahl der Speichermedien (Wasser oder Phasenwechselmaterialien mit unterschiedlichen Schmelztemperaturen), das Wärmespeichervolumen, sowie je nach Modell die Wandstärke, die Dicke des Luftspalts bzw. die Eigenschaften der transparenten Wärmedämmung. Die Modulfläche und damit die Kollektorfläche betrug jeweils 1 m². Diese Fläche ist für ein tatsächlich zu realisierendes Modul sehr bzw. zu klein und wurde hier nur aus Gründen einer einfachen Vergleichbarkeit gewählt.

Aus den Simulationsstudien für die jeweiligen Module wurde jeweils diejenige Variante ausgewählt, die den größten solarthermischen Gesamtbeitrag zur Deckung des Wärmebedarfs (Trinkwarmwasser und Raumheizung) liefert. In Tabelle 3.1 sind die Ergebnisse für die ausgewählten Varianten der fünf simulierten Module dargestellt. Zusätzlich wurden noch Simulationen mit größeren Modulflächen durchgeführt und der Einfluss der Orientierung der Module wurde untersucht (siehe nächstes Unterkapitel 3.2.2).

Tab. 3.1: Simulationsergebnisse der untersuchten Module (RH = Raumheizung, TWW = Trinkwarmwasser)

Modulfläche 1 m ²	Speichermaterial Trinkwasserspeicher	Raumheizungs- unterstützung (RH) passiv(p) / aktiv(a)	Anteil RH solar gedeckt von Modul [%]	Anteil TWW solar gedeckt von Modul [%]	Anteil solar gedeckter Gesamtwärmebedarf [%]
Referenz- Container	-	-	-	-	-
Modul 7	Wasser	a	6,9	19,6	13,1
	PCM	a	7,3	18,5	12,8
Modul 8	Wasser	p	1,1	17,4	9,0
Modul 9	PCM	p	1,3	16,9	8,9
Modul 14	Wasser	a	6,7	19,7	13,0
	PCM	a	6,7	19,7	13,0
Modul 15	Wasser	p	1,8	15,7	8,6
	PCM	p	1,9	15,5	8,5

Die Simulationsergebnisse trugen maßgeblich zur Entscheidungsfindung bei, welche Modul-Konzepte als Prototypen umgesetzt werden sollten (siehe Anmerkungen in Kapitel 2.3.1). Die dynamischen Systemsimulationen konnten größtenteils bis zum Ende des Jahres 2012 fertiggestellt werden. Die daraus resultierenden Entscheidungen für die Wahl der zwei zu realisierenden Prototypen wurden zu Beginn des Jahres 2013 getroffen. Detaillierte Informationen zu den durchgeführten Simulationen können den Publikationen Nr. 1) bis 4) der im Kapitel 11.2. enthaltenen Publikationsliste entnommen werden.

3.2.2 Einfluss der Modulfläche und der Größe des Zapfprofiles

Zusätzlich zu den zuvor beschriebenen TRNSYS-Simulationen für die konkrete Konzeptauswahl wurden im Jahr 2013 noch weitere Simulationsstudien mit vergrößerten Modulflächen durchgeführt, da sich, wie in Tabelle 3.1 zu sehen, mit einer Modulfläche von 1 m² nur geringe solarthermische Deckungsanteile erreichen lassen und deshalb im realen Anwendungsfall entweder größere bzw. mehrere derartige Module benötigt werden. Einige Ergebnisse dieser Untersuchungen sind exemplarisch in Abbildung 3.2 dargestellt. Zusätzlich zur Variation der Modulgröße erfolgten die Simulationen mit unterschiedlichen zeitlichen Profilen für die Trinkwasserzapfungen. Das Zapfprofil 2 ist das bereits zuvor verwendete Zapfprofil aus der Norm EN 13203-2 (ETC Size M: 2.139 kWh jährlicher Warmwasserbedarf), Zapfprofil 1 ist das Profil der Größe 1 (ETC Size S) aus derselben Norm mit einem jährlichen Wärmebedarf für Trinkwarmwasser von 768 kWh. Das linke Diagramm in Abbildung 3.2 zeigt den solaren Deckungsanteil für die Trinkwassererwärmung durch das Konzept 1 („**Trinkwassermodul**“). Dieser erreicht bei kleinerem Warmwasserbedarf (Zapfprofil 1) einen Wert von bis zu 88 % (am Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung) bei einer maximalen Modulfläche von 6 m². Im rechten Diagramm ist der durch das Konzept 2 („**Kombimodul**“) solar gedeckte Anteil am gesamten Wärmebedarf, d.h. Trinkwarmwasser und Raumheizung, welcher bei einer Modulfläche von 6 m² einen Wert von ca. 52 % für beide Zapfprofile erreicht, dargestellt.

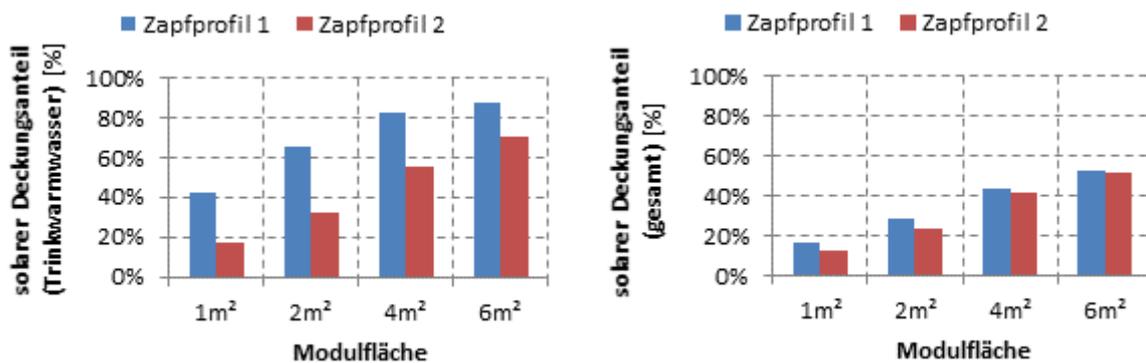


Abb. 3.2: Simulationsergebnisse für die ausgewählten Konzepte mit unterschiedlichen Zapfprofilen und variiertem Modulfläche. Links: solare Deckungsanteile (nur Trinkwarmwasser) für das Trinkwassermodul; rechts: solare Deckungsanteile (gesamt, d.h. Trinkwassererwärmung und Raumheizung) für das Kombimodul

In den Abbildungen 3.3 und 3.4 sind für beide Konzepte die solaren Deckungsanteile am Wärmebedarf für Trinkwasser (blaue Linie), Raumheizung (grüne Linie) sowie gesamt (rote Linie) dargestellt, wenn jeweils das größere Zapfprofil mit einem jährlichen Wärmebedarf von 2.139 kWh für die Trinkwassererwärmung zugrunde gelegt wird. Der Wärmebedarf für

die Raumheizung beträgt bei allen hier gezeigten Abbildungen 3.2 bis 3.4 unverändert 2.268 kWh/a wie eingangs dieses Kapitels angegeben.

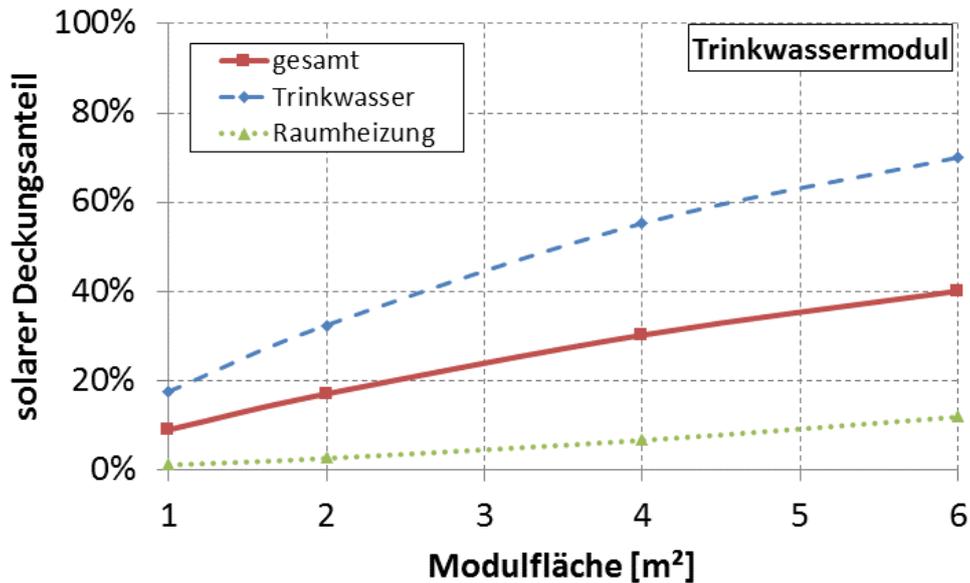


Abb. 3.3: Berechnete solare Deckungsanteile in Abhängigkeit von der Modulfläche für das Trinkwassermodul

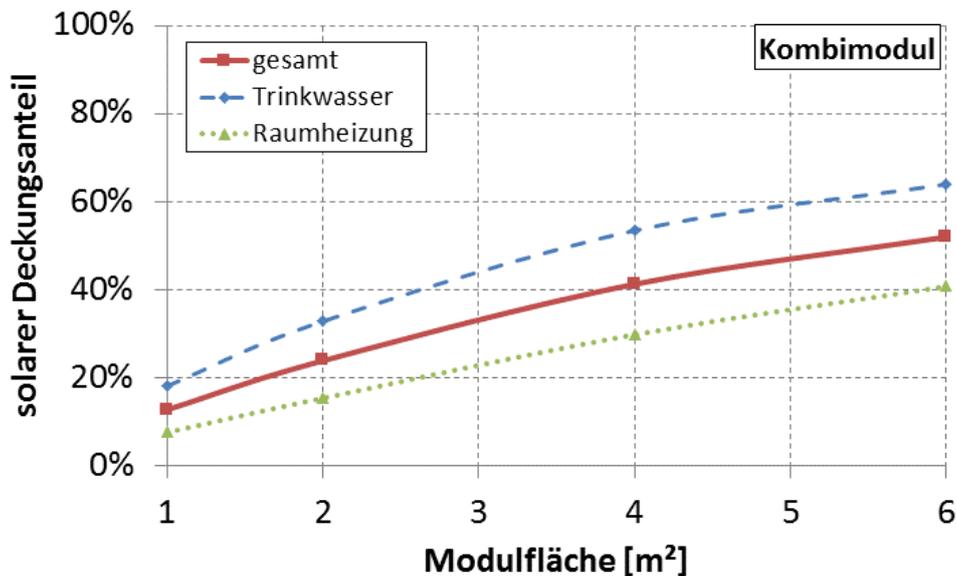


Abb. 3.4: Berechnete solare Deckungsanteile in Abhängigkeit von der Modulfläche für das Kombimodul

Während bei einer Modulfläche von 6 m² ca. 70 % des Trinkwarmwasserbedarfs solarthermisch durch das Trinkwassermodul gedeckt werden können, ist der Anteil für die Raumheizungsunterstützung mit 11 % erwartungsgemäß relativ gering. Letzterer resultiert nur aus den passiven Beiträgen zur Raumheizung, die sich im Wesentlichen durch die Verringerung der Transmissionswärmeverluste des Gebäudes an die Umgebung aufgrund des Austauschs der konventionellen Fassade durch das Fassadenmodul ergeben. Im Vergleich

dazu können mit dem Kombimodul bei gleicher Modulfläche von 6 m² aufgrund der aktiven Raumheizungsunterstützung bis zu 40 % des Wärmebedarfs für die Raumheizung solar gedeckt werden; der Deckungsanteil für Trinkwarmwasser ist mit 64 % etwas geringer als beim Trinkwassermodul. Beim Vergleich des Deckungsanteils bezogen auf den gesamten Wärmebedarf fällt auf, dass dieser für das Kombimodul mit über 50 % deutlich höher liegt als für das Trinkwassermodul, bei dem sich bei einer Modulfläche von 6 m² nur ein solarer Deckungsanteil von ca. 40 % ergibt. Dies lässt sich vor allem dadurch erklären, dass der Energieeintrag durch den Einsatz eines *klassischen* Fassadenkollektors beim Kombimodul deutlich höher ist als der Energieeintrag durch die transparente Wärmedämmung des Trinkwassermoduls.

3.2.3 Einfluss der Modulausrichtung

Weitere Simulationen wurden durchgeführt, um den Einfluss der Modulausrichtung auf den solaren Deckungsanteil zu untersuchen. In Abbildung 3.5 sind exemplarisch einige Simulationsergebnisse für das Kombimodul dargestellt. Als Anwendungsfall wurde hier im Gegensatz zu den vorherigen Simulationen eine Wohneinheit in einem Mehrfamilienhaus (MFH) gewählt, welche sich wie bisher am Standort Würzburg befindet. Die Wohnfläche beträgt 80 m² und der jährliche Wärmebedarf für Trinkwarmwasser 768 kWh.

Da Wohnhäuser in Zeilenbauweise - d.h. einer Bauweise, bei der gleiche oder ähnliche Häuser aneinander gereiht an einer Straße liegen - betrachtet werden, muss berücksichtigt werden, dass sich, sollen unterschiedliche Modulausrichtungen betrachtet werden, dadurch zwangsläufig die Ausrichtung des gesamten Gebäudes ändert. Dadurch ergeben sich geringe Unterschiede im jährlichen Wärmebedarf für die Raumheizung. Dieser beträgt 3.511 kWh für eine Wohneinheit mit nach Süden und Norden ausgerichteter Fassade und 3.647 kWh für eine Wohneinheit mit nach Osten und Westen ausgerichteter Fassade. Im zweiten Fall wird das Modul in die Westfassade integriert. In Abbildung 3.5 sind die Ergebnisse für den solaren Deckungsanteil der beiden Fälle Süd- und Westausrichtung direkt verglichen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Integration des Moduls in die Westfassade eine Verringerung des solaren Deckungsanteiles bewirkt, die mit steigender Modulgröße zunimmt. Bei einer Modulgröße von 10 m² ist der solare Deckungsanteil beispielsweise um 36,5 % geringer als der Beitrag eines identischen in die Südfassade integrierten Moduls.

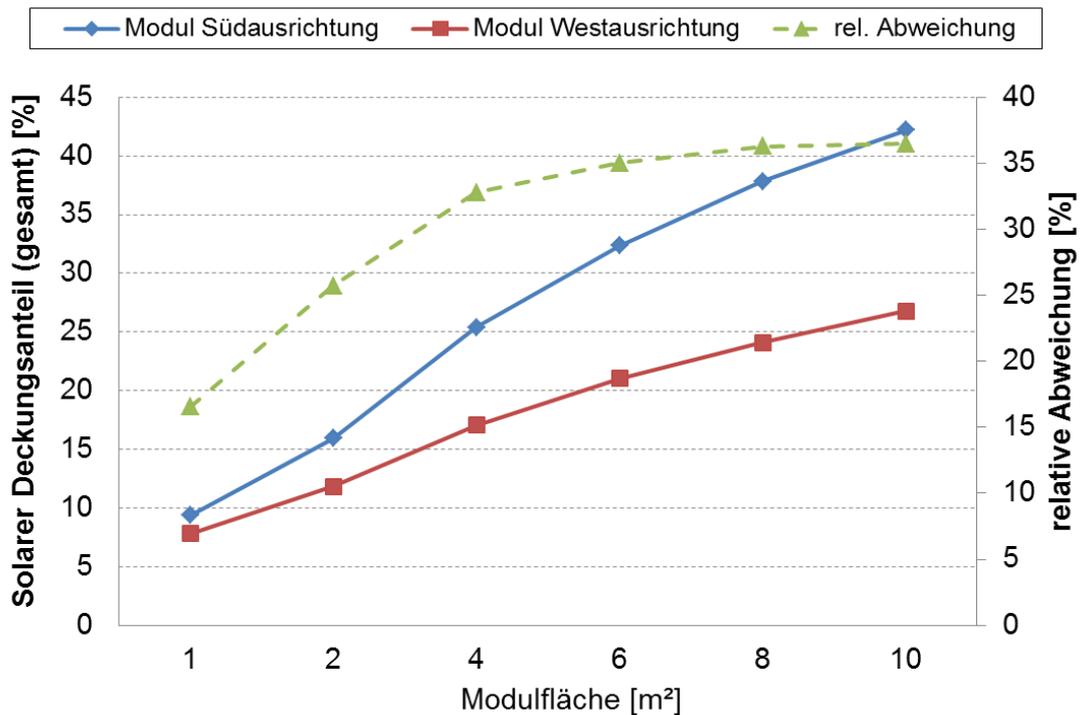


Abb. 3.5: Solare Deckungsanteile für das Kombimodul für verschiedene Modulflächen und verschiedene Ausrichtungen sowie die relative Abweichung bezogen auf die Südausrichtung

3.3 Simulationen mit Referenzwohngebäuden (MFHs)

3.3.1 Hintergrund der Simulationen mit Referenzwohngebäuden

Wie im Kapitel 2.3.2 bereits erwähnt, hat sich bereits am Anfang der Projektbearbeitung gezeigt, dass die zu entwickelnden Fassadenelemente keine tragende Funktion in der Gebäudefassade übernehmen sollen, da der Austausch tragender Fassadenelemente für den primär vorgesehenen Anwendungsfall, der Sanierung von bestehenden Wohngebäuden, nicht wirtschaftlich wäre. Im Übrigen stellt die Entwicklung von tragenden Fassadenelementen neben den ohnehin schon vielfältigen zu berücksichtigenden Aspekten einen zu großen Aufwand bezüglich der Konstruktion und des späteren Einbaus in die Gebäudefassade dar, sodass in diesem Projekt ausschließlich multifunktionale Gebäudekomponenten als nicht-tragende Fassadenelemente als Entwicklungsziel definiert wurden.

Durch diese Beschränkung reduziert sich jedoch gleichzeitig die durch die Fassadenelemente nutzbare Fassadenfläche auf sogenannte Füllelemente, d.h. im Wesentlichen auf die Brüstungselemente unter Fenstern. Aus diesem Grund wurden diese Fassadenbereiche als wichtigster potentieller Einbauort für solarthermische Fassadenmodule identifiziert.

Im Zuge dieser Überlegungen stellt sich allerdings die Frage, ob die typischen im Bestand vorkommenden Mehrfamilienhäuser (MFHs) über ausreichend große Füllflächen verfügen, um beispielsweise mit dem zuvor beschriebenen solarthermischen Modul zur Trinkwassererwärmung hinreichend hohe solare Deckungsanteile für die Trinkwassererwärmung zu erreichen, sodass ein wirtschaftlicher Einsatz der Module gewährleistet wird. Aus diesem Grund wurde im Rahmen einer zusätzlichen Studie der Gebäudebestand in Deutschland untersucht und zwölf Referenzgebäude mit je zwei bis vier Referenzwohneinheiten mit einem

Wärmedämmstandard entsprechend der EnEV 2014 definiert. Für jede Referenzwohneinheit wurde die Fenster- bzw. die daraus resultierende Brüstungsfläche bestimmt, woraus sich wiederum die für die solarthermischen Fassadenmodule nutzbare Fläche ableiten lässt. Für jede dieser Referenzwohneinheiten wurde anschließend für das Trinkwassermodul eine Simulation mit der maximal möglichen Modulanzahl- bzw. Modulgröße durchgeführt. Neben unterschiedlichen Modulgrößen wurden somit auch die Auswirkungen unterschiedlicher Modulorientierungen untersucht.

3.3.2 Definition der Referenzwohngebäude

Für die Definition der Referenzwohneinheiten wurde der Gebäudebestand in Deutschland untersucht und anhand typischer Merkmale der Baualtersklassen wurden insgesamt zwölf Referenzgebäude erstellt. Auf Basis der Energieeinsparverordnung von 2014 wurden mögliche Sanierungskonzepte entwickelt, um die heutigen Anforderungen an die Wärmedämmung der Gebäude zu erfüllen.

Die Referenzwohneinheiten wurden auf ihren Jahresheizwärmebedarf hin untersucht, um Rückschlüsse auf verschiedene Einflussgrößen, wie angrenzende Wohneinheiten, Größe der Fensterflächen und deren Orientierung, ziehen zu können. Wohneinheiten mit mehreren angrenzenden Wohneinheiten weisen einen geringeren Jahresheizwärmebedarf auf als beispielsweise Wohneinheiten im Obergeschoss eines Gebäudes.

Anhand der festgelegten Fensterflächen und Brüstungshöhen wurden die möglichen Abmessungen der Fassadenmodule geprüft. Hierzu wurden zunächst die Fensterflächen und deren Ausrichtung sowie Wand- und Deckenaufbauten festgelegt. Dies erfolgte anhand typischer Eigenschaften der jeweiligen Baualtersklasse. Abbildung 3.6 zeigt beispielhaft die Vorgehensweise bei der Bestimmung der Fenster- und Brüstungsfläche einer Referenzwohneinheit.

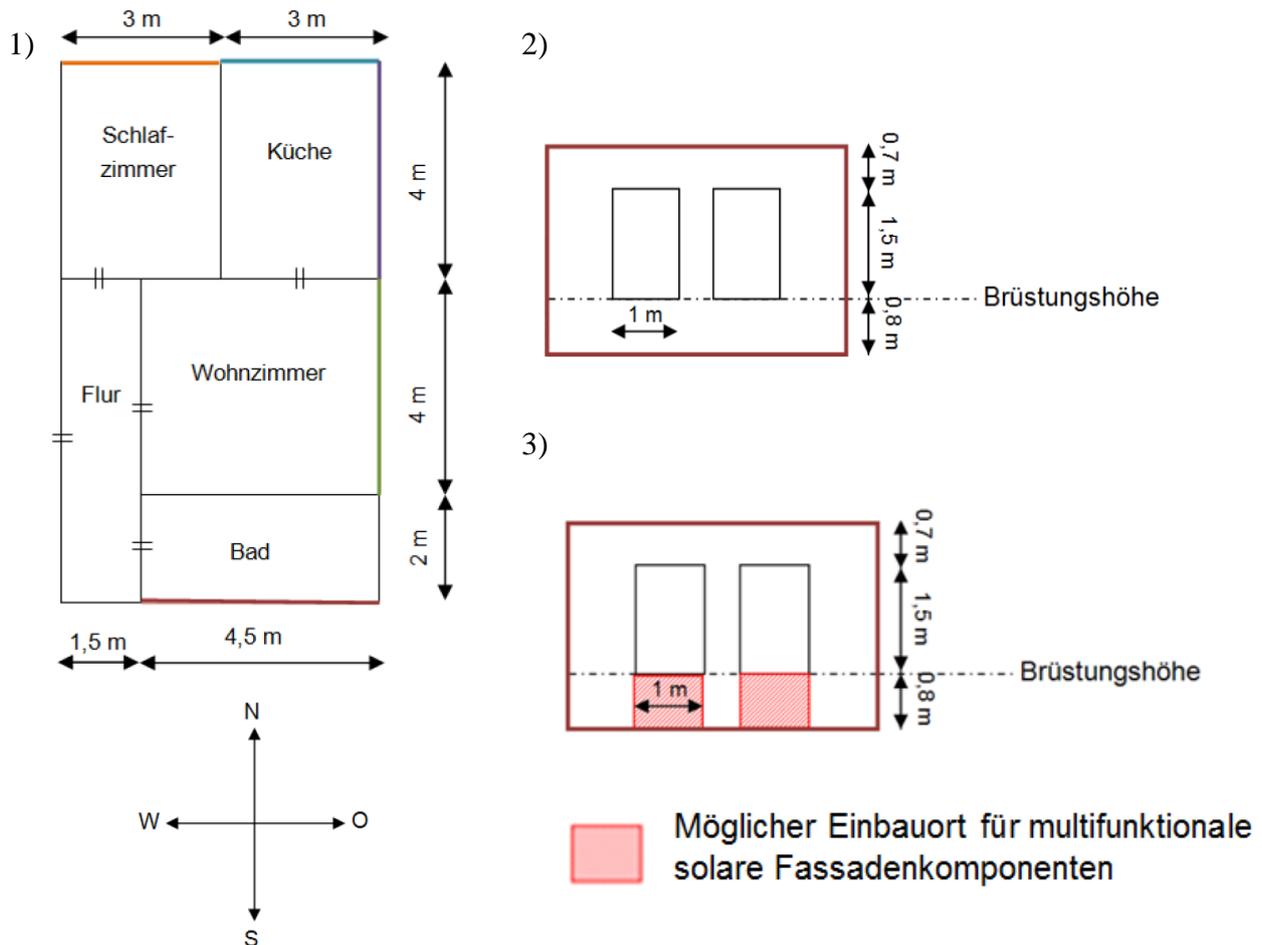


Abb. 3.6: Bestimmung der Fenster- und Brüstungsfläche am Beispiel einer Referenzwohneinheit (Referenzgebäude I); 1) Grundriss einer Wohneinheit, 2) Fensterflächen nach Süden, 3) Bestimmung der Brüstungsfläche

Der Fensterflächenanteil eines MFH liegt zwischen 5 % und 20 % der gesamten Fassadenfläche. Da der Schwerpunkt dieser Studie auf der Betrachtung von Wohneinheiten liegt, wird hier der Fensterflächenanteil einer Wohneinheit und nicht der des gesamten Gebäudes betrachtet. Bei einer einzelnen Wohneinheit kann dieser Anteil auch über 20 % liegen. Die Landesbauordnung Baden-Württembergs (§ 34 LBO) schreibt z.B. für das Verhältnis der Fensterflächen einer Wohnung zu ihrer Grundfläche einen minimalen Anteil von einem Zehntel vor. In den übrigen Bundesländern liegt dieser Wert bei einem Achtel. Zur Vereinfachung und Vereinheitlichung der Wohneinheiten wird hier von einem Mindestwert von einem Achtel ausgegangen. Die Brüstungshöhe muss laut den Landesbauordnungen bei einer Absturzhöhe von bis zu 12,0 m mindestens 0,8 m betragen, bei einer Absturzhöhe ab 12,0 m liegt diese bei mindestens 0,9 m. Unter der Absturzhöhe wird hier die Höhe zwischen Geländeoberkante und Oberkante Brüstung verstanden. Die Brüstungshöhe bezeichnet den Abstand von der Fertigbodenhöhe zur Oberkante des Fensterbrettes.

Für die oben in Abbildung 3.6 gezeigte Referenzwohneinheit mit einer Grundfläche von 60 m² lassen sich beispielsweise zwei Trinkwassermodule mit einer Modulfläche von je 0,8 m² in die Südfassade dieser Wohneinheit einbauen. Somit ergibt sich für dieses Beispiel eine Modulfläche von 1,6 m².

3.3.3 Ausgewählte Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden beispielhaft einige Ergebnisse der durchgeführten Simulationsstudie vorgestellt. Die Auswertung der Simulationsergebnisse erfolgte anhand verschiedener Kriterien. Zunächst wurde der Einfluss der Kollektorfläche auf den solaren Deckungsanteil untersucht. Die „Kollektor“-Fläche bezeichnet hierbei die Fläche der transparenten Wärmedämmung (TWD) und ist identisch mit der gesamten fassadenseitigen Modulfläche, da bei den Simulationen angenommen wurde, dass sich der Hydraulikteil des Moduls nicht in der Fassade, sondern als eigenständiges Hydraulikmodul im Inneren der Wohneinheit befindet. Näheres zu diesem Vorgehen kann auch den Ausführungen zu den ökologischen und ökonomischen Betrachtungen in den Kapiteln 9 und 10 entnommen werden. Der Aufbau des Prototyps ist in Kapitel 5.1 beschrieben. Verwendet wurde für die hier beschriebenen Simulationen das Zapfprofil der Größe 1 (ETC Size S) mit einem jährlichen Wärmebedarf für Trinkwarmwasser von 768 kWh.

Ausgewählte Simulationsergebnisse sind in Abbildung 3.7 dargestellt. Dabei wurden jeweils Wohneinheiten mit der gleichen Lage im jeweiligen Referenzgebäude miteinander verglichen. Die Ergebnisse der restlichen Wohneinheiten zeigen ein ähnliches Verhalten. Neben der erwarteten direkten Abhängigkeit des solaren Deckungsanteils von der Kollektor- bzw. Modulfläche ist zusätzlich zu erwähnen, dass die erreichten solaren Deckungsanteile für die Trinkwassererwärmung in jedem Fall zwischen 50 - 65 % liegen. Diese Werte sind vergleichbar mit dem solaren Deckungsanteil einer herkömmlichen thermischen Solaranlage zur Trinkwassererwärmung, bei der die Sonnenkollektoren z. B. auf dem Dach installiert sind.

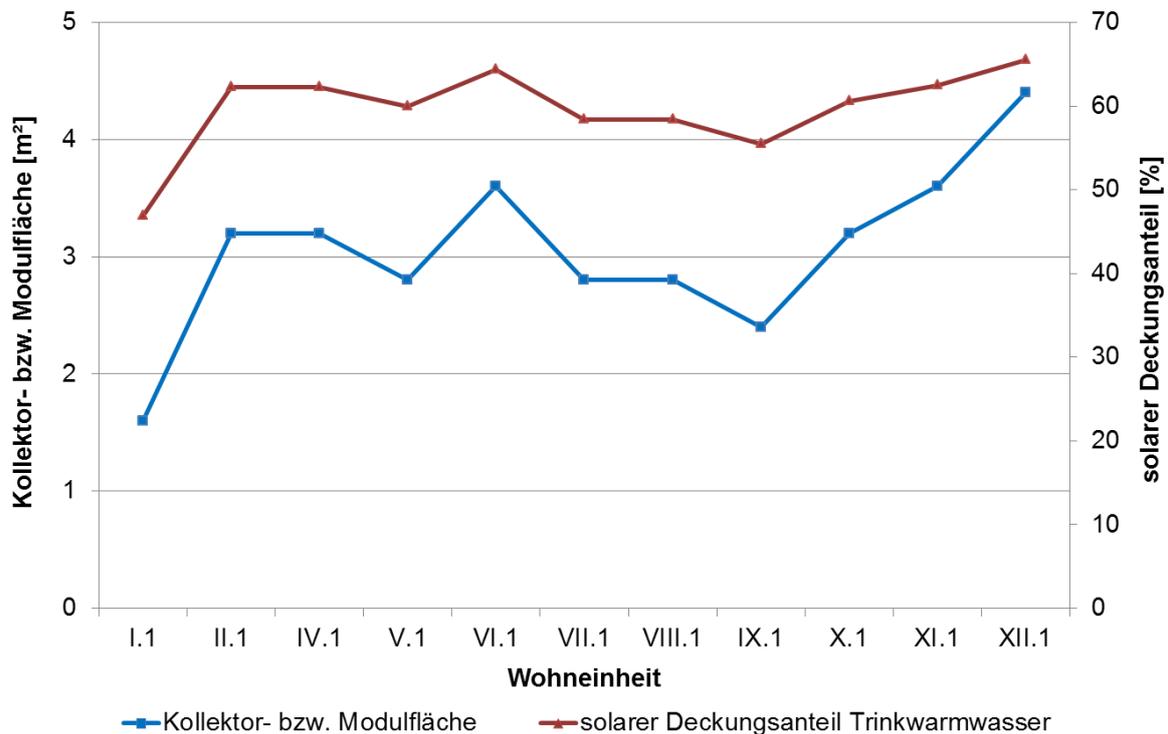


Abb. 3.7: Verlauf von Kollektor- bzw. Modulfläche und solarem Deckungsanteil am Trinkwarmwasserwärmebedarf für verschiedene Referenzwohneinheiten

Des Weiteren wurde der Einfluss der Modulorientierung untersucht. Ein Beispiel für die Abhängigkeit des solaren Deckungsanteils von der Modulorientierung ist in Tabelle 3.2 dargestellt. In diesem Beispiel wurden die zwei Referenzwohneinheiten VI.1 und VI.3, welche den gleichen Aufbau, die gleichen Abmessungen, Fensterflächen sowie auch die gleiche Kollektorfläche, jedoch eine andere Orientierung aufweisen, miteinander verglichen. Aufgrund der höheren solaren Einstrahlung wird für die südorientierte Wohneinheit ein um 13,1 %-Punkte höherer solarer Deckungsanteil erreicht. Für die Höhe des solaren Deckungsanteils an der Trinkwassererwärmung ist also neben der Kollektorfläche vor allem auch die Orientierung der Fassadenmodule von entscheidender Bedeutung.

Tabelle 3.2: Vergleich unterschiedlicher Orientierungen der Module

Wohneinheit	Orientierung	Kollektorfläche [m ²]	Solarer Deckungsanteil [%]
VI.1	Westen	3,2	51,3
VI.3	Süden	3,2	64,4

3.4 Bestimmung des benötigten spezifischen Speichervolumens für das Trinkwassermodul mit TRNSYS

Um die Temperaturen im Speicher bei verschiedenen spezifischen Speichervolumina, d.h. bei verschiedenen Verhältnissen von Speichervolumen zu TWD-Fläche (V/A), zu bestimmen, wurden Jahressimulationen für den Standort Würzburg mit verschiedenen Modul- bzw. TWD-Größen sowie verschiedenen Speichervolumina pro m² TWD-Fläche durchgeführt. Bei diesen Jahressimulationen wurden keine Trinkwasserzapfungen durchgeführt, da diese die Speichertemperaturen verringern und somit die erreichbare Temperatur im Sommer verfälschen würden. Mit dieser Vorgehensweise konnten die maximal auftretenden Speichertemperaturen bestimmt werden, wie sie beispielsweise auftreten könnten, wenn im Sommer aufgrund der Urlaubszeit über einen längeren Zeitraum keine Trinkwasserzapfungen vorgenommen werden.

3.4.1 Begrenzung der maximalen Speichertemperatur auf 70 °C

Der Speicher sollte eine Temperatur von 70 °C nicht dauerhaft überschreiten. Dies liegt hauptsächlich in den Materialeigenschaften des aus Polypropylen (PP) gefertigten Speicherbehälters begründet, dessen Festigkeit mit zunehmender Temperatur abnimmt.

In Abbildung 3.8 sind die maximal erreichbaren Speichertemperaturen für drei verschiedene Verhältnisse von Speichervolumen zu TWD-Fläche (V/A) in Abhängigkeit von der Modulfläche aufgetragen. Zusätzlich ist die Anzahl der Stunden aufgetragen, in denen die Speichertemperatur den Maximalwert von 70 °C übersteigt. Bei den kleineren Verhältnissen von Speichervolumen zu TWD-Fläche von 50 l/m² und 70 l/m² - dargestellt in rot und grün - ist zu erkennen, dass für fast alle TWD-Flächen die Maximaltemperatur überschritten wird. Bei einem größeren Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche von 128 l/m², welches letztendlich auch umgesetzt wurde, liegen die erreichten Temperaturen fast immer unterhalb der Maximaltemperaturen; nur bei größeren Modulflächen treten für wenige Stunden Speichertemperaturen über 70 °C auf.

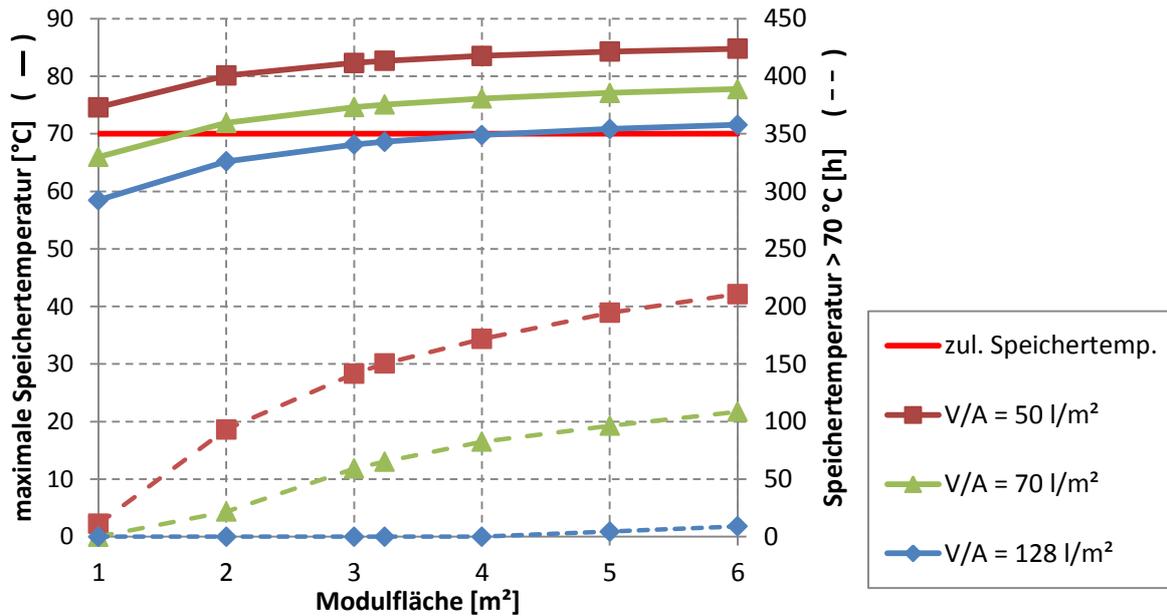


Abb. 3.8: Maximal erreichte Speichertemperaturen und Anzahl der Stunden mit Speichertemperaturen über 70 °C für verschiedene Verhältnisse von Speichervolumen zu TWD-Fläche (V/A) in Abhängigkeit von der Modulfläche

3.4.2 Begrenzung der minimalen Temperatur im Speicher auf 5°C

Zusätzlich wurde die kleinste auftretende Temperatur im Speicher untersucht, siehe Abbildung 3.9. Um ein Einfrieren des Speicherwassers im Winter zu vermeiden, sollte eine Temperatur von 5 °C nicht unterschritten werden.

Wie in Abbildung 3.9 zu erkennen ist, wird die festgelegte minimal zulässige Speichertemperatur nur bei der Variante mit dem kleinsten Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche von 50 l/m² unterschritten. Die Anzahl der Stunden, in denen die Minimaltemperatur unterschritten wird, liegt in diesem Fall jedoch nur bei einigen wenigen Stunden im Jahr. Für die anderen beiden Verhältnisse von Speichervolumen zu TWD-Fläche wird die Minimaltemperatur von 5 °C nicht unterschritten.

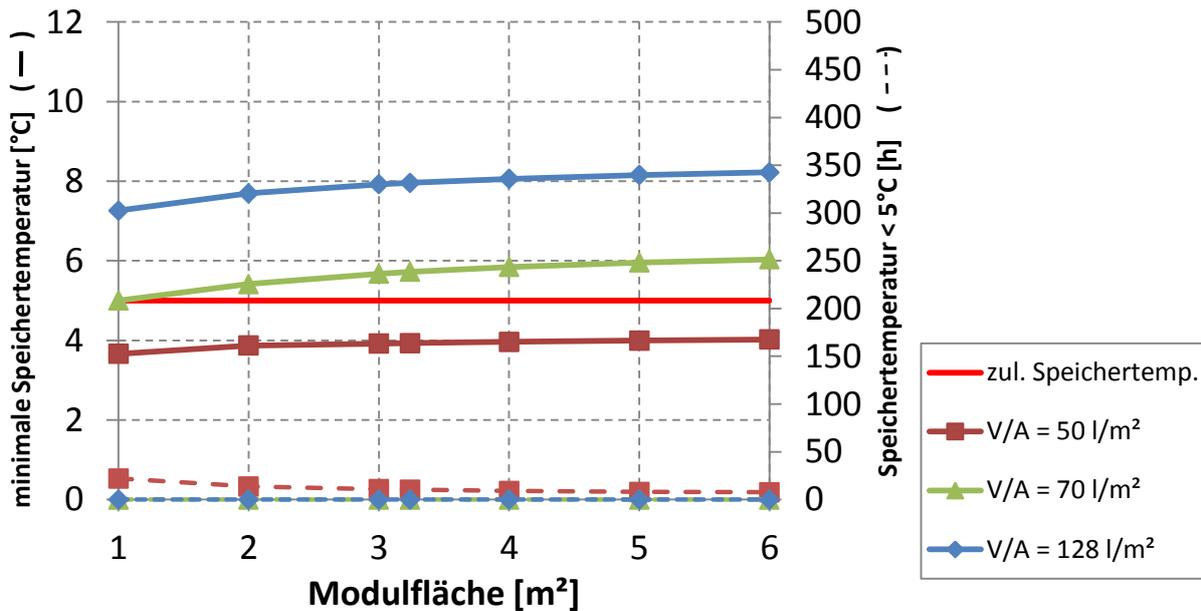


Abb. 3.9: Minimal erreichte Speichertemperaturen und Anzahl der Stunden mit Speichertemperaturen unter 5 °C für verschiedene Verhältnisse von Speichervolumen zu TWD-Fläche (V/A) in Abhängigkeit der Modulfläche

Die Darstellungen in den Abbildungen 3.8 und 3.9 zeigen, dass mit dem größten hier betrachteten Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche von 128 l/m², welches letztendlich auch im ersten Prototyp so umgesetzt wurde, die besten Ergebnisse hinsichtlich der Begrenzung der Speichertemperatur sowohl nach oben als auch nach unten erzielt werden. Das heißt, je größer das Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche ist, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit sowohl einer Überhitzung als auch einer zu starken Abkühlung des Speichers. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass mit steigendem Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche die thermische Trägheit des Systems steigt, d.h. die Temperaturen im Speicher ändern sich langsamer infolge der Änderung der äußeren Randbedingungen wie z.B. solarer Einstrahlung und Umgebungstemperatur.

In Bezug auf die thermische Belastung des Speichers bzw. des gesamten Moduls ist eine solche thermische Trägheit erwünscht, da somit keine oder weniger Maßnahmen zum Schutz vor Überhitzung bzw. Einfrieren getroffen werden müssen. Im Gegenzug bedeutet eine höhere Trägheit aber auch, dass es länger dauert, bis das Wasser im Speicher infolge der auf die TWD auftreffenden Solarstrahlung ein nutzbares Temperaturniveau erreicht. Inwieweit dieses hier beschriebene Verhalten beim ersten Prototyp tatsächlich beobachtet werden konnte, ist bei den Ergebnissen der messtechnischen Untersuchungen unter Laborbedingungen und auf dem Außenprüfstand für den ersten Prototyp in den Kapiteln 6 und 7 beschrieben.

3.5 Fazit

Die dynamische Systemsimulation mit der Simulationssoftware TRNSYS war ein wichtiger Bestandteil der Entwicklung der multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente. Simulationsstudien zu einer ersten Abschätzung des solaren Deckungsanteils der fünf vielversprechendsten, im vorausgehenden Kapitel 2 vorgestellten Konzeptideen trugen maßgeblich zur Entscheidungsfindung bei der Auswahl derjenigen beiden Konzepte bei, die im nächsten Schritt als Prototypen umgesetzt wurden. Für diese beiden Konzepte wurden weitere umfangreichen Simulationsstudien unter Berücksichtigung unterschiedlicher Randbedingungen wie der Modulausrichtung, der Modulfläche und der Kopplung mit unterschiedlichen Referenzwohngebäuden durchgeführt, um den solaren Deckungsanteil der neu zu entwickelnden multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente unter diesen Randbedingungen zu ermitteln und somit unter anderem auch deren ökologische und ökonomische Bewertung zu ermöglichen, welche in Kapitel 9 bzw. Kapitel 10 vorgestellt wird.

Detaillierte Informationen zu den durchgeführten Simulationen können den Publikationen Nr. 1) bis 4) der Publikationsliste aus Kapitel 11.2 entnommen werden.

4 Beschaffung und Anpassung der benötigten Materialien und Komponenten (AP3)

Ende des Jahres 2012 bzw. Anfang des Jahres 2013 wurden bereits etliche Materialien für den Aufbau und die Vermessung der beiden Prototypen im Labor sowie auf einem Außenprüfstand beschafft. Dies betraf vor allem Sensoren und Messgeräte, wie z.B. Pt100-Widerstandsthermometer, Volumenstrom-Messgeräte, Pyranometer und Datenlogger. Die Beschaffung der Materialien und Gegenstände, welche direkt im Zusammenhang mit dem Aufbau der Prototypen stehen, verzögerte sich unter anderem aufgrund der folgenden Ursachen:

- 1) höherer Zeitaufwand während der Konzeptphase aufgrund neu hinzugekommener Fragestellungen, wie z.B. die durch die Architekten angeregte Trennung der Funktionen in separate Module
- 2) unvorhergesehener Zeitaufwand bei der Auswahl und Beschaffung einiger innovativer Schlüsselkomponenten
- 3) mangelnde Marktverfügbarkeit bestimmter Komponenten
- 4) höherer Zeitaufwand bei der Detailplanung der beiden Prototypen

Auf die hier genannten Ursachen für die Verzögerungen bei der Beschaffung und Anpassung der benötigten Materialien und Komponenten wird in den folgenden Unterkapiteln kurz eingegangen, wobei die Gliederungspunkte 2 und 3 aufgrund von Überschneidungen in einem Unterkapitel zusammengefasst sind.

4.1 Höherer Zeitaufwand während der Konzeptphase

Im Verlauf der Konzeptionierung der multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente stellte sich heraus, dass eine Auswahl der vielversprechendsten Konzepte basierend allein auf technisch-konstruktiven sowie ästhetischen und energetischen Überlegungen nicht ausreichend ist. Auch wenn die Entscheidung für zwei Konzepte zur Umsetzung als Prototypen in den Arbeitspunkten AP1 und AP2 hinsichtlich ihres prinzipiellen Aufbaus und der Wahl der jeweiligen Einzelkomponenten bereits getroffen wurde, so kamen zusätzlich darüberhinausgehende Fragestellungen, z.B. bzgl. der konkreten Fassadeneinbindung der multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente und andere periphere Überlegungen auf, welche zunächst nicht bedacht wurden. Hiermit sind hauptsächlich die von den in das Vorhaben mit einbezogenen Architekten angestoßenen Diskussionen hinsichtlich der konkreten anvisierten Anwendung der Fassadenelemente gemeint, welche in Kapitel 2.3.2 beschrieben wurden. Infolge des externen Erfahrungsaustausches mit den Architekten mussten die bis dahin erarbeiteten Konzepte noch einmal kritisch hinterfragt und überarbeitet werden, was letztlich auch zu Änderungen an den Konzepten führte, wie beispielsweise in Kapitel 2.3.4 beschrieben. Außerdem wurden aufgrund von Anregungen durch die Architekten auch einige neue Simulationen durchgeführt, wie z.B. die Untersuchungen zum Einfluss der Modulausrichtung, siehe Kapitel 3.2.3.

4.2 Schwierigkeiten bei der Beschaffung bestimmter Komponenten

Eine erste wichtige Komponente, deren Auswahl und Beschaffung wesentlich mehr Zeit in Anspruch nahm als ursprünglich vorgesehen, war die **transparente Wärmedämmung** (TWD), welche für die direkte Beladung des Warmwasserspeichers im ersten Prototyp benötigt wurde. Es gibt zwar durchaus einige marktverfügbare Produkte in diesem Bereich, siehe hierzu unter anderem die Informationen des Fachverbands Transparente Wärmedämmung e.V. [14], allerdings wurden diese TWDs bisher ausschließlich dazu eingesetzt, die Transmissionswärmeverluste einer Gebäudefassade zu minimieren, nicht aber wie hier im Projekt vorgesehen für die direkte Beladung eines Warmwasserspeichers. Erfahrungen mit TWDs gibt es bisher relativ wenige bzw. waren diese nicht frei verfügbar. Dementsprechend wurden zunächst möglichst viele Informationen über die einzelnen Produkte gesammelt, wobei auch weitere Produkte wie Zwei- oder Dreischeibenverglasungen, welche zwar nicht unter dem Namen transparente Wärmedämmung bekannt sind, aber letztlich ähnlich funktionieren, in Betracht gezogen wurden. Im Anschluss daran wurde eine Bewertung der unterschiedlichen Produkte anhand verschiedener Kriterien vorgenommen. Am wichtigsten waren hierbei der Transmissionsgrad, der Gesamtenergiedurchlassgrad, das (flächenbezogene) Gewicht, die Möglichkeiten der konstruktiven Anbindung sowie der Preis. Die Wahl fiel schließlich auf eine TWD mit einer Aerogelfüllung zwischen zwei Glasscheiben, welche mit einem g-Wert von 0,6 und einem U-Wert von $0,6 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ein sehr gutes Verhältnis von Energietransmission zu Wärmedämmung aufweist und außerdem vom Hersteller zum Selbstkostenpreis für dieses Forschungsprojekt zur Verfügung gestellt wurde.

Mehr Zeit als ursprünglich geplant bei der Auswahl und Beschaffung innovativer Komponenten war auch bei den benötigten **Phasenwechselmaterialien** (PCMs) erforderlich, und zwar sowohl bei Prototyp 1 als auch bei Prototyp 2. Phasenwechselmaterialien an sich sind zwar schon seit längerer Zeit bekannt, jedoch können je nach Anwendungen bestimmte Schwierigkeiten und Probleme auftreten, beispielsweise korrosives Verhalten, eine zu geringe Wärmeleitung, etc.

Für den ersten Prototyp bestand die Aufgabe darin, ein geeignetes (Bau-)Produkt mit integriertem Phasenwechselmaterial zu finden. Da auch hier noch relativ wenige Erfahrungen im Umgang mit solchen Produkten vorliegen, wurde ähnlich wie bei der Auswahl der transparenten Wärmedämmung vorgegangen und nach einer umfassenden Produktrecherche eine Bewertung hinsichtlich wichtiger Kriterien wie z.B. Verarbeitung, PCM-Anteil, Schmelzpunkt, Speicherkapazität und Preis vorgenommen. Diese Recherche umfasste Produkte wie Putze, Gips- und Lehmbauplatten mit mikroverkapselten Phasenwechselmaterialien, aber beispielsweise auch Zusatzkomponenten für Kühldecken o.Ä. Es zeigte sich im Übrigen während dieser Recherche, dass einige Produkte noch nicht oder nicht mehr auf dem Markt verfügbar sind bzw. nur in Mengen, wie sie für dieses Forschungsprojekt nicht in Frage kamen. Ausgewählt wurde schließlich eine Gipsbauplatte mit mikroverkapseltem Phasenwechselmaterial, welche sich nahezu genauso einfach wie eine herkömmliche Gipskartonplatte verarbeiten lässt.

Beim zweiten Prototyp bestand die Aufgabe darin, ein geeignetes PCM-Produkt für den Speicher für die Raumheizungsunterstützung zu finden, wobei sich hier die Auswahl bzw. Anwendung eines konkreten Produktes und die Speicherkonstruktion (Abmaße, Einbauten) gegenseitig beeinflussen. Aufgrund von Lieferschwierigkeiten bei dem anfangs ausgewählten Produkt musste nach einer Alternativlösung gesucht und damit auch die Konzeption der

Speicherkonstruktion noch einmal geändert werden. Näheres hierzu kann dem Kapitel 5.2 zum Aufbau des zweiten Prototyps entnommen werden.

Weitere Schwierigkeiten im Zusammenhang mit der Beschaffung bestimmter Komponenten ergaben sich bei der Konstruktion des Speichermoduls für den zweiten Prototyp. Zum einen betrifft dies die **Vakuum-Isolationspaneel** (VIPs): um Kosten zu sparen, muss die Speicherkonstruktion so gestaltet bzw. angepasst werden, dass auf Standardmaße zurückgegriffen werden kann. Außerdem stellte sich heraus, dass VIPs mit Aussparungen zwar technisch machbar, aber aufgrund der hohen Rüstkosten für eine geringe Stückzahl unwirtschaftlich sind, weshalb auch hier über Alternativlösungen nachgedacht werden musste. Zum anderen musste die Rahmenkonstruktion des Speichermoduls noch einmal geändert werden, da die anfangs angedachte Konstruktion aus **GFK-Profilen** und speziellen **GFK-Eckverbindern** aufgrund von Lieferschwierigkeiten des Herstellers nicht umgesetzt werden konnte. Stattdessen wurde dann eine Holzrahmenkonstruktion realisiert wie sie in Kapitel 5.2 dargestellt ist.

4.3 Höherer Zeitaufwand bei der Detailplanung

Bei der Detailplanung der beiden Prototypen ergaben sich einige wichtige zusätzliche Fragen und Überlegungen, die zunächst geklärt werden mussten, bevor mit dem Aufbau begonnen werden konnte, wodurch letztlich mehr Zeit für Recherche und Entscheidungsfindung erforderlich wurde.

Beim Prototyp 1 ergaben sich diese Verzögerungen im Wesentlichen im Zusammenhang mit der Realisierung des Warmwasserspeichers. Um einen möglichst großen Anteil des Fassadenvolumens für die Wärmespeicherung nutzen zu können, ist es sinnvoll, eine rechteckige Speichergeometrie zu wählen. Mit dieser Festlegung ist jedoch eine druckbehaftete Ausführung des Speichers praktisch nicht möglich und es stellt sich die Frage, auf welche Weise der Speicher am besten entladen werden kann?

Eine direkte Anbindung an die Trinkwasserleitung ist aufgrund des zu hohen Druckes nicht möglich, ein interner Wärmeübertrager ist aufgrund der relativ geringen Entladeleistung und aufgrund der Verringerung des nutzbaren Speichervolumens ungünstig und eine Entladung über eine sogenannte Niederdruckarmatur wäre aufgrund der damit einhergehenden Forderung nach sehr kurzen Leitungen zwischen Entnahmestelle und Speicher in der praktischen Anwendung wahrscheinlich nicht realisierbar. Als Lösung wurde daher die Entladung über einen externen Wärmeübertrager gewählt und schließlich auch in den beiden Prototypen umgesetzt.

Weitere Detailfragen in Zusammenhang mit der Realisierung der beiden Prototypen ergaben sich unter anderem bezüglich der offenen Betriebsweise der beiden Konzepte. Hier standen folgende Fragestellungen im Vordergrund: Ist ein fehlerfreier Betrieb der Umwälzpumpen unter Berücksichtigung von Korrosionsproblemen sowie ihrer Beständigkeit gegenüber dem Wärmeträgermedium möglich? Wie notwendig ist die Einbindung einer Nachheizung aus Frostschutzgründen und wie kann die Kompensation der unterschiedlichen Wärmedehnungen bei bestimmten Materialkombinationen erfolgen?

Auch die eigene Herstellung der zwei GFK-Speicher für das Speichermodul des zweiten Prototyps war ein Arbeitspunkt, dessen Detailplanung mehr Zeit in Anspruch nahm als ursprünglich vorgesehen.

Von einer detaillierten Auflistung der beschafften Materialien und Gegenstände wird an dieser Stelle abgesehen. Die wichtigsten in den beiden Prototypen verbauten Komponenten, Sensoren können der detaillierten Beschreibung des Aufbaus der beiden Prototypen im nachfolgenden Kapitel 5 entnommen werden.

5 Aufbau von zwei Prototypen (AP4)

5.1 Aufbau von Prototyp 1

5.1.1 Übersicht über den grundsätzlichen Aufbau

Der erste Prototyp dient entsprechend den Ausführungen in Kapitel 2.2.1 der solaren Unterstützung der Trinkwassererwärmung und wird daher im Folgenden auch als Trinkwassermodul bezeichnet. Eine aktive Unterstützung der Raumheizung erfolgt durch das Trinkwassermodul nicht, es wird jedoch passiv Wärme an den Innenraum abgegeben. Als hauptsächliche Anwendung dieses Trinkwassermoduls wird die dezentrale Wärmebereitstellung für die Trinkwassererwärmung einzelner Wohneinheiten in größeren, mehrstöckigen Wohngebäuden gesehen, wobei die Trinkwassermodule als Ersatz einer Fensterbrüstung in die Fassade eingesetzt werden. Aus nachfolgender CAD-Zeichnung wird ersichtlich, aus welchen Hauptbestandteilen das Trinkwassermodul aufgebaut ist.

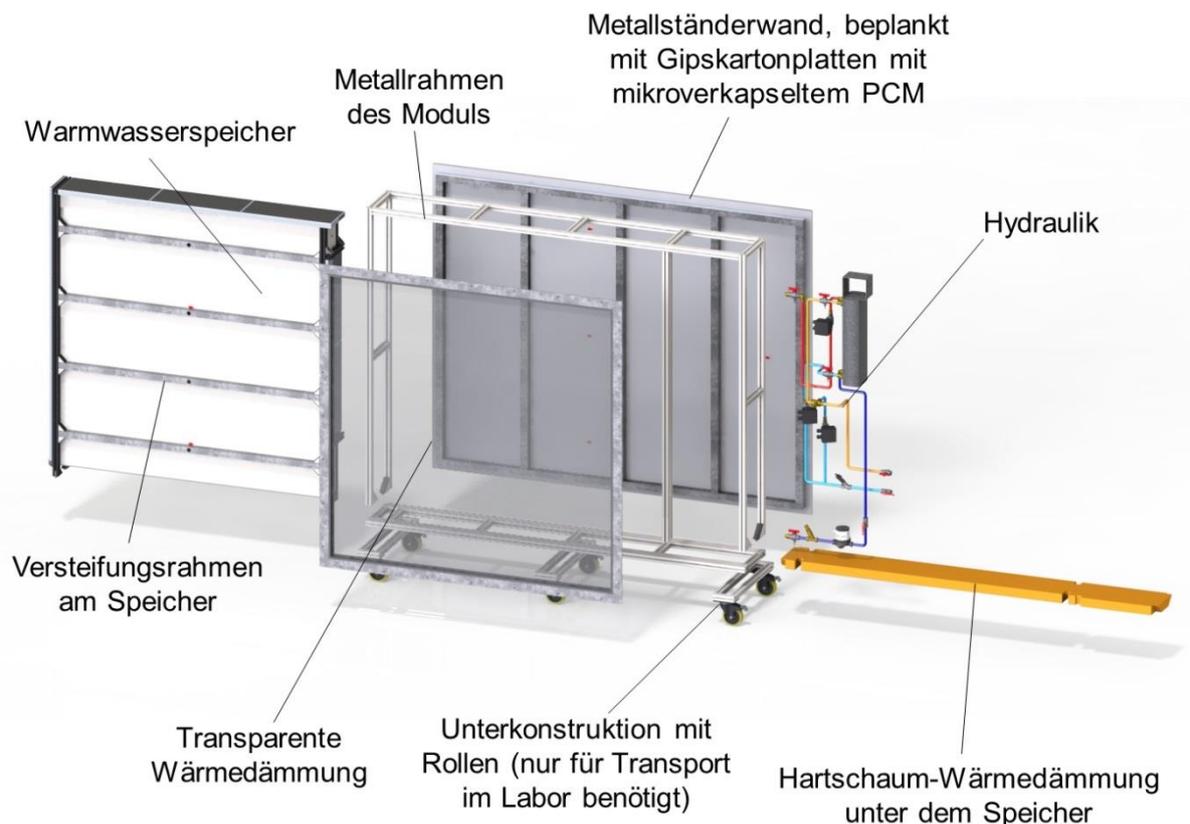


Abb. 5.1: CAD-Explosionsansicht des Prototyps eines solarthermischen Fassadenelementes zur dezentralen Unterstützung der Trinkwassererwärmung (Trinkwassermodul); Darstellung ohne äußere Abdeckung

Kernstück des Trinkwassermoduls ist der rechteckige, drucklos ausgeführte **Warmwasserspeicher** aus Polypropylen (PP), welcher über die davor angeordnete **transparente Wärmedämmung** (TWD) direkt solar beladen wird. Auf der Vorder- und Rückseite des Speichers befinden sich jeweils vier Versteifungsrahmen, d.h. Hohlprofile mit den Außenabmessungen 40 x 40 mm aus feuerverzinktem Stahl, welche die Stabilität des Speichers auch bei Temperaturen bis über 60 °C gewährleisten. Diese Versteifungsrahmen

auf der Vorder- und Rückseite des Speichers sind zum einen über mittig durch den Speicher verlaufende Zuganker fest miteinander verbunden. Zum anderen sind sie über Winkel an vertikale Profile an den Speicherstirnseiten fixiert.

Die Entladung des Warmwasserspeichers wird über einen externen Plattenwärmeübertrager vorgenommen, welcher neben einer Umwälzpumpe und einem thermostatischen Mischventil zu den Hauptbestandteilen der **Hydraulik** gehört. Die gesamte Hydraulik ist in einem dafür vorgesehenen Raum bzw. Bereich neben TWD und Speicher angeordnet.

Die Rückseite des Trinkwassermoduls bildet eine **Metallständerwand**, d.h. eine Trockenbauwand in Metallständerbauweise. Als Wärmedämmung zwischen den Metallständern wurden Aerogel-Filzmatten verwendet, welche eine Wärmeleitfähigkeit von $16,6 \text{ mW}/(\text{m}\cdot\text{K})$ bei $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (Herstellerangabe) aufweisen. Die Metallständer wurden mit zwei Lagen Gipskartonplatten, welche mikroverkapseltes Paraffin mit einer Schmelztemperatur von $23 \text{ }^\circ\text{C}$ enthalten, beplankt.

Eine **Rahmenkonstruktion** aus Aluminiumprofilen sorgt für die notwendige Stabilität des Trinkwassermoduls sowie für die Anbindung der einzelnen Komponenten. An einer Unterkonstruktion sind insgesamt 6 Rollen befestigt, welche dem Transport des Moduls im Labor dienen, die Unterkonstruktion ist jedoch nicht Bestandteil des eigentlichen Fassadenelementes.

In Abbildung 5.2 ist eine CAD-Ansicht des ersten Prototyps im zusammengebauten Zustand einschließlich einer äußeren Abdeckung dargestellt. In den folgenden Unterkapiteln wird detaillierter auf die einzelnen Bestandteile des Prototyps und ihre Eigenschaften sowie auf die wesentlichen Schritte beim Aufbau eingegangen.



Abb. 5.2: CAD-Ansicht des ersten Prototyps (Trinkwassermodul) mit Abdeckung

5.1.2 Detaillierte Beschreibung der Hauptkomponenten des Prototyps

Warmwasserspeicher

Wie in Kapitel 5.1.1 bereits erwähnt, wird als Warmwasserspeicher ein rechteckiger, drucklos ausgeführter Speicher aus Polypropylen (PP) verwendet. Als Werkstoff für den Speicherbehälter wurde PP einem metallischen Werkstoff hauptsächlich aus Gründen der geringeren Dichte und dem daraus resultierenden geringeren Modulgewicht vorgezogen. Da die Materialeigenschaften von PP jedoch vor allem im Bereich höherer Temperaturen ab ca. 60 °C die notwendige Aussteifung des Speichers auch bei einem drucklosen Betrieb nicht vollständig gewährleisten könnten, sind gleichmäßig über die Speicherhöhe verteilt vier horizontale Versteifungsprofile notwendig, die eine Deformation des Speichers verhindern. In Abbildung 5.3 sind diese horizontalen Versteifungsprofile sowie die an den Stirnseiten befindlichen Kunststoffprofile zur Fixierung des Speichers und der Versteifungsprofile gezeigt.



Abb. 5.3: Rückseite des Speichers mit den horizontalen Versteifungsrahmen und Stirnseite mit Einlass, Auslass und dem Rahmen aus Kunststoffprofilen zur Fixierung des Speichers

Die äußeren Abmaße des Speichers betragen 1.800 x 1.800 mm in der Länge und Höhe und 172 mm in der Tiefe bzw. einschließlich der Versteifungsrahmen auf Vorder- und Rückseite 252 mm, wobei der Speicherbehälter eine Wandstärke von 12 mm aufweist. Das Fassungsvermögen beträgt ca. 400 l, allerdings wird der Speicher wegen der drucklosen Ausführung nur zu etwa 90 % befüllt. Das Leergewicht des Speichers beträgt etwa 130 kg, im befüllten Zustand ca. 500 kg.

Auf der in Abbildung 5.3 nicht gezeigten, aber weiter unten in Abbildung 5.13 zu sehenden Vorderseite des Speichers ist dieser mit einem schwarzen als Absorberschicht dienenden Solarlack versehen, um das Absorptionsvermögen für die Solarstrahlung zu erhöhen.

Da die Entladung des Speichers über einen externen Wärmeübertrager vorgenommen wird, geht im Inneren des Speichers selbst kein nutzbares Speichervolumen durch einen Wärme-

übertrager verloren. Wie in Abbildung 5.4 zu sehen ist, befinden sich nur drei horizontale Leitbleche im Inneren des Speichers. Diese Leitbleche unterteilen den Innenraum des Speichers in vier gleich große, 450 mm hohe Abschnitte und sorgen dafür, dass bei Zapfungen möglichst das ganze Wasservolumen genutzt wird, indem Kurzschlussströmungen verhindert werden.

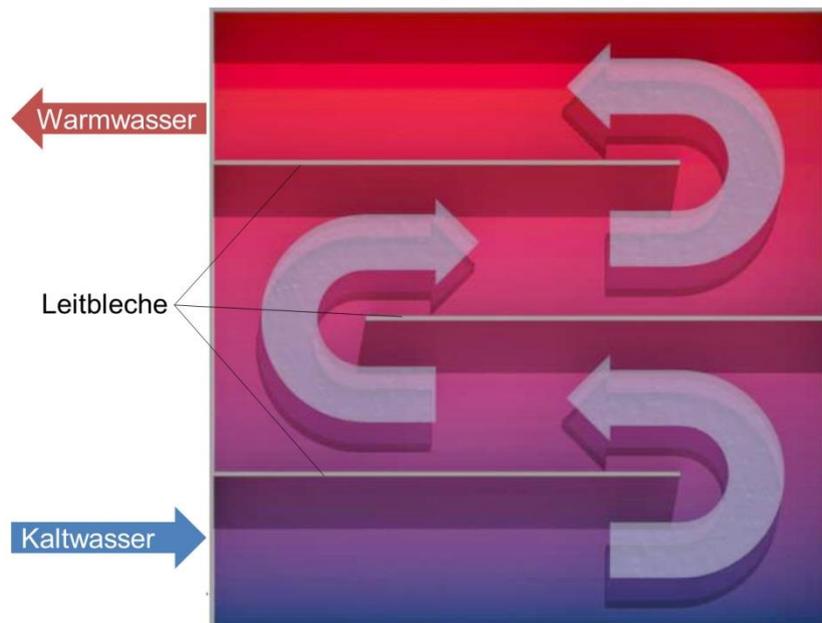


Abb. 5.4: Schematische Darstellung des Speicherinnenraumes mit den drei Leitblechen

Als Wärmedämmung des Speichers wurde auf den einzelnen Speicherseiten auf verschiedenen Materialien und Lösungen zurückgegriffen. Auf der Vorderseite des Speichers befindet sich die transparente Wärmedämmung des Speichers, durch welche auch die thermische Beladung des Speichers durch die Solarstrahlung erfolgt. Unter dem Speicher ist das in den Abbildungen 5.1 und 5.3 erkennbare Hartschaum-Paneel als Wärmedämmung angebracht. Auf der Speicheroberseite sowie auf den beiden Stirnseiten wurden Vakuum-Isolationspaneele (VIPs) mit einer Stärke von 30 mm angebracht und alle weiteren Zwischenräume an diesen Seiten, beispielsweise am Ein- und Auslass, wo sich keine VIPs anbringen lassen, mit Polystyrol-Platten ausgefüllt, siehe Abbildung 5.5.



Abb. 5.5: *Vakuumdämmung an den Stirnseiten und auf der Speicheroberseite, transparente Wärmedämmung an der Vorderseite des Speichers*

Auf der Rückseite des Speichers wurden zunächst Polystyrol-Platten zwischen den Versteifungsrahmen angebracht, siehe Abbildung 5.6, und danach die Trockenbauwand mit den integrierten Aerogelfilz-Matten an der Rückseite des Speichers aufgebaut.

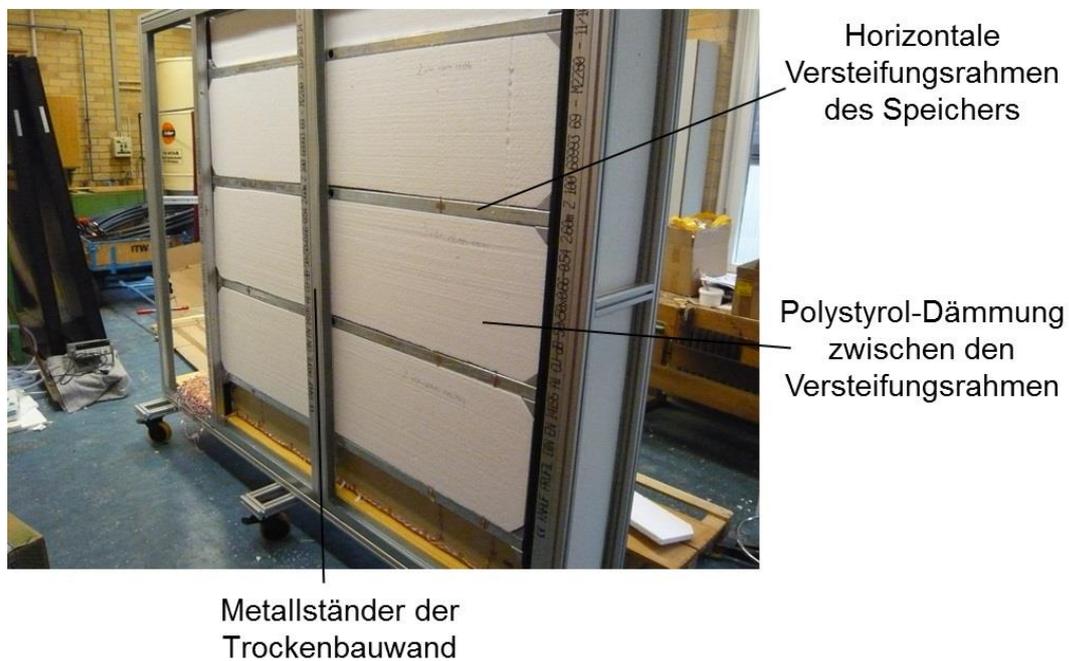


Abb. 5.6: *Polystyrol-Wärmedämmung zwischen den Versteifungsrahmen des Speichers*

Transparente Wärmedämmung (TWD)

Die hier eingesetzte transparente Wärmedämmung besteht aus zwei 6 bzw. 10 mm dicken Glasscheiben mit einer 30 mm starken Aerogelfüllung dazwischen und weist im Vergleich zu anderen TWDs ein relativ hohes Verhältnis von Gesamtenergiedurchlassgrad zu Wärmedurchgangskoeffizient auf. Die wichtigsten Eigenschaften der TWD sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt.

Tab. 5.1: Eigenschaften der verwendeten transparenten Wärmedämmung (Herstellerangaben)

Länge	1.900 mm
Breite	1.900 mm
Dicke	46 mm
Gesamtenergiedurchlassgrad (g-Wert)	0,60
Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert)	0,6 W/(m ² *K)
Gesamtmasse	160 kg
flächenbezogene Masse	42 kg pro m ² Fassadenfläche

Für die Fixierung der transparenten Wärmedämmung wurde bei dem Prototyp eine Lösung aus Klemmprofilen konzipiert, wie dies in Abbildung 5.7 dargestellt ist. Ein 2 mm starkes, Z-förmiges Profil aus feuerverzinktem Stahl wird über eine Verschraubung mit dem Aluminium-Rahmen des Prototyps fixiert. Damit die transparente Wärmedämmung aufgrund der unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten von Glas und Stahl keinen direkten Kontakt mit diesem Profil hat, sitzt sie auf einem Moosgummi-Profil und zwischen das Z-Profil und die TWD wird eine Klemmleiste aus EPDM-Gummi geklemmt. Danach kann ein I-förmiges Profil, welches ebenfalls aus 2 mm starkem, feuerverzinktem Stahl besteht, zusammen mit einer weiteren Klemmleiste vor die TWD bzw. an das Z-Profil geschraubt werden. Die Klemmleisten sind mit Dichtlippen ausgestattet, sodass von außen kein Wasser eindringen kann. Die ganze Klemmkonstruktion umfasst alle vier Seiten der transparenten Wärmedämmung einschließlich der Ecken, siehe Abbildung 5.7 rechts, sodass die TWD ringsherum fixiert und abgedichtet ist.

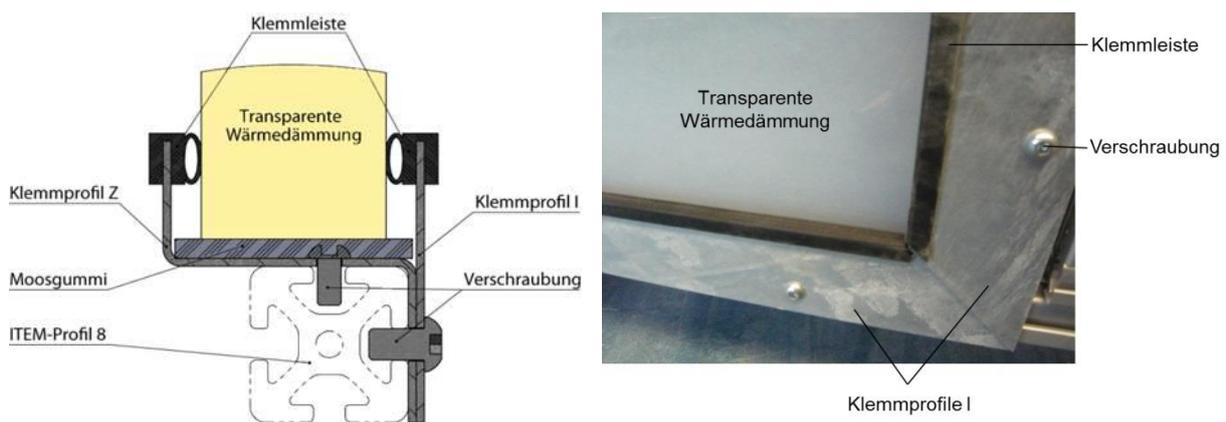


Abb. 5.7: Schematische Darstellung (links) und Foto (rechts) der Klemmkonstruktion zur Einfassung und Abdichtung der transparenten Wärmedämmung

Trockenbauwand (= Metallständerwand)

In Abbildung 5.8 ist auf der linken Seite gezeigt, wie die Aerogelfilz-Matten in die Profile der Metallständerwand eingefügt werden. Außerdem ist auf diesem Foto noch einmal die Polystyrol-Wärmedämmung auf der Rückseite des Speichers zwischen den Versteifungsrahmen zu erkennen. Auf die Profile der Metallständerwand wurden die in Abbildung 5.8 auf der rechten Seite dargestellten Gipskartonplatten mit integriertem Phasenwechselmaterial (PCM) geschraubt. Bei dem PCM handelt es sich um mikroverkapseltes Paraffin mit einer Schmelztemperatur von 23 °C (Herstellerangabe). Aufgrund des relativ geringen Massenanteils von etwa 30 % PCM bei einer solchen Gipskartonplatte wurde die Trockenbauwand mit zwei Lagen Gipskartonplatten beplankt. Die Trockenbauwand erstreckt sich über die gesamte Rückseite des Prototyps und misst 2.500 mm in der Länge und 2.000 mm in der Höhe. Die Dicke der Trockenbauwand beträgt insgesamt 75 mm, wobei 50 mm auf den Teil mit den Metallständern und der Aerogelfilz-Dämmung entfallen und jede der beiden Gipsplattenlagen 12,5 mm dick ist.



Abb. 5.8: Aufbau der Trockenbauwand: Metallständer mit Aerogelfilz-Wärmedämmung (links), auf die Metallständer aufgeschraubte Gipsplatten mit integriertem PCM (rechts)

Modulrahmen und Unterkonstruktion

Aus Aluminium-Profilen wurde eine Rahmenkonstruktion für den Prototyp aufgebaut, wie sie schematisch in Abbildung 5.9 dargestellt ist. Durch entsprechende Querstreben wird die notwendige Versteifung und damit Stabilität des Prototyps gewährleistet. Außerdem dient die Rahmenkonstruktion dazu, die einzelnen Komponenten des Prototyps, wie z.B. die Metallständer der Trockenbauwand und den Kunststoffrahmen zur Fixierung des Speicherbehälters, an diesen Rahmen zu anbinden.

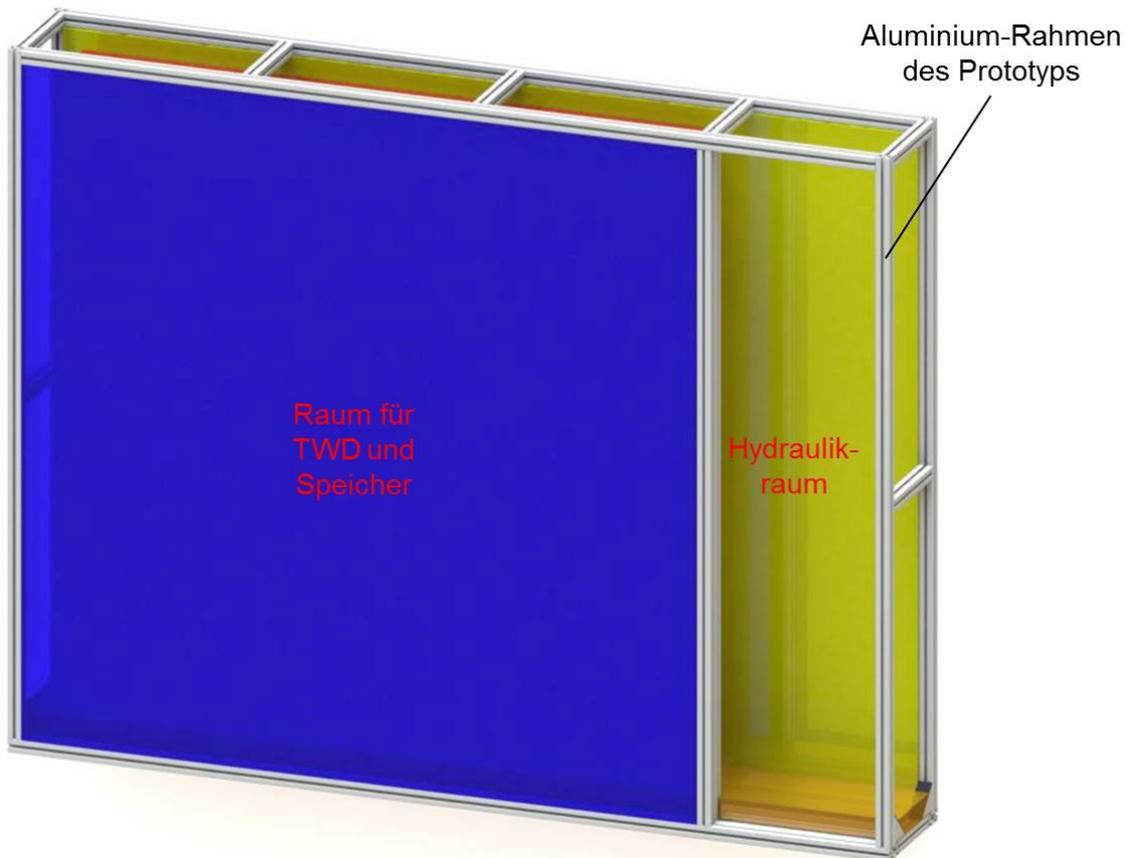


Abb. 5.9: Schematische Darstellung der Rahmenkonstruktion des Prototyps (Trinkwassermodul) mit der Aufteilung des Raumes für TWD und Speicher sowie für die Hydraulik

In Abbildung 5.10 ist eine CAD-Darstellung der Unterkonstruktion mit 6 drehbaren Rollen abgebildet. Wie bereits erwähnt ist die Unterkonstruktion nicht Bestandteil des eigentlichen Fassadenelementes, sondern wird nur zum Transport des Prototyps im Labor benötigt. Der obere Teil der Unterkonstruktion ist mit der in Abbildung 5.9 dargestellten Rahmenkonstruktion lösbar verbunden.



Abb. 5.10: Unterkonstruktion für den Transport des Prototyps im Labor

Hydraulik

Das grundlegende Hydraulikschema für den ersten Prototyp ist in Abbildung 5.11 dargestellt. Da die solare Beladung des Warmwasserspeichers direkt über die TWD erfolgt, dient die Hydraulik nur für die Entladung des Speichers zur Zapfung von Trinkwarmwasser. Dies wird wie bereits mehrfach erwähnt über einen externen Wärmeübertrager realisiert. Dieser Plattenwärmeübertrager überträgt die Wärme vom Wasser im Speicherkreis auf das kalte Trinkwasser im Zapfkreis, welches einem Kaltwasseranschluss entnommen wird. Durch den externen Wärmeübertrager werden Trinkwasser und Speichermedium voneinander getrennt; im Speicher befindet sich also kein Trinkwasser.

Zur Entnahme von Warmwasser aus dem Speicher muss das Wasser im Speicherkreis zirkulieren, weswegen in diesen Kreis eine Umwälzpumpe eingebaut ist. Im Zapfkreis befindet sich ein thermostatisches Mischventil, durch welches über einen Bypass im Zapfkreis ggf. Kaltwasser zugemischt wird, sodass eine einstellbare, maximale Wassertemperatur nicht überschritten werden kann.

In Abbildung 5.11 ist verdeutlicht, dass die Trinkwasserentnahmestelle und die Trinkwasserleitung, d.h. der Kaltwasseranschluss, nicht Teil des Moduls sind. Alle anderen hydraulischen Komponenten sind jedoch Teil des Moduls. Sie sind allesamt im dafür vorgesehenen Hydraulikraum untergebracht, der in Abbildung 5.9 markiert ist.

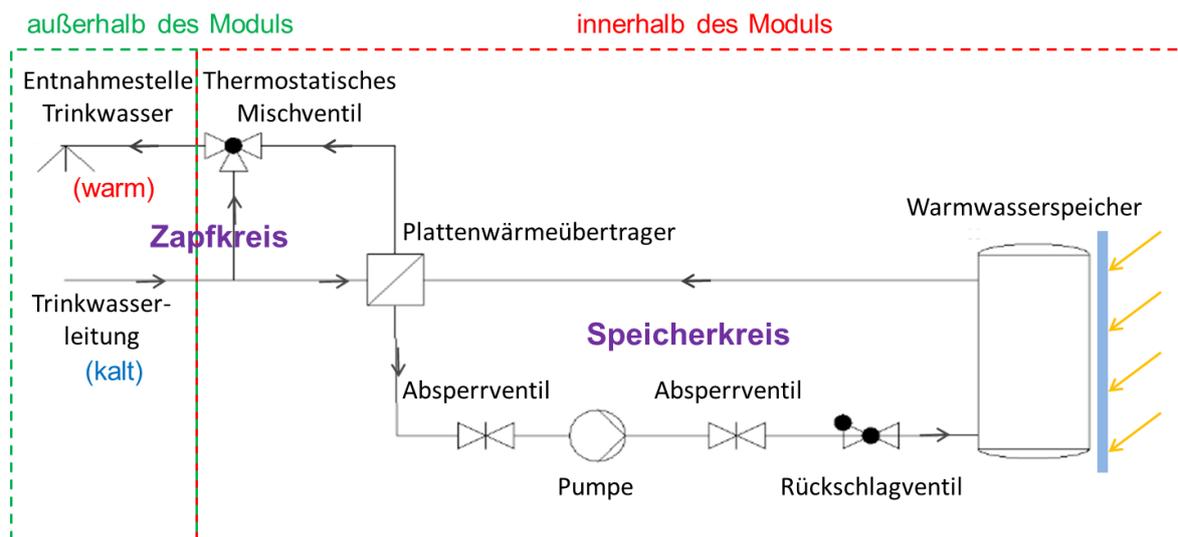


Abb. 5.11: Grundlegendes Hydraulikschema des ersten Prototyps (Trinkwassermodul)

In Abbildung 5.12 ist zu sehen, wie die Hydraulik entsprechend des oben gezeigten Schemas in den begrenzten Hydraulikraum des Prototyps eingebaut wurde. Neben dem relativ großen Wärmeübertrager ist auf dem linken Foto auch die Umwälzpumpe im unteren Teil des Bildes zu erkennen. Des Weiteren ist auf den beiden Fotos ein Teil der in die Hydraulik integrierten Messtechnik zu erkennen: beispielsweise die drei magnetisch-induktiven Durchflussmesser (MIDs), die auf den Fotos noch mit Schutzfolie versehen sind, sowie mehrere Pt100-Temperatursensoren, welche in Kugelhähne eingeschraubt wurden. Die drei MIDs messen dabei die Volumenströme im Zapfkreis, im Speicherkreis sowie im Bypass des Zapfkreises. Die relativ langen vertikalen Rohrstrecken sind vor allem auf die eingesetzten MIDs zurückzuführen, da diese für eine korrekte Messung entsprechend lange Ein- und

Auslaufstrecken benötigen. Näheres zur in die Hydraulik eingebauten Messtechnik kann den Ausführungen in Kapitel 6.1.1 entnommen werden.



Abb. 5.12: Eingebaute Hydraulik einschließlich Messtechnik im ungedämmten Zustand (links) und im gedämmten Zustand (rechts)

Im Zusammenhang mit der Hydraulik soll an dieser Stelle noch auf die an der Außenseite des Prototyps eingebaute Tür hingewiesen werden, durch welche der Zugang zu den hydraulischen Komponenten gewährleistet wurde. Eine solche Tür ist nicht Bestandteil des eigentlichen Fassadenelementes bzw. wäre im realen Anwendungsfall zumindest nicht auf der Außenseite angebracht bzw. nicht in dieser Größe ausgeführt. Für die Vermessung des Prototyps im Labor sowie auf dem Außenprüfstand war die Tür jedoch unerlässlich, um beispielsweise Umbauten vorzunehmen, Sensoren auszutauschen oder die Funktion der Pumpe und der MIDs zu überprüfen.

5.1.3 Wesentliche Schritte beim Aufbau des Prototyps

Nachfolgend werden die einzelnen Schritte des Aufbaus des Trinkwassermoduls erläutert. Aufgrund des relativ komplexen Modulaufbaus und der begrenzten Flexibilität bezüglich der Modulabmessungen war eine genaue Planung der einzelnen Arbeitsschritte notwendig.

- **Aufbau des Transportgestells.** Um die geplanten messtechnischen Untersuchungen durchführen zu können, muss das Modul transportfähig sein. Dazu wurde ein mobiles Transportgestell aus Aluminium-Profilen mit 6 drehbaren Transportrollen konstruiert (siehe Abbildung 5.10), welches neben der Mobilität des Moduls auch die Sicherheit gegen ein Kippen des Moduls gewährleistet.

- **Aufbau des Modulrahmens.** Der ebenfalls aus Aluminium-Profilen bestehende Modulrahmen wurde als nächstes aufgebaut und über Winkel und Nutensteine mit der Unterkonstruktion verbunden. Der Aufbau des Rahmens ist derart gestaltet, dass die einzelnen Komponenten mit möglichst geringer Nachbearbeitung zu einem Modul verbunden werden können. Nach dem Aufbau des in Abbildung 5.9 gezeigten Modulrahmens wurden die Kunststoffprofile für die Fixierung der Stirnseiten des Speichers am Modulrahmen angebracht.
- **Einbau der Speicherunterlage.** Als Unterlage und Wärmedämmung für den Speicher dient ein Hartschaum-Paneel aus Polyurethan, das auf eine 2 mm starke Aluminiumplatte aufgelegt wurde. Die Aluminiumplatte dient der Lastaufnahme, -verteilung und -weiterleitung in den Modulrahmen, um das Hartschaum-Paneel vor einer zu hohen mechanischen Belastung an einzelnen Stellen durch den aufliegenden Speicher zu schützen.
- **Einbau des Speicherbehälters.** Nachdem die vorgenannten Arbeitsschritte ausgeführt waren, wurde der Speicherbehälter seitlich in den Modulrahmen eingeschoben und durch die Versteifungsprofile mit Winkeln am Modulrahmen befestigt. Die Außenseite des Speichers wurde im nächsten Schritt mit Solarlack bestrichen. Vor der Integration der restlichen Komponenten wurden noch Pt100-Anlegetemperaturfühler (Temperatursensoren) an der Speicherwand befestigt.
- **Einbau der transparenten Wärmedämmung (TWD).** Die transparente Wärmedämmung wurde in einen Rahmen aus Klemmprofilen eingepasst, welcher mit dem Modulrahmen verschraubt ist. Zur Abdichtung und zur Berücksichtigung der unterschiedlichen thermischen Ausdehnung von Glas und Stahl wurden zwischen der TWD und den Stahlprofilen zusätzliche Gummiprofile eingesetzt (siehe Abbildung 5.7).
- **Aufbau der Trockenbauwand.** Nach dem Anbringen der Polystyrol-Wärmedämmung zwischen den Versteifungsrahmen des Speichers wurden die Metallständer der Trockenbauwand an den Modulrahmen geschraubt und die Aerogelfilz-Dämmung zwischen die Metallständer eingelegt. Anschließend wurden die Metallständer auf der Außenseite mit den PCM-Gipskartonplatten beplankt. Die Befestigung erfolgte auch hier mit Schrauben. Auf die Außenseite der Gipskartonplatten wurden weitere Pt100-Anlegetemperaturfühler aufgeklebt, um zusammen mit den Anlegetemperaturfühlern am Speicher die im Betrieb auftretenden Temperaturverläufe innerhalb des Fassadenmoduls erfassen zu können. Zudem werden von den Messungen Erkenntnisse darüber erwartet, welche Temperaturen zum Innenraum hin unter realistischen Betriebsbedingungen auftreten.
- **Integration der Hydraulik.** Es wurden die Hydraulikkomponenten und weitere Messtechnik in den dafür vorgesehenen Hydraulikraum eingebaut.
- **Integration der restlichen Wärmedämmung.** Der Speicher wurde an den Stirnseiten (links und rechts, sowie oben) durch Vakuum-Isolationspaneele wärmegeklämt und noch bestehende Freiräume wurden mit einer Polystyrol-Wärmedämmung geschlossen. Anschließend wurden die Rohrleitungen und sonstigen hydraulischen Komponenten wärmegeklämt und der Hydraulikraum wurde zum Speicher hin mit Polystyrol-Wärmedämmung versehen. Des Weiteren wurde der Prototyp noch mit einer äußeren Abdeckung versehen.
- **Aufbau und Einrichtung der restlichen Messtechnik.** Nach der Fertigstellung des Prototyps wurden sämtliche Sensoren und Messgeräte an den Datenlogger und ggf. an

die Spannungsversorgung angeschlossen. Datenlogger und Spannungsversorgung sind keine Bestandteile des Trinkwassermoduls und wurden daher außerhalb des Prototyps angebracht.

In den nachfolgenden Abbildungen sind noch einmal einige Fotos vom Prototyp des Trinkwassermoduls gezeigt, welche ausgewählte Phasen bei dessen Aufbau verdeutlichen sollen.



Aufgebaute Unterkonstruktion mit Teil des Modulrahmens



Eingebauter Speicher mit Versteifungsrahmen



Vorderseite des Speichers mit Solarlack bestrichen



Rückseite des Speichers mit aufgeklebten Pt100-Anlegetemperaturfühlern



Prototyp ohne eingebaute Hydraulik



Stirnseite des Prototyps mit angeschraubter Abdeckung und hydraulischen Anschlüssen für die Warmwasserzapfung

Abb. 5.13: Fotos des ersten Prototyps (Trinkwassermodul) während unterschiedlicher Phasen des Aufbaus

In Abbildung 5.14 ist der fertig aufgebaute Prototyp einschließlich der für den Transport im Labor benötigten Unterkonstruktion gezeigt. Auf der linken Seite ist die transparente Wärmedämmung zu sehen, während sich auf der rechten Seite die Tür vor dem Hydraulikraum befindet.



Abb. 5.14: Foto des fertig aufgebauten ersten Prototyps (Trinkwassermodul)

Der in Abbildung 5.14 gezeigte fertig aufgebaute Prototyp hat eine Länge von 2,5 m, eine Höhe von 2,0 m und eine Dicke von ca. 0,4 m (ohne Unterkonstruktion). Damit wurde das Trinkwassermodul größer aufgebaut, als es im vorgesehenen realen Anwendungsfall, d.h. als Ersatz einer Fensterbrüstung, in die Fassade eines Wohngebäudes eingebaut werden würde, denn übliche Fensterbrüstungen messen ca. 1,0 m in der Länge und 0,8 m in der Höhe, bei vergleichbarer Dicke wie sie der Prototyp aufweist. Der Grund für den größeren Aufbau des Prototyps im Vergleich zum realen Anwendungsfall liegt in den vorgesehenen Messungen auf dem Außenprüfstand. Wie die TRNSYS-Simulationen für ein in einen Container eingebautes Trinkwassermodul zeigten, würden sich bei einer Modulfläche von nur 0,8 m² sehr geringe solare Deckungsanteile ergeben, siehe Kapitel 3.2.2.

Die Gesamtmasse des in Abbildung 5.14 aufgebauten Prototyps beträgt ca. 600 kg bei leerem Speicher und 1.000 kg bei gefülltem Speicher.

5.2 Aufbau von Prototyp 2

5.2.1 Übersicht über den grundsätzlichen Aufbau

Wie in Kapitel 2.3.4 bereits umfassend dargelegt, wurde für den zweiten Prototyp anstatt des Aufbaus eines einzigen kompakten Fassadenelementes eine Trennung der einzelnen Funktionen Wärmeerzeugung, Wärmespeicherung und Wärmeverteilung vorgenommen. Hierzu ist die fassadenintegrierte solarthermische Kombianlage zur solaren Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung aus den folgenden drei Komponenten aufgebaut:

- der Fassade vorgehängten **Kollektoren** für die solare Wärmeerzeugung
- einem fassadenintegrierten **Speichermodul**, bestehend aus zwei getrennten Speichern für die solare Unterstützung von Trinkwassererwärmung und Raumheizung
- einem in der Wohneinheit befindlichen **Hydraulikmodul** für die hydraulische Verschaltung sämtlicher Komponenten sowie für die Anbindung an das bestehende Heiz- und Trinkwarmwassersystem des Gebäudes

Eine schematische Zeichnung der Fassadenintegration dieser solarthermischen Kombianlage ist in Abbildung 5.15 dargestellt.

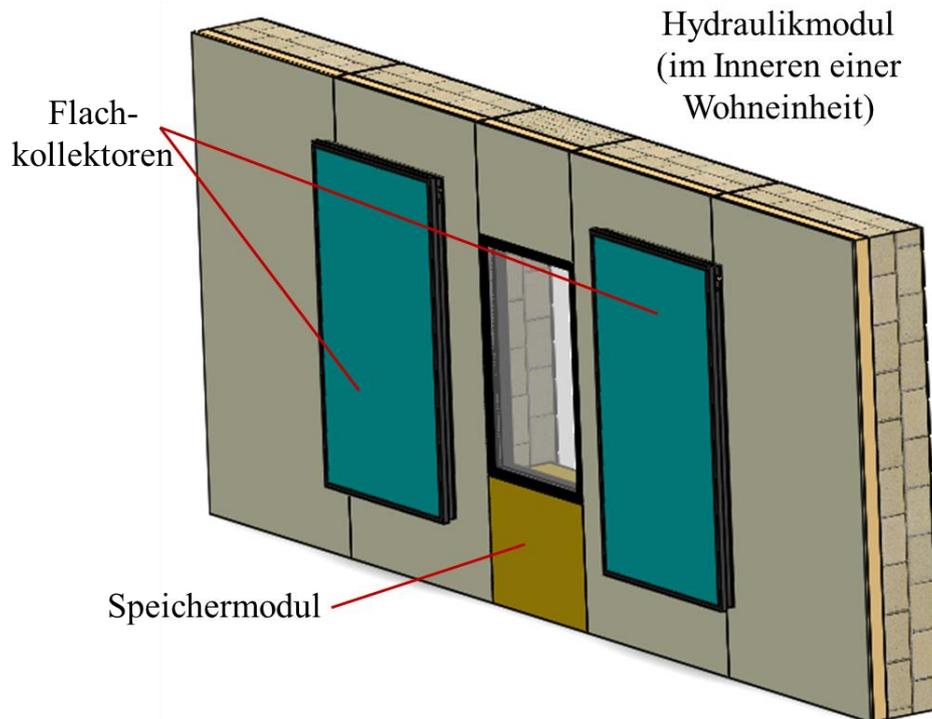


Abb. 5.15: Schematische Darstellung der Fassadeintegration der solarthermischen Kombianlage

Für die solarthermische Energiewandlung werden hier Flachkollektoren eingesetzt, wobei grundsätzlich aber auch Vakuumröhrenkollektoren oder andere Kollektortypen verwendet werden können. Wie in Abbildung 5.15 zu sehen ist, werden diese Kollektoren im späteren Anwendungsfall an freien Flächen der Fassade vorgehängt.

In Abbildung 5.15 ist außerdem gezeigt, wo das **Speichermodul** in die Fassade des Wohngebäudes integriert werden soll. Demnach bildet das Speichermodul als nichttragendes Fassadenelement den Ersatz einer Fensterbrüstung.

Wie eingangs bereits erwähnt, besteht die Anwendung der hier beschriebenen solarthermischen Kombianlage in der solaren Unterstützung der Wärmeversorgung für die Trinkwassererwärmung und Raumheizung einer einzelnen Wohneinheit in einem typischen Geschosswohnbau. Pro Wohneinheit können mehrere Speichermodule als Ersatz von Fensterbrüstungen in die Fassade integriert werden und ebenso können pro Wohneinheit mehrere (Flach-) Kollektoren der Fassade vorhängt werden, sofern hierfür genügend geeignete Fassadenflächen zur Verfügung stehen. Die hydraulische Verschaltung zwischen diesen solarthermischen Komponenten und die Anbindung der solarthermischen Anlage an das bereits bestehende Heiz- und Trinkwarmwassersystem bzw. direkt an die Wärmeverbraucher ist die Aufgabe des **Hydraulikmoduls**. Pro Wohneinheit ist ein Hydraulikmodul vorgesehen, welches sich wie in Abbildung 5.15 angedeutet innerhalb der Wohneinheit befindet. Für das Hydraulikmodul an sich ergeben sich damit im Gegensatz zu den Kollektoren und dem Speichermodul keine Fragen der konkreten konstruktiven Fassadenintegration. Es muss jedoch einerseits der notwendige Platz innerhalb der Wohneinheit vorgesehen und zum anderen die Verlegung entsprechender Rohrleitungen zwischen dem Hydraulikmodul und den Fassadenkomponenten Kollektoren und Speichermodul vorgenommen werden. Aufgrund der unerwünschten Platzbelegung eines Teils der

Wohneinheit durch das Hydraulikmodul wäre die Integration des Hydraulikmoduls in das Speichermodul grundsätzlich naheliegend, dies war jedoch beim zweiten Prototyp aufgrund der Größe des Hydraulikmoduls (siehe Kapitel 5.2.4) nicht möglich. Für eine Weiterentwicklung der fassadenintegrierten solarthermischen Kombianlage hin zu einem marktreifen Produkt stellt diese Integration des Hydraulikmoduls jedoch eine interessante Option dar.

Für die Vermessung im Labor wurde ein Prototyp einer derartigen solarthermischen Kombianlage, bestehend aus zwei Flachkollektoren, einem Speichermodul sowie einem Hydraulikmodul, aufgebaut. Das Ziel bei der Vermessung im Labor bestand darin, die physikalisch-thermischen Eigenschaften und die Betriebsweise der einzelnen Komponenten sowie der solarthermischen Anlage in ihrer Gesamtheit zu charakterisieren. Es bestand jedoch nicht darin, die eigentliche Fassadenintegration aufzuzeigen, weshalb keine Testfassaden oder dergleichen aufgebaut wurden. Analog hierzu wurde bei den Labormessungen darauf verzichtet, das Hydraulikmodul insofern dahingehend zu betreiben, als dass die Wärme in ein bestehendes Heizsystem eines Gebäudes übertragen wird; stattdessen wurden Test-Warmwasserzapfungen im Labor vorgenommen. Im Vergleich zum Aufbau als Prototyp müssen daher an der fassadenintegrierten solarthermischen Kombianlage mit Sicherheit noch konstruktive Änderungen vorgenommen werden, wenn diese in ein reales Haus integriert werden soll. Dies war jedoch nicht Bestandteil des Projekts im Hinblick auf den Aufbau und die Vermessung des zweiten Prototyps.

In den folgenden Kapiteln 5.2.2 bis 5.2.4 wird detailliert auf den Aufbau der einzelnen Komponenten des zweiten Prototyps eingegangen. Die in den Komponenten des zweiten Prototyps eingebaute Messtechnik wird in Kapitel 6.1.1 näher erläutert.

5.2.2 Aufbau des Speichermoduls

Grundlegendes zum Aufbau des Speichermoduls

Während der Planung und des Aufbaus des Speichermoduls mussten an mehreren Stellen Änderungen vorgenommen werden, beispielsweise bei der Auswahl des Phasenwechselmaterials (PCM), bei der Rahmenkonstruktion des Speichermoduls und beim Aufbau der Speicherbehälter. Gründe hierfür waren unter anderem nicht verfügbare Produkte wie z.B. bei den ursprünglich vorgesehenen PCMs und bei den GFK-Rahmenprofilen oder die sich bei ersten Versuchen abzeichnende Notwendigkeit einer stabileren Konstruktion für den Aufbau der Speicherbehälter. Im Folgenden wird jedoch nicht auf alle, sondern nur auf einige ausgewählte Änderungen bzw. Entwicklungsstufen eingegangen.

Der erste Entwurf für den Aufbau des Speichermoduls ist in der folgenden Abbildung 5.16 gezeigt. Zentrale Elemente dieses Speichermoduls sind zwei räumlich und thermisch getrennte Wärmespeicher. Für die Speicherung von solarer Wärme für die Unterstützung der Trinkwassererwärmung dient ein Warmwasserspeicher, während für den Speicher für die Unterstützung der Raumheizung ein Phasenwechselmaterial (PCM) in Verbindung mit Wasser als Speichermedium eingesetzt wird. Der Warmwasserspeicher für die Unterstützung der Trinkwassererwärmung befindet sich dabei auf der Außenseite, der PCM-Speicher für die Unterstützung der Raumheizung auf der dem Innenraum des Gebäudes zugewandten Seite. Die Wahl dieser Anordnung ist in dem üblicherweise höheren Temperaturniveau des Wärmespeichers für die Trinkwassererwärmung begründet: Um die Überhitzung des Innenraumes infolge der warmen Speicher in der Fassade so klein wie möglich zu halten, wird der wärmere der beiden Speicher, also der Wärmespeicher für die Trinkwassererwärmung, auf

der Außenseite der Fassade angeordnet. Das Speichermodul ist so aufgebaut, dass Vakuum-Isolationspaneele (VIP) für die Wärmedämmung sowohl zwischen den beiden Speichern als auch an den Speichern nach außen hin eingesetzt werden.

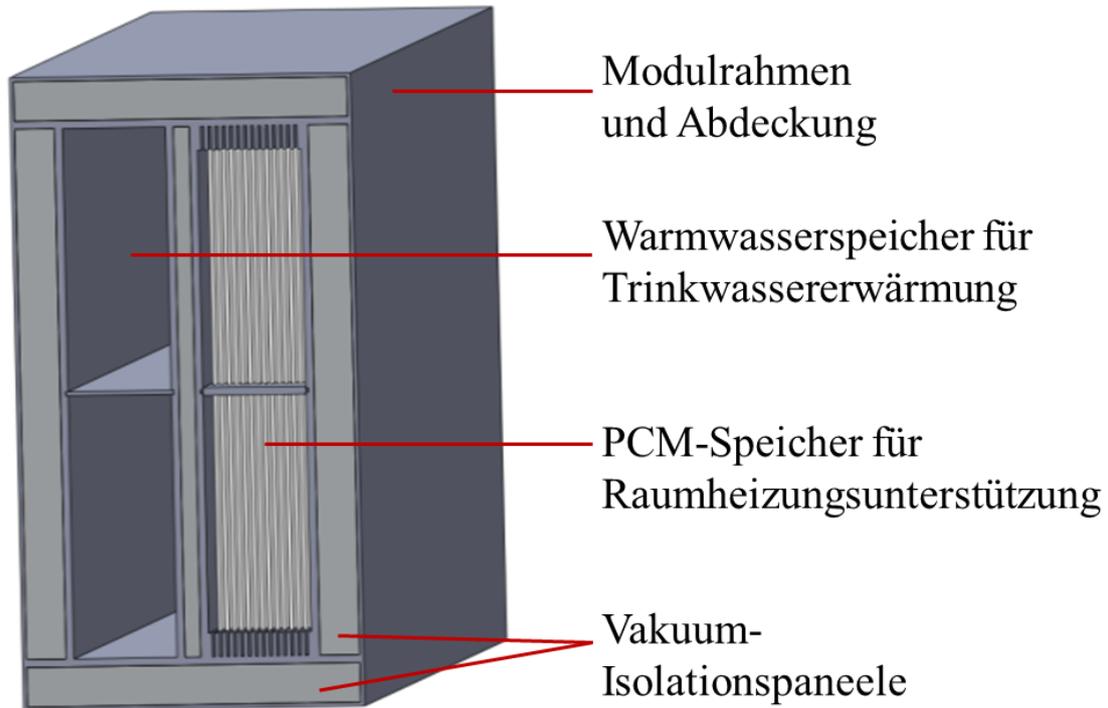


Abb. 5.16: Erster Entwurf des Speichermoduls

Ausgehend von diesem ersten Entwurf waren nun folgende Fragestellungen auf dem Weg zum endgültigen Aufbau des Speichermoduls zu klären:

- Welches grundlegende Prinzip des Speichers in Bezug auf seine Form, Druckbehaftung und Art der Be- und Entladung wird gewählt?
- Welches Phasenwechselmaterial wird für den Speicher für die Heizungsunterstützung ausgewählt und in welcher Form wird dieses in den Speicher integriert?
- Welche Abmessungen besitzt das Speichermodul und wie lässt sich die Rahmenkonstruktion gestalten, sodass nach Möglichkeit Standardgrößen bei den Vakuum-Isolationspaneelen verwendet werden können?
- Aus welchen Materialien werden die Speicher aufgebaut und wie sieht die Speicherkonstruktion im Einzelnen inklusive Einbauten, Anschlüssen und der Integration von Messtechnik zur Erfassung der Speichertemperaturen in verschiedenen Höhen aus?

Um den begrenzten Platz in einer Fassade bestmöglich für die Wärmespeicherung auszunutzen, wird eine rechteckige Speichergeometrie angestrebt. Hierdurch ergeben sich jedoch Beschränkungen in Bezug auf die Druckbeaufschlagung und die Art der Be- und Entladung. Für das Speichermodul wurde schließlich eine ähnliche Lösung wie für das fassadenintegrierte Modul zur solaren Trinkwassererwärmung gewählt, d.h. der Bau eines rechteckigen, drucklosen Speichers mit indirekter Entladung über einen externen

Wärmeübertrager. Der Unterschied bei der Entladung besteht nur darin, dass der externe Wärmeübertrager nun Teil eines separaten Hydraulikmoduls ist, wohingegen er beim Modul zur solaren Trinkwassererwärmung im Hydraulikraum des Moduls und damit im Fassadenelement selbst untergebracht ist. Die Beladung der Speicher des Speichermoduls erfolgt hier über einen externen Wärmeübertrager, welcher Teil des separaten Hydraulikmoduls ist (Hydraulikschema siehe Abb. 5.32. in Kapitel 5.2.4).

Auswahl und Integration des Phasenwechselmaterials

Im ersten Entwurf des Speichermoduls in Abbildung 5.16 ist bereits angedeutet, welche Lösung in Bezug auf die Integration des Phasenwechselmaterials (PCM) für den Speicher für die Heizungsunterstützung zunächst angedacht war. Demnach war vorgesehen, ein mattenähnliches Produkt zu verwenden, welches in Abbildung 5.17 auf der linken Seite abgebildet ist. Das eigentliche Phasenwechselmaterial ist hierbei ein mikroverkapseltes Salzhydrat mit einer Partikelgröße von ca. 50 μm und einer Schmelztemperatur von etwa 32 °C. Dieses PCM ist in eine biegbare Struktur aus Polypropylen (PP) eingepresst und diese Struktur ist durch weitere Schichten auf der Ober- und Unterseite abgedichtet [32]. Dadurch ergibt sich das dargestellte mattenähnliche PCM-Produkt, ähnlich einer Tablettenverpackung, bei der jede einzelne „Tablette“ einen eigenen, abgegrenzten mit PCM gefüllten Bereich darstellt. Somit können diese Matten auch individuell zugeschnitten oder für die Fixierung der Matten einzelne Tabletten durchbohrt werden, ohne dass dies einen Einfluss auf das restliche PCM in einer solchen Matte hat.



Abb. 5.17: Mögliche Phasenwechselmaterialien für den PCM-Speicher: Mit PCM gefüllte PP-Matten (links), Verbundmaterial aus PCM und einer Polymerstruktur (rechts)

Die konstruktive Lösung der Integration dieser PCM-Matten entsprechend des in Abbildung 5.16 gezeigten ersten Entwurfes sah vor, mehrere dieser Matten vertikal im Speicher zu positionieren, wobei die Matten durch kleine Haken oder Stangen oben und unten fixiert werden. Ein geringer Abstand zwischen den Matten sollte dabei für eine bessere Durchströmung und damit für eine bessere Wärmeübertragung zwischen dem umgebenden Wasser und den PCM-Matten sorgen.

Aufgrund von Lieferschwierigkeiten des Herstellers musste jedoch nach einer Alternativlösung gesucht werden. In Betracht gezogen wurden unter anderem mit PCM gefüllte Aluminium-Platten [33] oder makroverkapseltes PCM in Kugelform, wie dies von mehreren Herstellern mit unterschiedlichen Durchmessern [34, 35] angeboten wird. Während für die

Aluminium-Platten eine ähnliche Lösung wie für die oben beschriebenen Matten denkbar ist, können die makroverkapselten PCM-Kugeln direkt in das Wasser im Speicher gegeben werden.

Letztlich ausgewählt wurde das in Abbildung 5.17 auf der rechten Seite gezeigte Produkt, ein Verbundmaterial aus einer Polymerstruktur und einem organischen PCM mit einer Schmelztemperatur von ca. 44 °C [33]. Aufgrund der gebundenen Form tritt das PCM beim Schmelzen nicht aus dieser Struktur aus und kann daher theoretisch direkt in dieser Form in den Speicher gegeben werden. Angesichts der geringen Partikelgröße von wenigen Millimetern wurde es jedoch als sinnvoll erachtet, das PCM durch Körbe oder Netze einzuschließen, damit das PCM nicht durch die Speicheranschlüsse aus dem Speicher austreten kann. Bei ersten Versuchen mit diesem PCM wurde festgestellt, dass die kleinen Kügelchen bereits nach einem Schmelzvorgang zu größeren Einheiten verkleben. Um zu vermeiden, dass sich im Speicher irgendwann ein einziges großes PCM-Gebilde mit entsprechend schlechtem Wärmeübergang zwischen PCM und Wasser gebildet hat, wurde schließlich eine Lösung gewählt, wie sie in Abbildung 5.18 zu sehen ist. Eingefüllt in kleine Stoffsäckchen (Abbildung 5.18 links) kann das PCM nun in den Speicher gegeben werden (Abbildung 5.18 rechts) ohne dass auch bei mehrmaligem Aufschmelzen ein Verklumpen zu erwarten ist.



Abb. 5.18: In kleine Stoffsäckchen eingefülltes PCM (links), mit diesen PCM-Stoffsäckchen teilweise gefüllter Speicher (rechts)

Der Speicher für die Unterstützung der Raumheizung wurde jedoch nicht komplett mit diesen PCM-Stoffsäckchen gefüllt, um noch eine ausreichende Durchströmung des Speichers und damit eine Wärmeübertragung zwischen Wasser und PCM zu gewährleisten. Insgesamt wurden etwa 18 kg PCM in den Speicher für die Unterstützung der Raumheizung integriert.

Abmessungen des Speichermoduls

Die Festlegung der Größe des für die Labormessungen aufzubauenden Speichermoduls orientiert sich einerseits an den typischen Abmessungen von Fensterbrüstungen und berücksichtigt andererseits die Verwendung von Standardgrößen bei den Vakuum-Isolationspaneelen (VIP). Außerdem sollte sich in Verbindung mit den zwei für die Labormessungen

zur Verfügung stehenden Kollektoren (siehe Kapitel 5.2.3) ein sinnvolles Verhältnis von Speichervolumen zu Kollektorfläche ergeben.

Ein üblicher Wert für die Höhe einer Fensterbrüstung beträgt etwa 80 cm [36], die Dicke einer Fassade in einem typischen Wohngebäude liegt je nach Wandaufbau im Bereich von 30 bis 45 cm [37]. Bei Fenstern gibt es sehr unterschiedliche Ausführungen; hier wurde von einem Einzelfenster ausgegangen, dessen Breite typischerweise ca. einen Meter beträgt. Um bei den Vakuum-Isolationspaneelen auf Standardgrößen zurückzugreifen, wurde für das Speichermodul schließlich eine Größe von 100 x 50 x 60 cm (L x B x H) festgelegt. Damit weist das Modul zwar eine etwas höhere Dicke bzw. Breite B auf als bei Fassaden üblich. Jedoch wären bei der oben genannten Dicke des Speichermoduls von 30 bis 45 cm die beiden einzelnen Speicher sehr dünn geworden, was speziell für die anfangs angedachte Lösung mit den PCM-Matten (siehe oben) als ungünstig angesehen wurde. Eine schematische Zeichnung der beiden VIP-gedämmten Einzelspeicher, d.h. des Speichermoduls ohne Rahmenkonstruktion, ist in Abbildung 5.19 dargestellt.

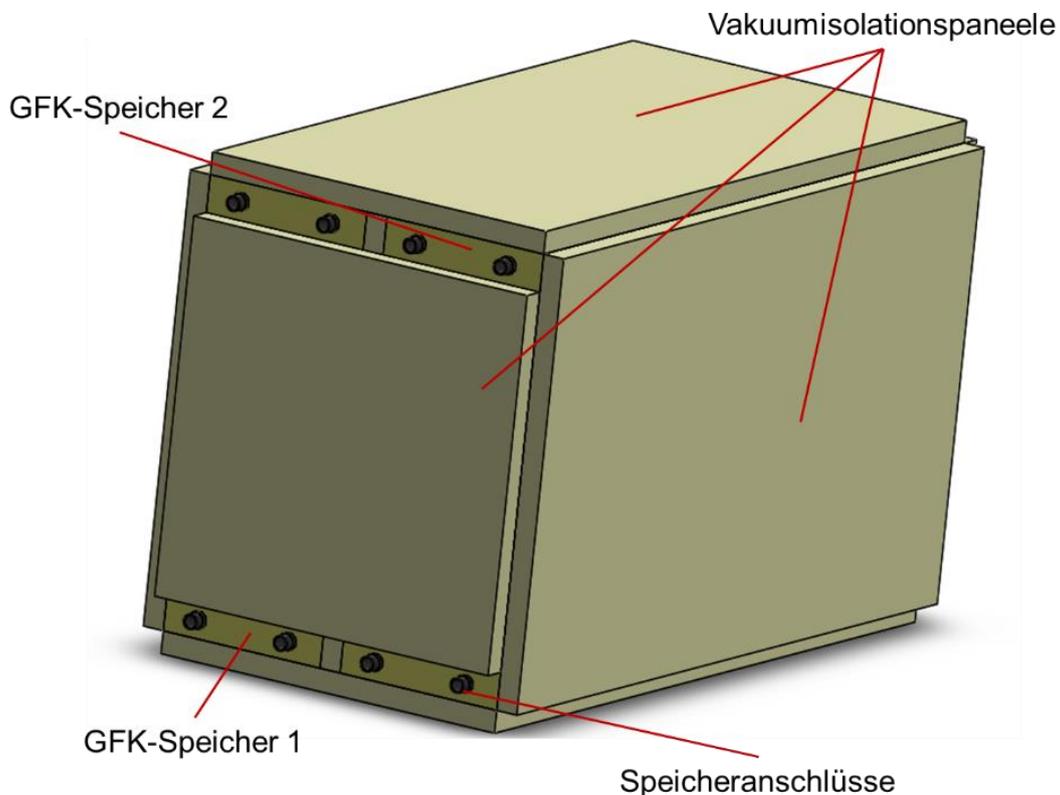


Abb. 5.19: CAD-Darstellung der VIP-gedämmten GFK-Speicher als zentrale Bestandteile des Speichermoduls

Kern des Speichermoduls sind zwei Speicherbehälter aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Jeder Speicherbehälter misst ca. 100 x 23,5 x 60 cm (L x B x H), sodass sich ein Speicherinhalt von jeweils ca. 140 l ergibt. An den Seiten und zwischen den beiden Speichern sind Vakuum-Isolationspaneele mit den Abmessungen 100 x 60 cm angebracht, auf der Ober- und Unterseite beträgt die Größe der VIPs 100 x 50 cm und auf der rückseitigen Stirnfläche 50 x 60 cm. Die Dicke der VIPs beträgt jeweils 3 cm. Fixiert werden die VIPs zum einen über doppelseitiges Klebeband an den Speicherbehältern, zum anderen werden sie aber auch durch die danach anzubringende äußere Rahmenkonstruktion (siehe unten) gehalten.

Für die vorderseitige Stirnfläche war zunächst wie für die Rückseite ein VIP mit den Abmessungen 50 x 60 cm vorgesehen, mit entsprechenden Aussparungen für die Anschlüsse. Das Fertigen von Vakuum-Isolationspaneelen mit Aussparungen stellt technisch kein Problem dar, jedoch ergab sich in der Diskussion mit mehreren VIP-Herstellern, dass dies für ein einziges Exemplar aufgrund der zu hohen Rüstkosten wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Stattdessen wurde vorgeschlagen, mit mehreren kleineren VIPs einen möglichst großen Anteil der vorderseitigen Stirnfläche zu dämmen. Letztlich wurde entschieden, nur ein großes Vakuum-Isolationspaneel mit den Abmessungen 50 x 50 cm wie oben abgebildet zwischen den Anschlüssen zu positionieren und für die übrigen Flächen oberhalb und unterhalb des VIPs Aerogelfilz-Matten als Wärmedämmung zu verwenden.

Aufbau der Speicherbehälter

Die beiden Speicherbehälter sind wie bereits erwähnt aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) aufgebaut. Für die Herstellung eines solchen Speichers kommen mehrere Verfahren in Frage, auf die hier jedoch nicht näher eingegangen wird. An dieser Stelle sei nur auf die Hauptarbeitsschritte hingewiesen: der Aufbau eines Speicherskelettes aus GFK-Profilen, das Beplanken dieses Skelettes mit GFK-Platten und das anschließende Laminieren und Aushärten. Einige Bilder vom Aufbau der beiden GFK-Speicher im Labor sind in der folgenden Abbildung gezeigt.



Abb. 5.20: Fotos vom Aufbau der GFK-Speicher im Labor: Gerüst aus GFK-Profilen mit einigen aufgeklebten GFK-Platten (links), Speicherbehälter nach dem Laminieren (rechts)

Die insgesamt 4 Anschlüsse pro Speicher, die in den Abbildungen 5.19 schematisch dargestellt waren, wurden nach dem Aufbau der eigentlichen Speicherbehälter durch das Bohren entsprechender Löcher und das Einkleben von Kunststoff-Gewindenippeln angebracht. Die unteren beiden Anschlüsse stellen dabei den Auslass für die Beladung und den Einlass für die Entladung dar, während die oberen beiden Anschlüsse als Einlass für die Beladung und Auslass für die Entladung vorgesehen sind. Im Speicher selbst befindet sich noch ein Leitblech auf halber Höhe, um eine Kurzschlussströmung zwischen Ein- und Auslass zu vermeiden (siehe Abbildung 5.21 rechts). Dieses Leitblech ist eine durch Schraubverbindungen lösbare Platte, welche mit GFK-Profilen verbunden ist, die Teil des GFK-Speicherskelettes sind.

In Abbildung 5.21 ist außerdem der Einbau von Pt100-Sensoren zur Messung der Speichertemperatur in vier verschiedenen Höhen gezeigt. Die Sensoren werden in dünne, eingeklebte Edelstahlrohre eingeführt, welche zur Seite des Wassers im Speicher geschlossen sind. Durch einen wenige Millimeter breiten Spalt zwischen der stirnseitigen Speicherwand und dem 50 x 50 cm großen stirnseitigen Vakuum-Isolationspaneel können die Anschlussleitungen der Pt100-Sensoren hinter dem VIP entlanggeführt werden und treten dann im Bereich der Speicheranschlüsse aus dem Speichermodul aus.

Beim ersten Befüllen der Speicherbehälter wurde festgestellt, dass die Stabilität des Speicherskelettes noch nicht ausreichend ist, da sich bei zunehmender Befüllung der Speicher im oberen Teil nach außen zu verformen begann. Deshalb wurde das Speicherskelett durch zusätzliche Querverstrebungen in der Mitte und im oberen Teil des Speichers verstärkt, wie dies in Abbildung 5.22 erkennbar ist.

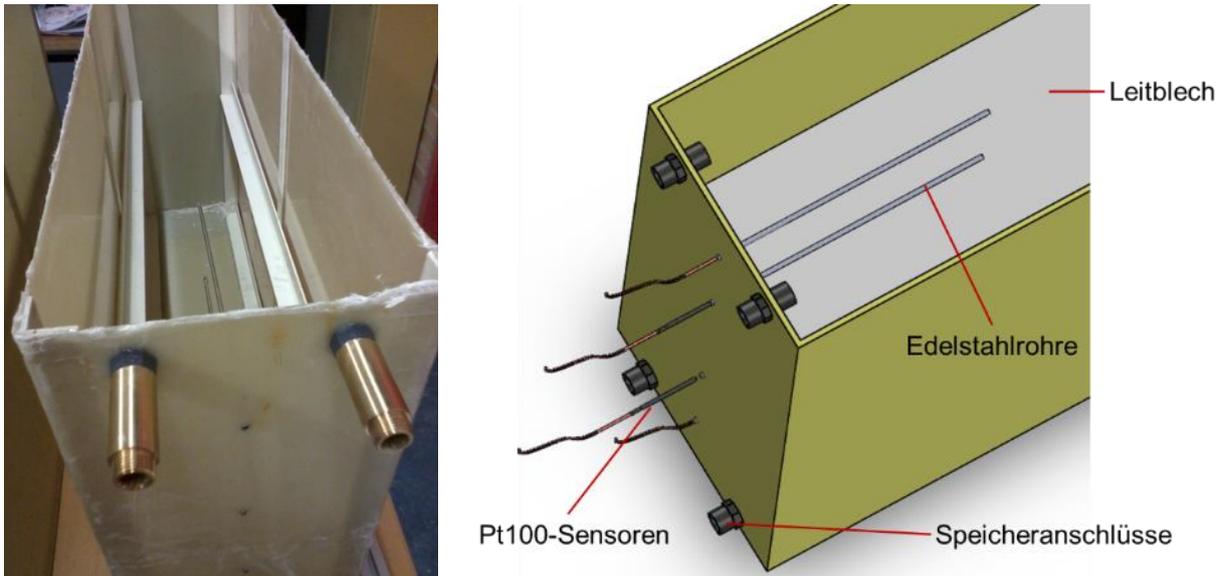


Abb. 5.21: Foto eines GFK-Speicherbehälters mit den oberen Anschlüssen (links), CAD-Darstellung von Leitblech, Speicheranschlüssen und dem Einbau von Pt100-Temperatursensoren in einen Speicherbehälter (rechts)

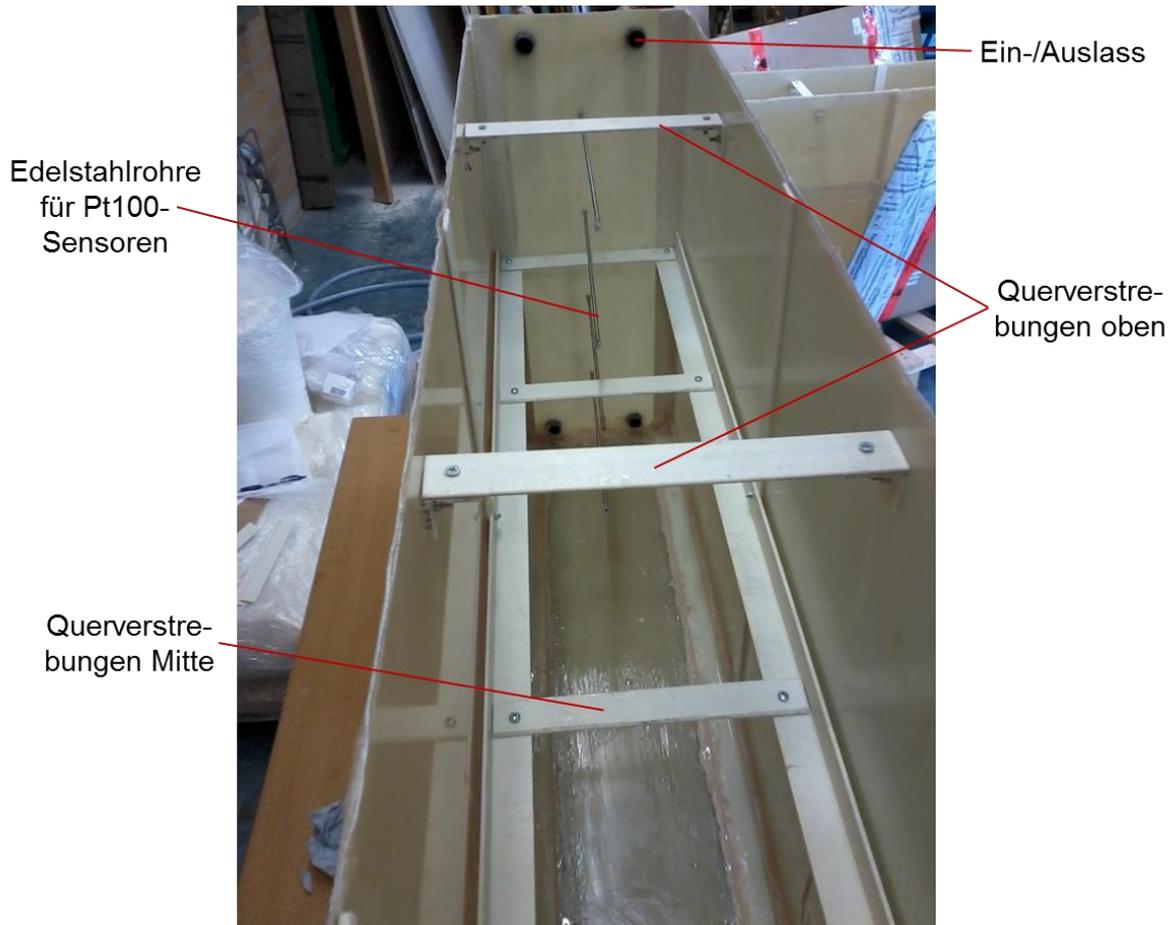


Abb. 5.22: Foto des Innenlebens eines GFK-Speicherbehälters mit verstärktem Speicherskelett und Edelstahlrohren für die Aufnahme von Pt100-Temperatursensoren

Die in Abbildung 5.22 erkennbaren Schrauben der Querverstreben in der Mitte des Speicherbehälters wurden gleichzeitig für die Fixierung des Leitbleches genutzt. Dieses Leitblech wird durch eine 2 mm dicke Plexiglasplatte gebildet, die 80 cm lang ist und vorn an der Seite der Speicheranschlüsse beginnt, d.h. die hinteren etwa 20 cm des Speicherbehälters sind nicht durch das Leitblech abgetrennt, sodass dort das Wasser vom oberen zum unteren Teil des Speichers (Beladung) bzw. umgekehrt (Entladung) strömen kann.

Es wurden keine allseitig geschlossenen Speicherbehälter hergestellt, sondern es wurde für die messtechnische Untersuchung der Speicher im Labor als sinnvoll erachtet, diese mit einem abnehmbaren Deckel auszustatten, um bei eventuell auftretenden Problemen, speziell mit dem Phasenwechselmaterial, Zugang zum Speicherinneren zu haben. Hierzu wurden die als Speicherdeckel dienenden 3 mm dicken Plexiglasplatten über demontierbare Gewindestangen mit den in Abbildung 5.22 gezeigten oberen Querverstreben verbunden. In Abbildung 5.23 sind die beiden mit dem Deckel versehenen Speicherbehälter gezeigt.



Abb. 5.23: Speicher mit Darstellung der Befestigung der beiden Speicherdeckel

Rahmenkonstruktion

Für die Rahmenkonstruktion wurden zunächst wie für die Speicherbehälter selbst ebenfalls GFK-Profile vorgesehen. Diese werden allerdings nicht verklebt, sondern über spezielle Eckstücke fest miteinander verbunden. In die noch vorhandenen Freiräume zwischen den VIPs und den GFK-Profilen sollten Holzplatten als Abdeckung der VIPs eingeschoben werden. In Abbildung 5.24 ist dieser ursprünglich vorgesehene Aufbau der Rahmenkonstruktion dargestellt, wobei die Stirnseite des Speichermoduls mit den Anschlüssen aus Gründen der besseren Anschaulichkeit der GFK-Profile hier offen ohne die dort ebenfalls vorhandene Rahmenkonstruktion gezeigt ist.

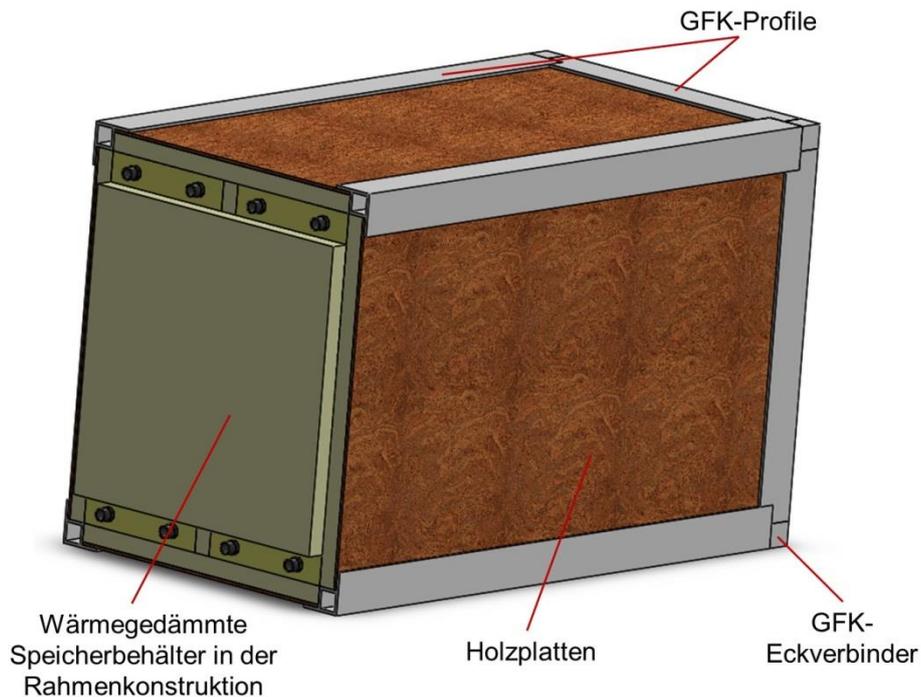


Abb. 5.24: CAD-Darstellung der ursprünglich geplanten Rahmenkonstruktion

Da die speziellen GFK-Eckverbinder und GFK-Profile vom Hersteller nicht geliefert werden konnten, wurde stattdessen eine komplett aus Holz gefertigte Rahmenkonstruktion aufgebaut. Dazu wurde zunächst aus 15 und 18 mm dicken Holzplatten eine nach vorne und oben offene Holzbox gebaut, wobei die Verbindung der einzelnen Platten über Holzdübel und verschraubte Winkel hergestellt wurde. Danach wurde das Vakuum-Isolationspaneel zur Wärmedämmung der Speicherunterseite auf dem Boden der Holzbox positioniert und für eine bessere Unterlage wurden die noch bestehenden Freiräume mit Polystyrol ausgefüllt, siehe Abbildung 5.25.

Im Anschluss daran konnten die beiden Speicherbehälter eingesetzt werden, wobei auch die Vakuum-Isolationspaneele an den Seiten der Speicher, zwischen den beiden Speichern und an der Rückseite mit eingepasst wurden. Abbildung 5.26. zeigt diesen Schritt des Aufbaus. In dieser Abbildung sind auch die bereits in den Speicher eingebrachten Temperatursensoren erkennbar.

Das vorderseitige Vakuum-Isolationspaneel wurde mithilfe von doppelseitigem Klebeband befestigt. Im Bereich der Speicheranschlüsse oberhalb und unterhalb dieses vorderseitigen VIPs erfolgte eine Wärmedämmung mit Aerogelfilz-Matten, wie dies in Abbildung 5.27 gezeigt ist. Danach wurde die Holzrahmenkonstruktion durch eine weitere Holzplatte an der Vorderseite geschlossen und alle noch bestehenden Freiräume zwischen den VIPs bzw. Speicherbehältern und dem Holzrahmen mit Polystyrol ausgefüllt.



Abb. 5.25: Teil der Holzrahmenkonstruktion mit Vakuum-Isolationspaneel zur Wärmedämmung der Speicherunterseite



Abb. 5.26: Vakuumgedämmte Speicherbehälter integriert in die Holzrahmenkonstruktion



Abb. 5.27: Vorderseitige Wärmedämmung der beiden Speicherbehälter

Die Abdeckung der Speicherbehälter wurde, wie in Abbildung 5.23 bereits gezeigt, mit 3 mm dicken Plexiglasplatten realisiert. Durch diese Konstruktion war nach dem Abnehmen des Holzdeckels des Speichermoduls (siehe unten) eine schnelle optische Überprüfung des Füllstandes der beiden Speicherbehälter möglich. Über die Plexiglasabdeckung der Speicherbehälter wurde noch eine 10 mm dicke Aerogelfilz-Matte gelegt, siehe Abbildung 5.28 links, und über beide Speicherbehälter dann das oberseitige Vakuum-Isolationspaneel gelegt, siehe Abbildung 5.28 rechts.

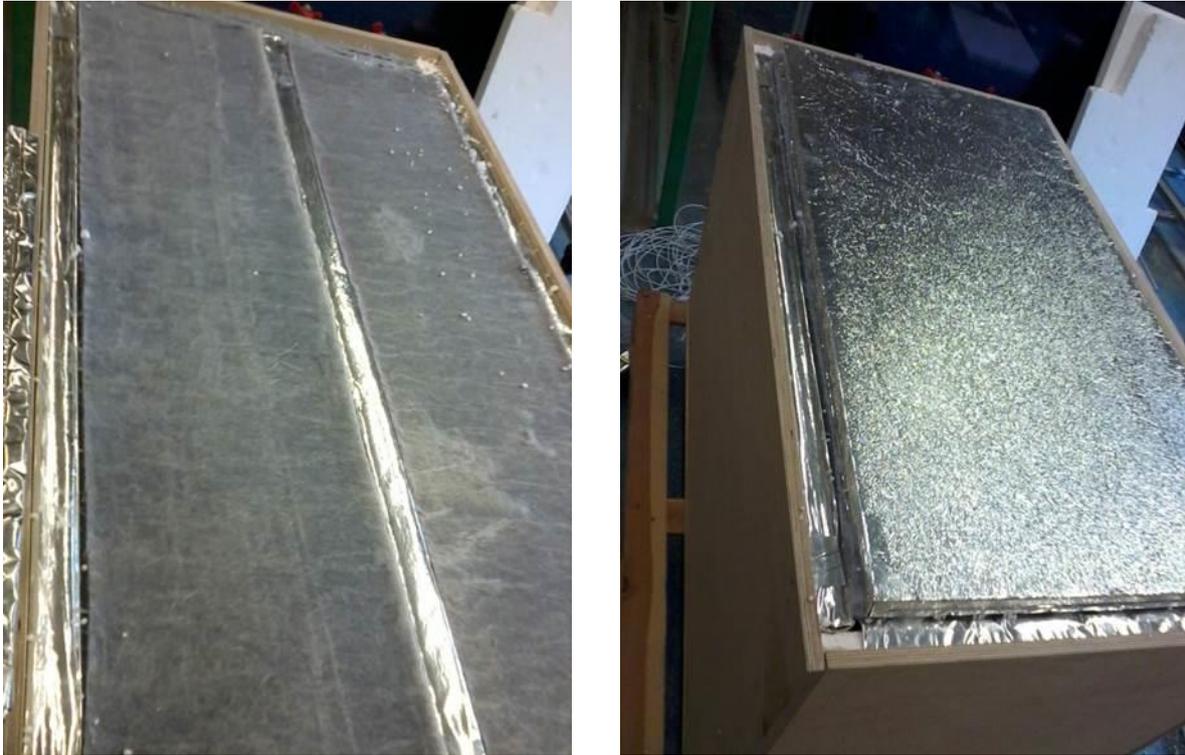


Abb. 5.28: Oberseitige Wärmedämmung der Speicherbehälter

Im Anschluss daran wurde aus Holzplatten der Deckel des Speichermoduls gefertigt, wobei umlaufend Polystyrol eingeklebt wurde, sodass dann beim Aufsetzen des Deckels alle noch bestehenden Zwischenräume zwischen dem oberseitigen Vakuum-Isolationspaneel und dem Holzrahmen ausgefüllt sind. Der Deckel kann einfach auf die restliche Holzrahmenkonstruktion aufgesetzt und ebenso leicht wieder abgenommen werden. Im Bedarfsfall können anschließend das nur aufgelegte oberseitige VIP sowie die beiden Aerogelfilz-Matten auf den Speicherbehältern abgenommen und das Plexiglas auf den Speicherbehältern mittels der Gewindestangen (siehe Abbildung 5.23) demontiert werden, um Zugang zum Inneren der Speicherbehälter zu erlangen. Eine Abdichtung zwischen Deckel und Wand der Speicherbehälter erfolgte im Interesse einer einfachen Zugänglichkeit des Speicherinneren nicht und war auch für die Laborpüfungen des Speichermoduls nicht notwendig, da die Befüllung stets so gewählt wurde, dass bei der vorgesehenen Erwärmung des Wassers im Speicher kein Wasser über diesen Bereich austreten konnte. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass aufgrund der fehlenden Abdichtung zwischen Deckel und Behälterwand Wasserdampf aus dem Speicher entweicht. Dieser Effekt ist mit einem Enthalpiestrom vom Speicherinneren an die Umgebung verbunden und könnte unter anderem auch mit ausschlaggebend für die relativ hohen Wärmeverluste des Speichers sein; vgl. hierzu auch Kapitel 6.2.3.

Das fertig aufgebaute Speichermodul wurde zum Schluss auf eine mit Rollen versehene Palette gestellt, um einen einfachen Transport im Labor zu ermöglichen. Abbildung 5.29 zeigt das fertig aufgebaute Speichermodul auf der Palette.



Abb. 5.29: Fertig aufgebautes Speichermodul

5.2.3 Aufbau der Kollektoren

Wie bereits erwähnt soll bei den Labormessungen nicht die eigentliche Fassadenintegration aufgezeigt werden, sondern die grundsätzliche Funktionalität des erarbeiteten Konzepts. Es wurde daher darauf verzichtet, realen Fassaden von Wohngebäuden entsprechende Wandaufbauten nachzubauen und daran spezielle Fassadenkollektoren zu befestigen. Stattdessen wurden zwei Standard-Flachkollektoren verwendet, welche auf transportablen Gerüsten befestigt sind. Die Kollektoren an den Gerüsten sind jedoch wie bei einer Fassade auch in der vertikalen Ebene angebracht. Abbildung 5.30 zeigt eine CAD-Zeichnung der aus Aluminiumprofilen aufgebauten und mit Rollen versehenen Kollektorerüste.



Abb. 5.30: CAD-Zeichnung eines an einem transportablen Gerüst befestigten Flachkollektors

Bei den in Abb. 5.30 markierten aber hier nicht im Detail dargestellten Kollektorhalterungen handelt es sich um kleine z-förmige Profile aus verzinktem Stahlblech, welche auf der einen Seite über Schrauben am Kollektorgerüst befestigt sind und auf der anderen Seite in eine am Kollektor umlaufende Nut eingeführt sind. Jeweils vier dieser Halterungen fixieren den Kollektor oben und unten. In Abbildung 5.31 sind zwei Fotos der an den Gerüsten befestigten Kollektoren gezeigt.



Abb. 5.31: Fotos der an den transportablen Gerüsten befestigten Flachkollektoren im Labor; Vorderseite oben (links), Rückseite unten (rechts)

Bei den beiden verwendeten Kollektoren handelt es sich um doppelverglaste Flachkollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von jeweils $2,69 \text{ m}^2$ bei einer Apertur- und Absorberfläche von je $2,52 \text{ m}^2$. Die Maße eines Kollektors betragen etwa $1,25 \text{ m}$ in der Breite und $2,15 \text{ m}$ in der Höhe. Für die Messungen im dynamischen Sonnensimulator (siehe Kapitel 6.2.2) wurden die Kollektoren mit Wasser als Wärmeträgermedium betrieben.

5.2.4 Aufbau des Hydraulikmoduls

Hydraulikschema und Betriebsmodi

Das Hydraulikmodul dient der Verschaltung der solarthermischen Komponenten untereinander sowie der Anbindung an die Wärmeverbraucher bzw. das bereits bestehende Heiz- und Trinkwarmwassersystem des Gebäudes. Für die Messungen im Labor wurde wie bereits in Kapitel 5.2.1 erwähnt ein Hydraulikmodul für den einfachsten Fall, d.h. für nur ein vorhandenes Speichermodul, aufgebaut. Ein vereinfachtes Hydraulikschema für das Hydraulikmodul ist in der folgenden Abbildung 5.32 dargestellt.

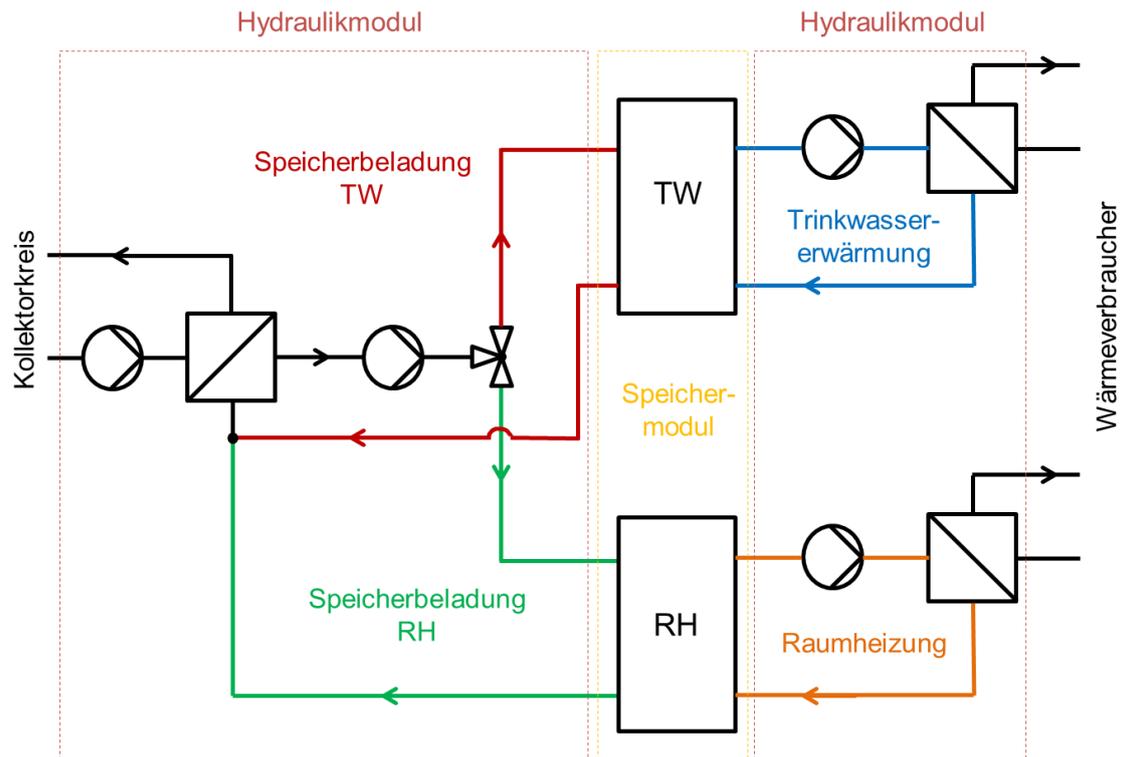


Abb. 5.32: Vereinfachtes Hydraulikschema des Hydraulikmoduls

Aus Abbildung 5.32 ist ersichtlich, welche Komponenten Bestandteil des Hydraulikmoduls sind bzw. welche Schnittstellen zum Kollektor- bzw. Solarkreis (links), zum Speichermodul (Mitte) und zu den Wärmeverbrauchern (rechts) bestehen. In Bezug auf die Verbraucherseite wurde das Hydraulikmodul so aufgebaut, dass über jeweils einen Wärmeübertrager warmes Wasser einerseits für die Trinkwassererwärmung und andererseits für die Raumheizung entnommen werden kann (**Zapfkreise**). Der auf der linken Seite abgebildete dritte Wärmeübertrager des Hydraulikmoduls dient der Beladung eines der beiden Speicher durch die in den Kollektoren erzeugte solare Wärme. Über ein Dreiwegeventil kann hierbei ausgewählt werden, welcher Speicher beladen wird. Neben den drei Wärmeübertragern und dem Dreiwegeventil sind aus Abbildung 5.32 als weitere Hauptkomponenten des Hydraulikmoduls die insgesamt vier Pumpen erkennbar. Da die Speicher drucklos ausgeführt sind, bedeutet dies, dass sowohl der **Beladekreis** (grün/rot in Abbildung 5.32) als auch die Kreise zur Entladung der beiden Speicher (**Entladekreise**, blau und orange in Abbildung 5.32) drucklos betrieben werden. Den einzigen druckbehafteten hydraulischen Kreis der solarthermischen Anlage bildet der **Kollektor- bzw. Solarkreis**. Für den in Abbildung 5.32 dargestellten einfachen Fall mit nur einem Speichermodul ergeben sich folgende Betriebsmodi:

- solare Beladung des Speichers für die Trinkwassererwärmung (Speicherbeladung TW)
- solare Beladung des Speichers für die Raumheizung (Speicherbeladung RH)
- Entladung des Speichers für die Trinkwassererwärmung (Trinkwassererwärmung)
- Entladung des Speichers für die Raumheizung (Raumheizung)
- direktes solares Heizen bzw. direkte solare Trinkwassererwärmung, d.h. die gleichzeitige solare Beladung und Entladung eines der beiden Speicher

Das direkte solare Heizen bzw. die direkte solare Bereitstellung von Wärme für die Trinkwassererwärmung wird hier nicht über einen eigenen hydraulischen Kreis realisiert, ist aber über die jeweiligen Speicher möglich, indem der Speicher gleichzeitig be- und entladen wird. Theoretisch können auch beide Speicher gleichzeitig entladen werden, allerdings kann immer nur einer der Speicher beladen werden. Man beachte, dass im Hydraulikschema aus Gründen der Übersichtlichkeit die Anschlüsse am Speicher für die Be- und Entladung jeweils an beiden Seiten des Speichers eingezeichnet sind, diese sich jedoch wie in den Abbildungen 5.19 und 5.26 gezeigt allesamt auf einer Stirnseite des Speichers befinden.

Wesentliche Schritte beim Aufbau des Hydraulikmoduls

Als erstes wurden die benötigten Spezifikationen der Hauptkomponenten, d.h. vor allem der Pumpen und der Wärmeübertrager, festgelegt. Auf die Auslegung der Pumpen, der Wärmeübertrager sowie weiterer Komponenten des Hydraulikmoduls (z.B. Sicherheitseinrichtungen im Solarkreis) soll an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden. Nach der Auswahl und Beschaffung entsprechend geeigneter Komponenten wurde der Aufbau des Hydraulikmoduls in seiner Gesamtheit geplant, d.h. die räumliche Anordnung der einzelnen Komponenten, der Verlauf der Rohrleitungen und die Position der Messstellen für die spätere Vermessung im dynamischen Sonnensimulator.

Des Weiteren wurde eine Rahmenkonstruktion für das Hydraulikmodul geplant und dann auch als erstes aufgebaut. Die aufgebaute Rahmenkonstruktion ist in Abbildung 5.33 gezeigt.

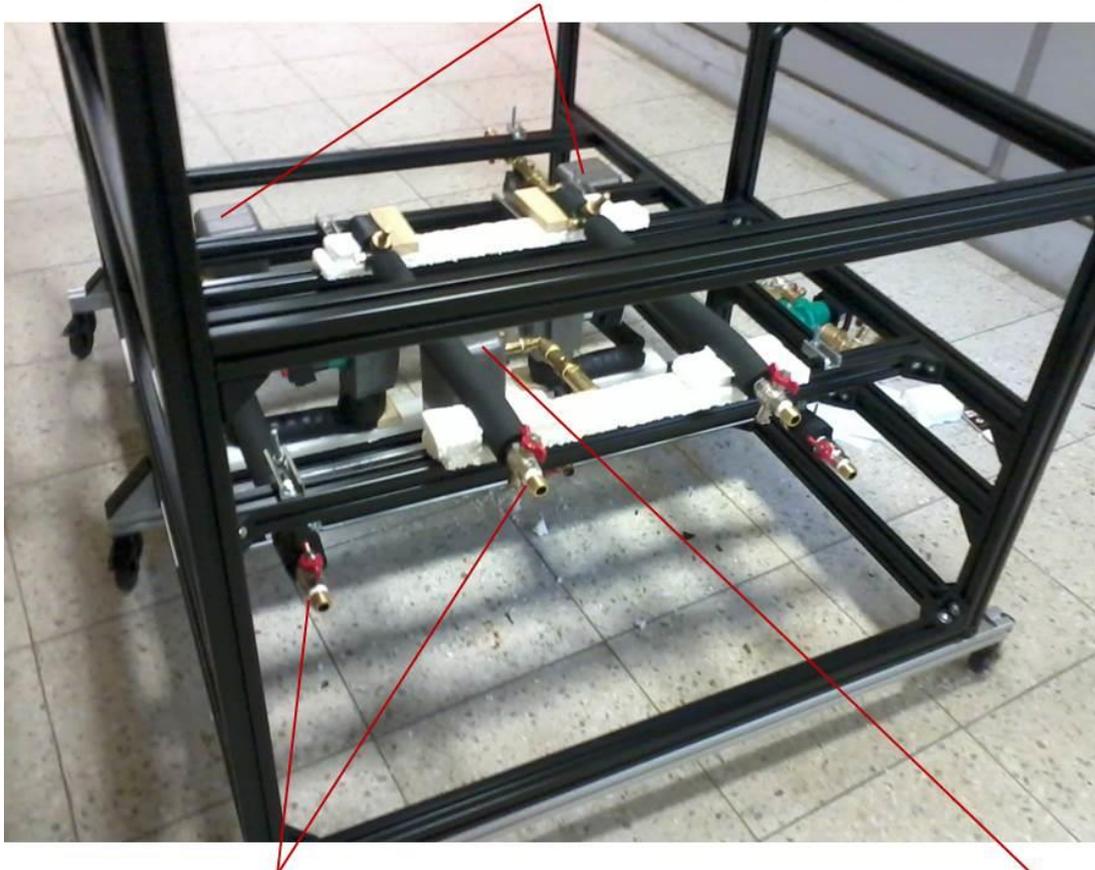


Abb. 5.33: Foto der aufgebauten Rahmenkonstruktion des Hydraulikmoduls

Im Gegensatz zum Prototyp 1 oder beispielsweise auch zu den Kollektorgerüsten wurde für diese Rahmenkonstruktion ein Großteil der Aluminiumprofile durch leichtere und kostengünstigere KH-Profile (KH: Kunststoff-Holz-Verbundmaterial) ersetzt. Dies ist möglich, da im Hydraulikmodul keinerlei schwere Komponenten verbaut werden und daher die Belastung der Rahmenkonstruktion gering ist. Wie aus Abbildung 5.33 erkennbar ist, wurde auch das Hydraulikmodul mit Rollen versehen, um einen einfachen Transport im Labor zu gewährleisten. Die Abmessungen der in Abbildung 5.33 gezeigten Rahmenkonstruktion betragen (ohne Unterkonstruktion mit Rollen) 1,50 m in der Länge, 1,08 m in der Breite und 1,48 m in der Höhe.

Nach dem Aufbau der Rahmenkonstruktion wurde die eigentliche Hydraulik aufgebaut, d.h. die Wärmeübertrager, Pumpen, Rohrleitungen, Sicherheits- und Absperrrichtungen, inklusive Messtechnik wie Volumenstrom-Messgeräte und Einschraub-Widerstandsthermometer. Auf die detaillierte Beschreibung der konkreten räumlichen Umsetzung des in Abbildung 5.32 gezeigten Hydraulikschemas wird an dieser Stelle verzichtet. Im Folgenden sind jedoch einige Fotos vom Aufbau der Hydraulik dargestellt.

Wärmeübertrager für Warmwasserzapfung



Anschlüsse für die
Speicherentladung

Solarkreis-
Wärmeübertrager

Abb. 5.34: Foto des teilweise aufgebauten Hydraulikmoduls mit den drei Wärmeübertragern und den Anschlüssen für die Entladung der beiden Speicher

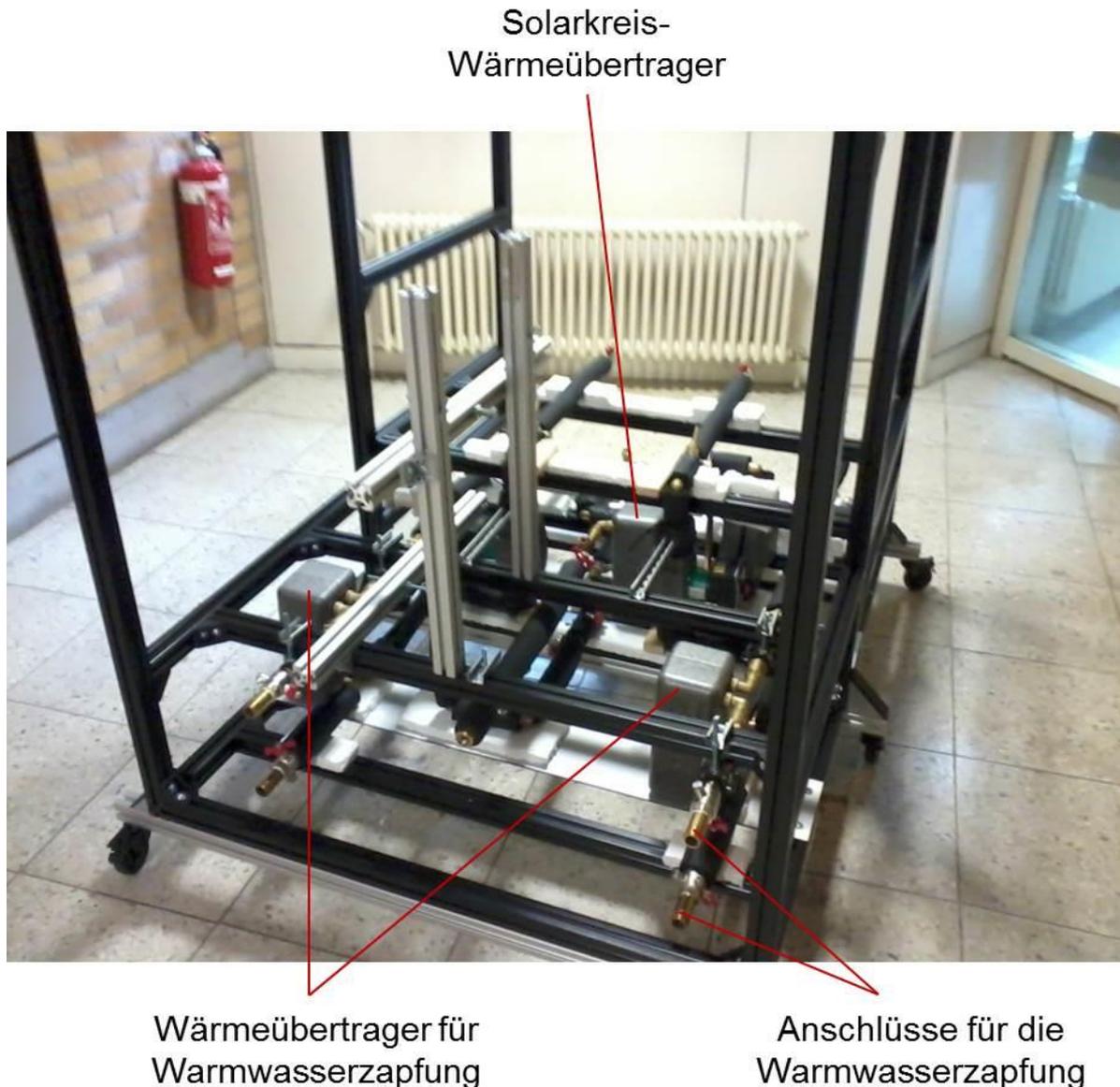


Abb. 5.35: Foto des teilweise aufgebauten Hydraulikmoduls mit den drei Wärmeübertragern und den Anschlüssen für die Trinkwarmwasserzapfung

Wie aus dem Hydraulikschema in Abbildung 5.32 ersichtlich ist, werden insgesamt 14 Anschlüsse zwischen dem Hydraulikmodul und den mit ihm zu verbindenden Komponenten benötigt. Davon entfallen 8 Anschlüsse auf die Verbindung zu den beiden Speichern, da für jeden der beiden Speicher jeweils ein Vor- und Rücklauf für die Be- und Entladung benötigt wird. Das Hydraulikmodul wurde so aufgebaut, dass alle diese 8 Anschlüsse auf einer Seite des Hydraulikmoduls positioniert sind. 4 dieser Anschlüsse, und zwar jene für die Speicherentladung, sind in Abbildung 5.34 zu sehen. Die übrigen 6 Anschlüsse, d.h. jeweils Vor- und Rücklauf für die Trinkwassererwärmung, die Raumheizung und den Kollektorkreis, wurden auf der gegenüberliegenden Seite positioniert. Die 4 Anschlüsse für die Warmwasserzapfungen (zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung) sind in Abbildung 5.35 abgebildet.

Auch der Schaltschrank für die Stromversorgung der Pumpen, des Dreiwegeventils und einiger messtechnischer Geräte wurde in das Hydraulikmodul integriert, siehe Abbildung 5.36.



Abb. 5.36: Foto des fast fertig aufgebauten Hydraulikmoduls inklusive Schaltschrank für die Stromversorgung von Pumpen, Ventil und Sensoren (mit einem Teil der äußeren Abdeckung auf der linken Seite)

Zuletzt wurde das Hydraulikmodul allseitig mit einer Kunststoffabdeckung als äußerem Abschluss verkleidet (siehe Teil davon in Abb. 5.36). Diese Abdeckung wurde jedoch aus Gründen der besseren Zugänglichkeit zum Inneren des Hydraulikmoduls während der Messungen im dynamischen Sonnensimulator nicht verwendet.

6 Vermessung der Prototypen unter Laborbedingungen (AP5)

6.1 Vermessung von Prototyp 1 (Trinkwassermodul)

Nach dem Installieren der für die Laborvermessung notwendigen Messtechnik, welche in Kapitel 6.1.1 näher erläutert wird, konnte im September 2014 mit den ersten Messungen begonnen werden. Die Laborvermessung des Prototyps 1 umfasst zwei wesentliche Arten von Untersuchungen: Zum einen die Prüfung des Warmwasserspeichers gemäß der Prüfnorm EN 12977-3:2012 [38] (Kapitel 6.1.2) und zum anderen Messungen des Trinkwassermoduls in seiner Gesamtheit im dynamischen Sonnensimulator (Kapitel 6.1.3).

Die **Speicherprüfung** zielt darauf ab, das thermische Verhalten des im ersten Prototyp eingebauten Warmwasserspeichers anhand verschiedener Kennwerte zu charakterisieren. Beispielsweise ist es von Interesse, Informationen über die Wärmeverluste des Speichers, über sein effektiv nutzbares Speichervolumen sowie über das Ausbilden bzw. den Erhalt einer thermischen Schichtung im Speicher zu erhalten.

Mit den **Messungen im dynamischen Sonnensimulator** soll als erstes untersucht werden, ob bzw. inwieweit die transparente Wärmedämmung (TWD) für die direkte Erwärmung des Warmwasserspeichers geeignet ist. Außerdem soll die Funktionsfähigkeit des Trinkwassermoduls in seiner Gesamtheit, d.h. inklusive der eingebauten Hydraulik, überprüft werden.

6.1.1 Messtechnik

Um eine möglichst detaillierte messtechnische Untersuchung des Prototyps zu ermöglichen, wurde folgende Messtechnik installiert:

- Pt100-Anlegetemperaturfühler an der Speicherrückseite zur Erfassung der Temperaturverteilung im Speicher (thermische Schichtung)
- Pt100-Anlegetemperaturfühler auf der Speichervorderseite zur Messung der Absorbtemperaturen
- Pt100-Anlegetemperaturfühler an weiteren ausgewählten Stellen des Prototyps, z.B. an der Trockenbauwand oder an der Rückseite der TWD
- magnetisch-induktive Durchflussmesser und Pt100-Einschraub-Widerstandsthermometer in den hydraulischen Kreisen zur Bestimmung von thermischen Leistungen und Wärmemengen
- Pyranometer und Temperatursensoren für die Erfassung der äußeren Bedingungen

Anlegetemperaturfühler auf Speicherrückseite und -vorderseite

Zur messtechnischen Erfassung der Speichertemperaturen sind Temperaturmessstellen über die gesamte Höhe des Speichers notwendig, um Informationen über die thermische Schichtung im Speicher zu erhalten. Die Temperaturmessung kann entweder über Sensoren im Speicher oder über Anlegetemperaturfühler an der Speicheraußenseite bzw. Speicheroberfläche erfolgen. Hierzu wurden Pt100-Anlegewiderstandsthermometer eingesetzt. Dadurch ist zwar eine gewisse Trägheit bei Temperaturänderungen zu beachten, aber die Montage der Sensoren ist vergleichsweise einfach. Die Anlegetemperaturfühler für die Bestimmung der Speichertemperaturen wurden auf der Rückseite des Speichers, d.h. auf der

dem Innenraum zugewandten Seite, angebracht, wie dies in Abbildung 6.1 eingezeichnet ist. In Abbildung 6.2 sind die Positionen der beiden Anlegetemperaturfühler T12 und T11 am Absorber, d.h. auf der schwarz lackierten Speichervorderseite markiert.

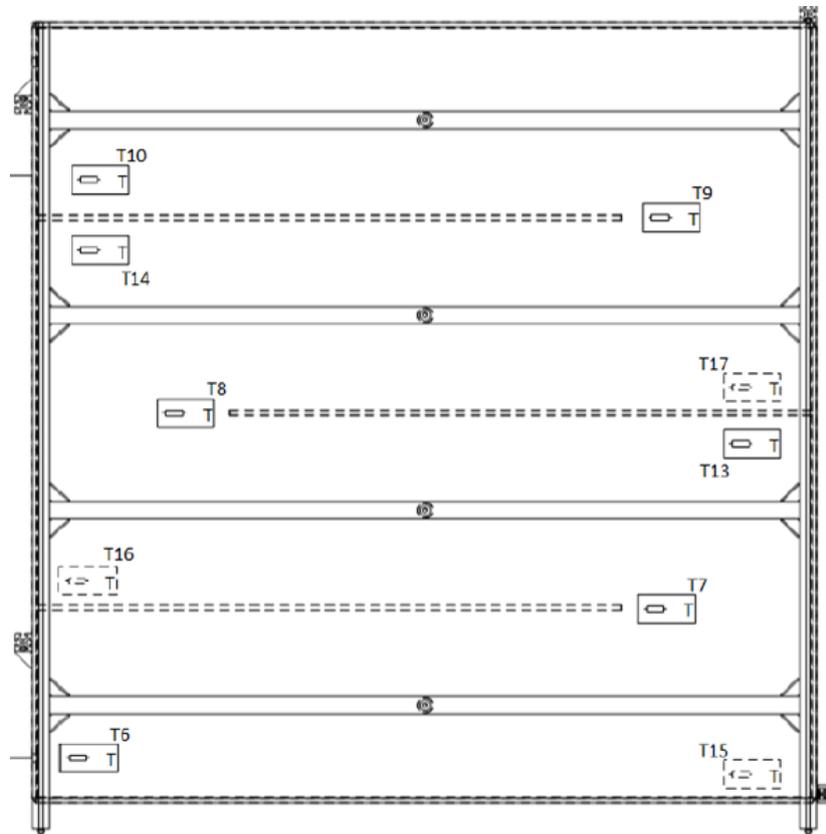


Abb. 6.1: Positionen der Anlegewiderstandsthermometer auf der Speicherrückseite

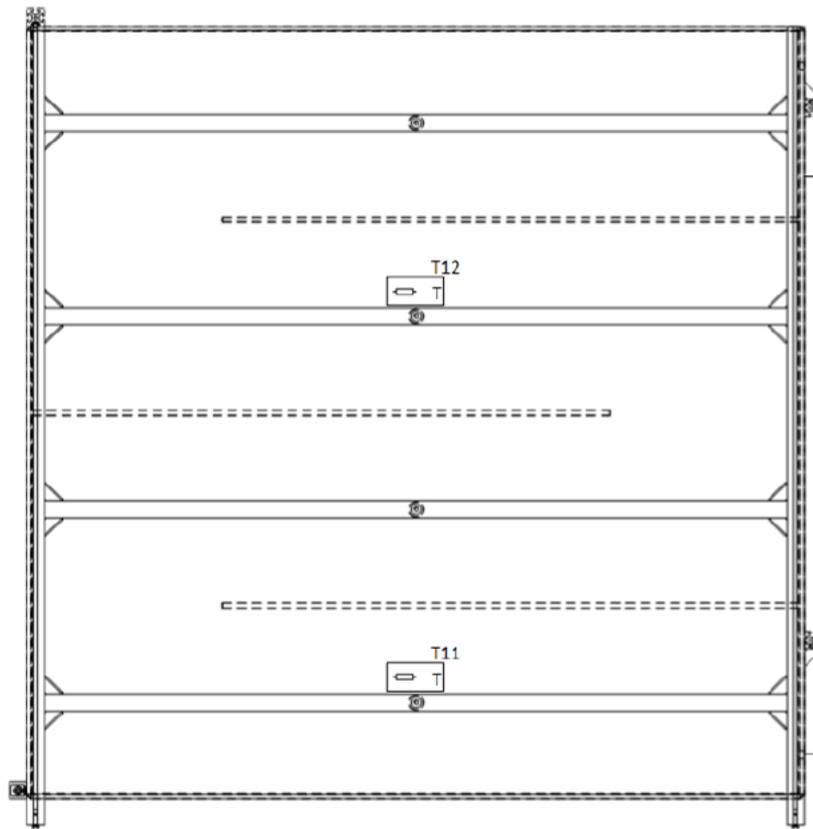


Abb. 6.2: Positionen der Anlegewiderstandsthermometer am Absorber bzw. auf der Speichervorderseite

Die in Abbildung 6.1 dargestellten Anlegetemperaturfühler T6 (unten) bis T9 (oben) sollen den Temperaturverlauf über der Speicherhöhe erfassen. Durch die Leitbleche im Speicher, welche in Abbildung 6.1 durch gestrichelte Linien dargestellt sind, kann es bei geringer Durchströmung dazu kommen, dass sich ein Totvolumen in den Ecken der Leitbleche ausbildet. Dies führt zu einem thermisch nicht nutzbaren Speichervolumen. Die Temperatursensoren T13 bis T17 wurden installiert, um bei Be- oder Entladung des Speichers eventuell entstehende Totvolumina zu identifizieren.

Weitere Anlegetemperaturfühler

Neben den am Speicher montierten Anlegetemperaturfühlern wurden des Weiteren an der Außenseite der Trockenbauwand, d.h. an der Oberfläche, die bei späterem Einbau des Moduls in die Fassade eines Wohngebäudes direkt an den Innen- bzw. Wohnraum angrenzt, zwei Anlegetemperaturfühler auf unterschiedlichen Höhen angebracht. Die Positionen der beiden Anlege-Widerstandsthermometer sind in Abbildung 6.3 eingezeichnet. Der Temperatursensor T18 ist hierbei auf einer Höhe von 633 mm ausgehend von der Unterkante der Trockenbauwand angebracht. Dies entspricht wegen der etwa 205 mm hohen Unterkonstruktion einer Höhe von ca. 838 mm vom Boden aus gemessen. Der Sensor T19 befindet sich auf einer Höhe von 1.266 mm (1471 mm vom Boden aus).

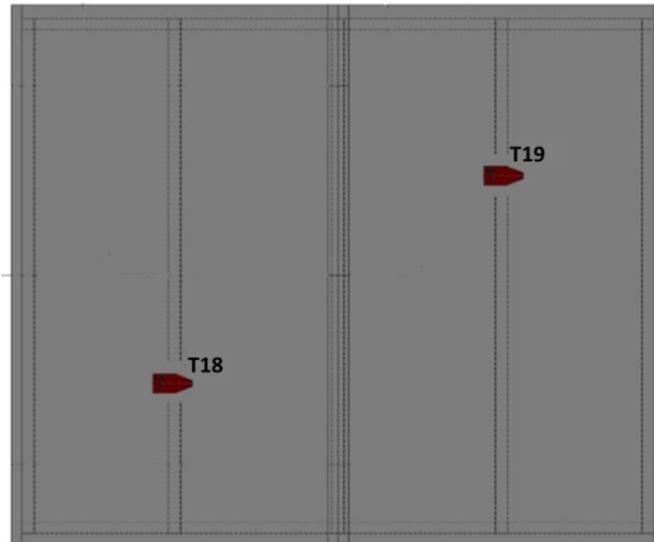


Abb. 6.3: Positionen der Anlege-Widerstandsthermometer auf der dem Innenraum zugewandten Seite der Trockenbauwand

Da sich bei einem ersten Versuch im dynamischen Sonnensimulator herausgestellt hat, dass sich am oberen Ende des Speichers die höchsten Temperaturen ausbilden und sich zudem an dieser Stelle ein Teil der Polystyrol-Wärmedämmung zum Hydraulikraum aufgrund der zu hohen Temperatur deformiert hatte, wurden nachträglich zwei zusätzliche Anlegetemperaturfühler installiert. Zum einen wurde ein Anlegetemperaturfühler auf die Rückseite der transparenten Wärmedämmung am oberen Ende der TWD angebracht. Zum anderen wurde ein weiterer Anlegetemperaturfühler auf der Oberseite eines Vakuum-Isolationspaneels auf der Oberseite des Speichers angebracht. Für die weiteren Versuche im dynamischen Sonnensimulator wurden diese beiden Temperaturen als Abschaltbedingungen für die Versuche verwendet. Das heißt, das Lampenfeld des Simulators wurde abgeschaltet bzw. die Lampenleistung reduziert, sobald eine der beiden Temperaturen einen Wert $> 80\text{ °C}$ erreichte, um Schäden an einzelnen Komponenten des Moduls zu verhindern.

Messtechnik in der Hydraulik

Der Volumenstrom wird sowohl im Speicherkreis als auch im Zapfkreis mittels magnetisch-induktiver Durchflussmesser (MIDs) erfasst. Ein weiterer MID ist in den Bypass am Mischventil im Zapfkreis eingebaut, um später bestimmen zu können, welcher Anteil des Volumenstromes im Zapfkreis durch den Wärmeübertrager und welcher Anteil durch den Bypass (Kaltwasser-Beimischung) geflossen ist. Informationen zum Hydraulikschema können Abbildung 5.11 in Kapitel 5.1.2 entnommen werden

Fünf Temperaturmessstellen für Einschraub-Widerstandsthermometer wurden in die Hydraulik integriert. Zum einen werden direkt am Ein- und Auslass des Speichers die Temperaturen erfasst. Zum anderen werden die Vor- und Rücklaufemperatur des Trinkwasser-Zapfkreises gemessen. Die fünfte Temperaturmessstelle befindet sich im Trinkwasser-Zapfkreis direkt nach dem Wärmeübertrager.

Erfassung der äußeren Randbedingungen

Ein Pyranometer zur Messung der auf die TWD auftreffenden hemisphärischen Strahlung befindet sich auf der Vorderseite des Moduls in der Ebene der TWD. Nähere Angaben zur Position des Pyranometers und zur Verteilung der Einstrahlung über die TWD-Fläche in horizontaler und vertikaler Richtung können den in Kapitel 6.1.3 beschriebenen Messungen im dynamischen Sonnensimulator entnommen werden.

Des Weiteren wurde die Temperatur im dynamischen Sonnensimulator mit einem Umgebungstemperaturfühler erfasst. Bei den Messungen auf dem Außenprüfstand (siehe Kapitel 7) wurden sowohl die Temperatur im Container als auch die Außentemperatur gemessen.

6.1.2 Speicherprüfung nach EN 12977-3

Zur Charakterisierung des thermischen Verhaltens des im Fassadenmodul eingebauten Warmwasserspeichers wurden mit diesen Messungen entsprechend der Prüfnorm EN 12977-3:2012 [38] durchgeführt. Hierzu wurden die hydraulischen Komponenten des Fassadenmoduls ausgebaut und Ein- und Auslass des Speichers direkt mit den entsprechenden Anschlüssen des Speicherprüfstands am ITW/TZS verbunden. Die den Speicher umgebende Wärmedämmung sowie alle übrigen Teile des Prototyps blieben jedoch unverändert gegenüber dem in Kapitel 5.1 beschriebenen aufgebauten Zustand. Das Ziel der Speicherprüfungen bestand vor allem in der Bestimmung folgender Kennwerte:

- effektiv nutzbares Speichervolumen
- Wärmeverlustrate des Speichers im Stillstand
- effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit

Effektiv nutzbares Speichervolumen

Bezüglich des thermisch effektiv nutzbaren Speichervolumens ergab sich aus den Speicherprüfungen, dass dieses nur etwa 332 l bei einem gesamten Speichervolumen von 384 l beträgt. Dies ist auf die relativ niedrige Positionierung des oberen Speicherauslasses in einer Höhe von 1.450 mm bei einer Gesamthöhe des Speichers von 1.800 mm zurückzuführen. Die niedrige Positionierung des Speicherauslasses ist durch die drucklose Ausführung des Speichers bedingt, da dieser aufgrund der Berücksichtigung der thermischen Ausdehnung des Wassers nur zu etwa 90 % gefüllt werden kann, um einen ungewollten Wasseraustritt bei hohen Speichertemperaturen zu vermeiden. Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass sich stets ein ausreichend großes Wasservolumen oberhalb des Speicherauslasses befindet, um bei einer Warmwasserzapfung keine Luft anzusaugen. Außerdem wurde die ursprünglich vorgesehene Anschlusshöhe nachträglich nochmals reduziert, da sich der Speicherauslass sonst auf gleicher Höhe mit dem oberen Versteifungsrahmen befunden hätte, was bei der ursprünglichen konstruktiven Ausführung des Versteifungsrahmens nicht umsetzbar gewesen wäre.

Das über dem Speicherauslass befindliche Speicherwasser wird zwar durch die TWD sowie durch die Ausbildung einer thermischen Schichtung erwärmt, kann jedoch nicht zur Trinkwassererwärmung genutzt werden und reduziert somit die Effizienz des Moduls.

Der Temperaturverlauf bei der Entnahme von Warmwasser aus dem Speicher ist für zwei verschiedene Entladevolumenströme in der folgenden Abbildung 6.4 gezeigt. Der Speicher wurde dabei zuvor durch einen Thermostaten vollständig auf 60 °C erwärmt. In Abbildung 6.4 ist erkennbar, dass der Temperaturverlauf nur unwesentlich durch die Änderung des

Entnahmevolumenstroms beeinflusst wird. Bei dem höheren Entladevolumenstrom von 430 l/h verläuft die Kurve des Temperaturverlaufes nur geringfügig flacher, d.h. die Vermischung von Speicherwasser während der Entnahme ist bei diesem höheren Entladevolumenstrom unerheblich größer als bei dem geringeren Volumenstrom von ca. 200 l/h. Dieser Effekt ist höchstwahrscheinlich auf die 3 im Speicher eingebauten Leitbleche zurückzuführen (siehe Abbildung 5.4 in Kapitel 5.1.2), die eine Vermischung von Speicherwasser während der Entladung verhindern.

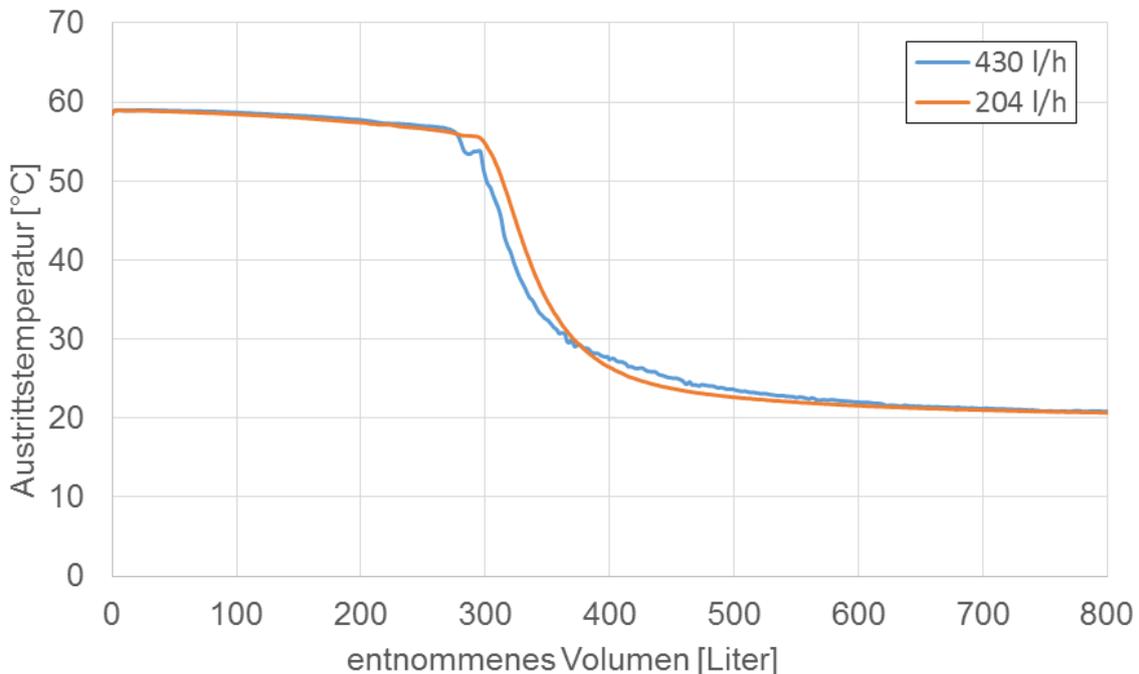


Abb. 6.4: Entnahmeprofile des Speichers nach vollständiger Beladung auf 60 °C mit unterschiedlichen Entladevolumenströmen (Entladung erfolgte mit einer Kaltwassertemperatur von 20 °C)

Wärmeverlustrate des Speichers im Stillstand

Die Wärmeverlustrate des Warmwasserspeichers im Stillstand, d.h. im nicht durchströmten Zustand, wurde in den Speicherprüfungen zu 7 W/K bestimmt. Dieser im Vergleich zu konventionellen zylindrischen Warmwasserspeichern gleichen Volumens etwa doppelt so hohe Wert liegt zum einen in der in Bezug auf die Wärmeverluste ungünstigen Geometrie begründet, da sich im Vergleich zu einem zylindrischen Speicher bei dem hier geprüften rechteckigen Speicher ein größeres Verhältnis von Speicheroberfläche zu Speichervolumen ergibt.

Weitere Faktoren für die hohe Wärmeverlustrate im Stillstand sind die im Vergleich zur restlichen Wärmedämmung des Speichers relativ schlechte Wärmedämmeigenschaft der vorderseitig angebrachten transparenten Wärmedämmung sowie der Wärmedämmung der an den Hydraulikraum angrenzenden Stirnseite des Speichers, welche aus Platzgründen nur mit einer 40 mm dicken Polystyrolschicht wärmegeklämmt ist. Zusätzlich begünstigt der durch die horizontal angebrachten Versteifungsrahmen verursachte Luftspalt zwischen Speicher und TWD die Luftzirkulation und erhöht damit ebenfalls die Wärmeverluste des Speichers. Schlussendlich konnten auch die Versteifungsrahmen selbst als Wärmebrücke identifiziert werden, genauso wie die direkt an die Kanten des Speichers angrenzenden Aluminiumprofile des Modulrahmens.

Effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit

Die effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit ist ein Maß für den Abbau der thermischen Schichtung im Speicher während des Stillstands. Sie weist mit $2,83 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ im Vergleich zu konventionellen Warmwasserspeichern einen etwas erhöhten Wert auf. Dies bedeutet, dass eine im Speicher vorhandene thermische Schichtung im Stillstand relativ schnell wieder abgebaut wird. Die Ursache für diesen relativ hohen Wert liegt vermutlich in der Geometrie des Speichers in Verbindung mit der hohen Wärmeverlustrate (siehe oben) und den daraus resultierenden Konvektionsströmungen begründet.

6.1.3 Messungen im dynamischen Sonnensimulator

Um das Verhalten des Trinkwassermoduls bei unterschiedlichen solaren Einstrahlungen und hierbei insbesondere die Eignung der transparenten Wärmedämmung für die direkte Beladung des Warmwasserspeichers zu untersuchen, wurden im dynamischen Sonnensimulator des ITW/TZS insgesamt zwei Versuchsreihen durchgeführt.

Die ersten Messungen im dynamischen Sonnensimulator fanden im September 2014 statt. Die Messungen dieser Versuchsreihe können in drei einzelne Versuchsabschnitte unterteilt werden, wie im nächsten Abschnitt (siehe unten) gezeigt wird. Da zu diesem Zeitpunkt die hydraulischen Komponenten noch nicht vollständig eingebaut waren, wurden keine Zapfungen durchgeführt, sondern das Ziel dieser ersten Messungen im dynamischen Sonnensimulator bestand in der ganz grundsätzlichen Untersuchung des thermischen Verhaltens des Prototyps, d.h. wie schnell sich der Speicher und andere Bauteile bei einer definierten solaren Einstrahlung erwärmen, wie schnell sie bei fehlender Einstrahlung wieder abkühlen und ob es bestimmte gefährdete Stellen im Prototyp gibt, die eventuell überhitzen, etc.

Die zweiten Messungen im dynamischen Sonnensimulator einschließlich der inzwischen eingebauten Hydraulik wurden im März 2015 durchgeführt und umfassten auch Warmwasserzapfungen. Mit dieser zweiten Versuchsreihe konnten die Untersuchung des thermischen Verhaltens vertieft und die Funktionsfähigkeit des Trinkwassermoduls in seiner Gesamtheit überprüft werden.

Die Randbedingungen sowie die eingesetzte Messtechnik (siehe Kapitel 6.1.1) sind bei den beiden Versuchsreihen sehr ähnlich; auf die Einzelheiten wird in den jeweiligen Abschnitten zu den beiden Versuchsreihen eingegangen.

Erste Messungen im dynamischen Sonnensimulator (September 2014)

Bei den ersten Messungen im dynamischen Sonnensimulator wurde das Lampenfeld des Simulators auf den größtmöglichen Anstellwinkel von 72° angestellt. Dadurch ergibt sich eine von der Modulhöhe abhängige Intensität der Einstrahlung auf die senkrecht stehende TWD. Die Strahlungsmessung erfolgte auf einer Höhe von ca. 775 mm am Modul, entsprechend einer Höhe von ca. 980 mm vom Boden aus, da die dort gemessene Strahlung dem Mittelwert über der Modulhöhe entspricht. Die Umgebungstemperatur, d.h. die Lufttemperatur im Sonnensimulator, und die Temperatur des kalten Himmels wurden während allen Versuchen konstant bei 25°C bzw. 15°C gehalten.

1. Versuchsabschnitt: Beladung mit 1000 W/m²

Im ersten Versuch (vgl. Abb. 6.5) wurde der Prototyp zunächst einer Einstrahlung von ca. 1000 W/m² ausgesetzt. Nach ca. 2,75 Stunden wurde die Einstrahlung für weitere drei Stunden auf ca. 600 W/m² reduziert, da die Temperatur im Bereich der oberen Speicherwärmedämmung einen kritischen Wert von 80 °C erreicht hatte (siehe Anmerkungen in Kapitel 6.1.1, Abschnitt „Weitere Anlegetemperaturfühler“).

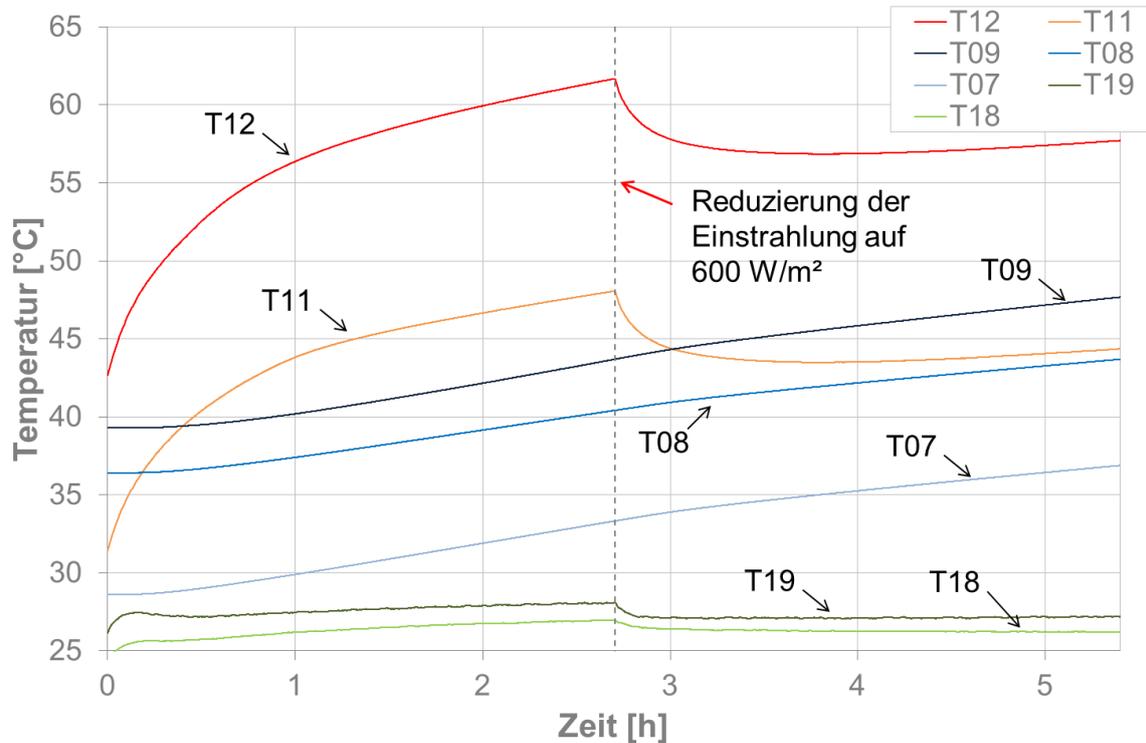


Abb. 6.5: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen an der Speichervorder- und -rückseite sowie an der Trockenbauwand bei Bestrahlung des Speichers mit 1000 W/m² bzw. 600 W/m². T07 - T09 befinden sich auf der Rückseite des Speichers, T11 und T12 auf der Vorderseite des Speichers (Absorber) und T18 und T19 an der Außenseite der Trockenbauwand (siehe auch Kapitel 6.1.1)

Aufgrund der bereits erwähnten unterschiedlichen Einstrahlung über der Höhe der senkrecht stehenden TWD ergibt sich auch eine über der Höhe unterschiedliche Erwärmung der Speichervorderseite (= Absorber), wie dies an den Kurvenverläufen der beiden Temperatursensoren T12 und T11 in Abbildung 6.5 gut erkennbar ist. So beträgt beispielsweise die Temperatur am oberen Anlegetemperaturfühler nach 2,75 h ca. 62 °C, am unteren Anlegetemperaturfühler hingegen nur etwa 48 °C.

Anhand der Temperatursensoren T07 - T09 ist erkennbar, dass sich damit auch eine thermische Schichtung im Speicher ausbildet. Nach 2,75 h beträgt die Temperatur am Anlegetemperaturfühler T09, welcher sich in Höhe des dritten Leitbleches befindet (siehe Abbildung 6.1 in Kapitel 6.1.1), etwa 43 °C. Auf Höhe des zweiten Leitbleches sind es am Anlegetemperaturfühler T08 zu diesem Zeitpunkt erst ca. 40 °C und auf Höhe des ersten Leitbleches am Anlegetemperaturfühler T07 sogar nur 33 °C.

An der Modulrückwand zeigt sich die unterschiedliche Erwärmung des Prototyps dann nur noch in deutlich abgeschwächter Form. So beträgt die Temperaturdifferenz der an der Modulrückwand auf zwei verschiedenen Höhen angebrachten Anlegetemperaturfühler T18 und T19 (siehe Abbildung 6.3 in Kapitel 6.1.1) nur etwa 1 - 2 K.

2. Versuchsabschnitt: Verhalten im Stillstand (keine Einstrahlung)

Im zweiten Versuch, der zeitlich direkt anschließend an den ersten durchgeführt wurde, wurde das Stillstandsverhalten des Moduls untersucht. Der Begriff Stillstand charakterisiert hier einen Betriebszustand, bei dem keine vorsätzliche Be- und Entladung des Speichers erfolgt und daher eine Entladung des Speichers nur aufgrund seiner Wärmeverluste an die Umgebung erfolgt. Bei dem hier durchgeführten Versuch wurden die Speichertemperaturen über Nacht bei ausgeschaltetem Lampenfeld und konstanter Umgebungstemperatur von 25 °C über einen Zeitraum von 15,5 Stunden gemessen. Die hierbei ermittelten Ergebnisse sind in Abbildung 6.6 dargestellt und werden weiter unten näher erläutert.

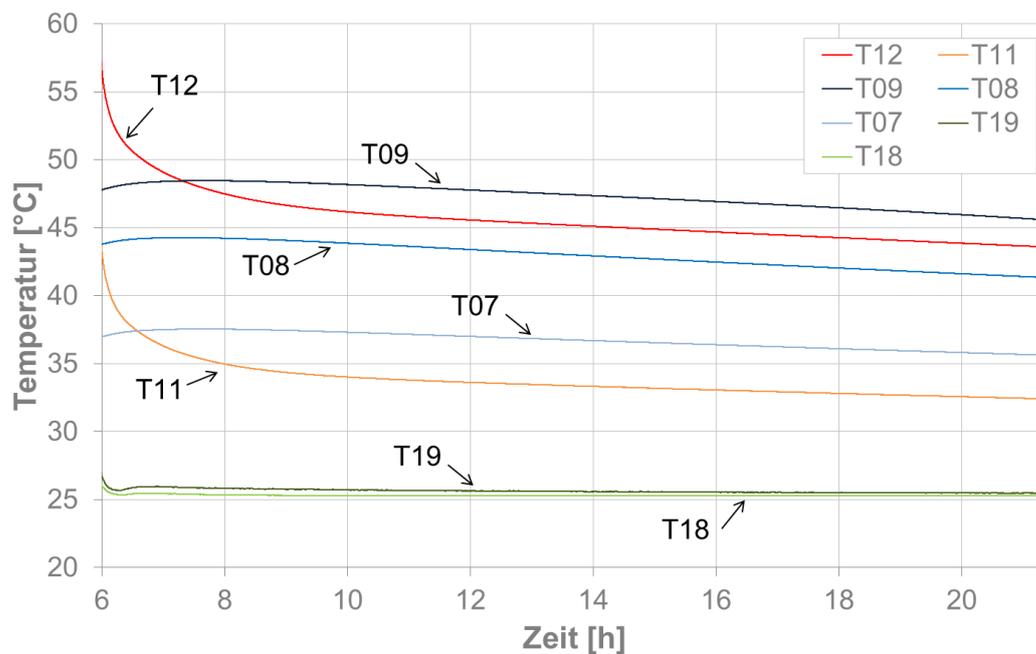


Abb. 6.6: Entwicklung der Temperaturen an der Speichervorder- und -rückseite sowie an der Trockenbauwand bei ausgeschaltetem Lampenfeld (Stillstand). T07 - T09 befinden sich auf der Rückseite des Speichers, T11 und T12 befinden sich auf der Vorderseite des Speichers (Absorber) und T18 und T19 befinden sich an der Außenseite der Trockenbauwand (siehe auch Kapitel 6.1.1)

3. Versuchsabschnitt: Beladung mit 600 W/m²

Im letzten Versuch wurde das Modul direkt im Anschluss an die Stillstandsphase mit 600 W/m² über einen Zeitraum von ca. 23,5 Stunden beladen. Auch hier wurde – wie im ersten Versuch – der Versuch abgebrochen, nachdem die Temperatur an der oberen Wärmedämmung des Speichers einen kritischen Wert von 80 °C erreicht hatte. Die bei diesem Versuchsabschnitt ermittelten Ergebnisse sind in Abbildung 6.7 dargestellt und werden weiter unten näher erläutert.

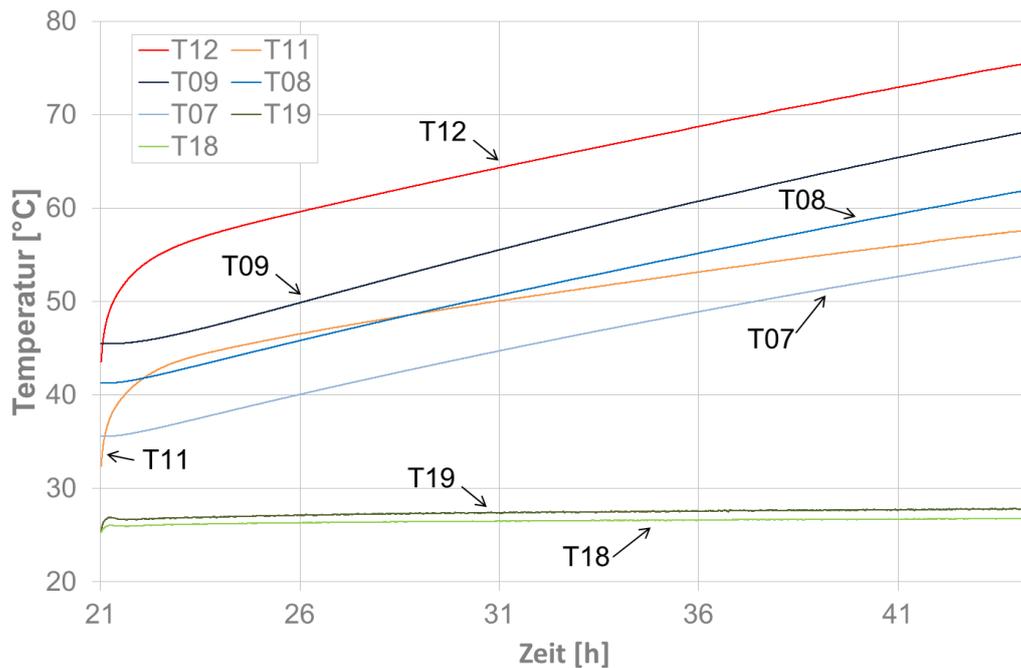


Abb. 6.7: Entwicklung der Temperaturen an der Speichervorder- und -rückseite sowie an der Trockenbauwand bei Bestrahlung des Speichers mit 600 W/m^2 . T07 - T09 befinden sich auf der Rückseite des Speichers, T11 und T12 befinden sich auf der Vorderseite des Speichers (Absorber) und T18 und T19 befinden sich an der Außenseite der Trockenbauwand (siehe auch Kapitel 6.1.1)

Temperaturen an Speichervorder- und -rückseite

Eine extreme Trägheit des Trinkwassermoduls ist vor allem an der langsamen Reaktion der Temperaturen an der Speicherrückseite auf eine Temperaturerhöhung an der Speichervorderseite bzw. am Absorber zu erkennen. Wird zum Beispiel in Abbildung 6.5 die nach 2,75 Stunden erfolgende Reduzierung der Lampenleistung von 1000 W/m^2 auf 600 W/m^2 betrachtet, so ist zu erkennen, dass die Temperaturen T11 und T12, die an der Vorderseite des Speichers bzw. an der Absorberfläche gemessen werden, relativ schnell absinken, nicht jedoch die Temperaturen T07 – T09 an der Speicherrückseite. Hier ist nur eine asymptotische Abnahme des positiven Temperaturgradienten von ca. 2 K/h auf ca. 1 K/h zu verzeichnen.

Nach Abschalten des Lampenfeldes (vgl. Versuchsabschnitt 2, Abbildung 6.6) sinken die Absorbtemperaturen T11 (orange) und T12 (rot), unter die jeweilig zugeordneten Temperaturen auf ähnlicher Höhe auf der Speicherrückseite T07 (hellblau) und T09 (dunkelblau). Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Temperatursensoren an der Speichervorderseite jeweils etwas tiefer angebracht sind als die zugeordneten Temperaturen auf der Speicherrückseite und deshalb ein direkter Vergleich nicht möglich ist. Im Vergleich dazu steigen die Temperaturen an der Speicherrückseite zunächst (ca. erste Stunde nach Abschaltung) noch an. Die zwei Effekte, durch welche die schnellere Abkühlung der Temperaturen auf der Vorderseite des Speichers erklärt werden kann, sind zum einen die Wärmeabgabe an den angrenzenden Luftspalt und zum anderen die Wärmeabgabe an das Speicherinnere. Dass der zweite Effekt stattfindet, wird durch das zeitweilige Ansteigen der Temperaturen auf der Rückseite des Speichers deutlich. Bei erneutem Anschalten des Lampenfeldes erfolgt wieder ein schneller Anstieg der Temperaturen an der Vorderseite des

Speichers und damit einhergehend ein kontinuierlicher, langsamerer Anstieg der Temperaturen auf der Rückseite des Speichers (vgl. Abbildung 6.7).

Die Temperaturgradienten aller am Speicher gemessenen Temperaturen liegen ab einer Zeit von 13 h bis zum Ende der Messung (Abb. 6.7) zwischen 1,06 K/h und 0,65 K/h mit annähernd linearer Abnahme über der Zeit. Ausnahmen bilden die Temperatur T09 (dunkelblau) oben an der Speicherrückseite und die untere Temperatur an der Vorderseite des Speichers T11 (orange), welche Temperaturgradienten zwischen 1,17 K/h und 0,9 K/h, bzw. 0,8 K/h und 0,4 K/h aufweisen. Der höhere Temperaturgradient im oberen Speicherbereich lässt sich dabei durch die Ausbildung einer Temperaturschichtung im Speicher infolge der in Abhängigkeit von der Modulhöhe unterschiedlichen Intensität der Einstrahlung erklären.

Temperaturen an der Trockenbauwand

Die unmittelbaren Reaktionen der Temperaturen an der Außenseite der Trockenbauwand auf eine Änderung der Bestrahlungsstärke weisen darauf hin, dass ein gewisser Einfluss dadurch entsteht, dass ein Teil der Strahlung des Lampenfeldes an Gegenständen reflektiert wird, die sich während der Messungen im dynamischen Sonnensimulator hinter dem Modul befanden (beispielsweise der Kollektorwagen mit einem darauf montierten Kollektor). Diese Annahme wird dadurch bekräftigt, dass die Temperaturdifferenz der Temperatur T19 (dunkelgrün) zur Umgebungstemperatur umso größer ist, je höher die Einstrahlung des Lampenfelds ist: Sie beträgt ca. 2,90 K bei 1000 W/m², 2,38 K bei 600 W/m², jedoch nur 0,71 K bei ausgeschaltetem Lampenfeld. Diese Temperaturdifferenz bei ausgeschaltetem Lampenfeld ist aufgrund der fehlenden Einstrahlung nicht auf diesen Reflexionseffekt zurückzuführen, sondern sie ergibt sich aus der Wärmeleitung vom warmen Speicher an die Rückwand, d.h. die Erwärmung des Speichers ist in deutlich abgeschwächter Intensität auch an der Rückwand des Moduls messbar; vgl. hierzu auch die entsprechenden Anmerkungen zum ersten Versuchsabschnitt.

Nach einigen Minuten bei konstanter Einstrahlung sind die an der Trockenbauwand gemessenen Temperaturen in allen Fällen relativ konstant, was auf die guten Wärmedämmeigenschaften der Aerogeldämmung hindeutet. Die weiter unten gemessene Temperatur T18 (hellgrün) ist dabei zu jedem Zeitpunkt niedriger als die Temperatur T19 (dunkelgrün), Da die Temperatur der Wandoberfläche stets weniger als 3 K über der Umgebungstemperatur von 25 °C liegt, ist entsprechend dieser ersten Messergebnisse die Behaglichkeit im Innenraum für die Bewohner auch bei hohen Speichertemperaturen in der Fassade gewährleistet.

Simulatormessungen mit Warmwasserzapfungen (März 2015)

Bei den zweiten Messungen im dynamischen Sonnensimulator im März 2015 wurde der Prototyp über einen Zeitraum von insgesamt etwa 90 h verschiedenen Bestrahlungsstärken ausgesetzt und von Zeit zu Zeit wurde warmes Wasser gezapft. Die Temperatur im dynamischen Sonnensimulator wurde während des Versuches konstant bei 22 °C gehalten, die Temperatur des kalten Himmels bei 15 °C. Das Lampenfeld wurde auf den größtmöglichen Anstellwinkel von 72 ° eingestellt und hatte im oberen Bereich einen Abstand vom Prototyp von ca. 1,80 m und im unteren Bereich von ca. 2,30 m. Dadurch ergaben sich unterschiedliche Bestrahlungsstärken über der Höhe des Prototyps, was im Zusammenhang mit den ersten Simulatormessungen bereits diskutiert wurde und auch durch Testmessungen mit dem Pyranometer an mehreren Positionen vor dem Prototyp bestätigt wurde. Entlang einer Horizontalen sind die Bestrahlungsstärken jedoch nahezu konstant. Das Pyranometer wurde schließlich seitlich am Rahmen des Prototyps wie bei den ersten Simulatormessungen auch,

auf einer Modulhöhe von ca. 775 mm befestigt. Im Folgenden werden einige ausgewählte Ergebnisse für die ersten 24 h des Versuches dargestellt und erläutert.

Im Hinblick auf die Messtechnik blieben die Positionen der Anlegetemperaturfühler auf der Speichervorder- und -rückseite gegenüber den bisher durchgeführten Messungen unverändert. An der Modulrückseite befand sich bei diesen Messungen nur ein Anlegetemperaturfühler auf der Trockenbauwand, welcher in einer Höhe von ca. 850 mm über dem Boden (entspricht einer Höhe von ca. 645 mm von der Modulunterkante aus) horizontal mittig angebracht war. Bei diesen zweiten Simulatormessungen kam nun wie in Kapitel 6.1 beschrieben die Messtechnik in der Hydraulik zum Einsatz, d.h. die Bestimmung der Volumenströme und Temperaturen im Speicher- und Trinkwasser-Zapfkreis.

In Abbildung 6.8 ist der zeitliche Verlauf der Temperaturen am Absorber, d.h. an der schwarz lackierten Speichervorderseite dargestellt.

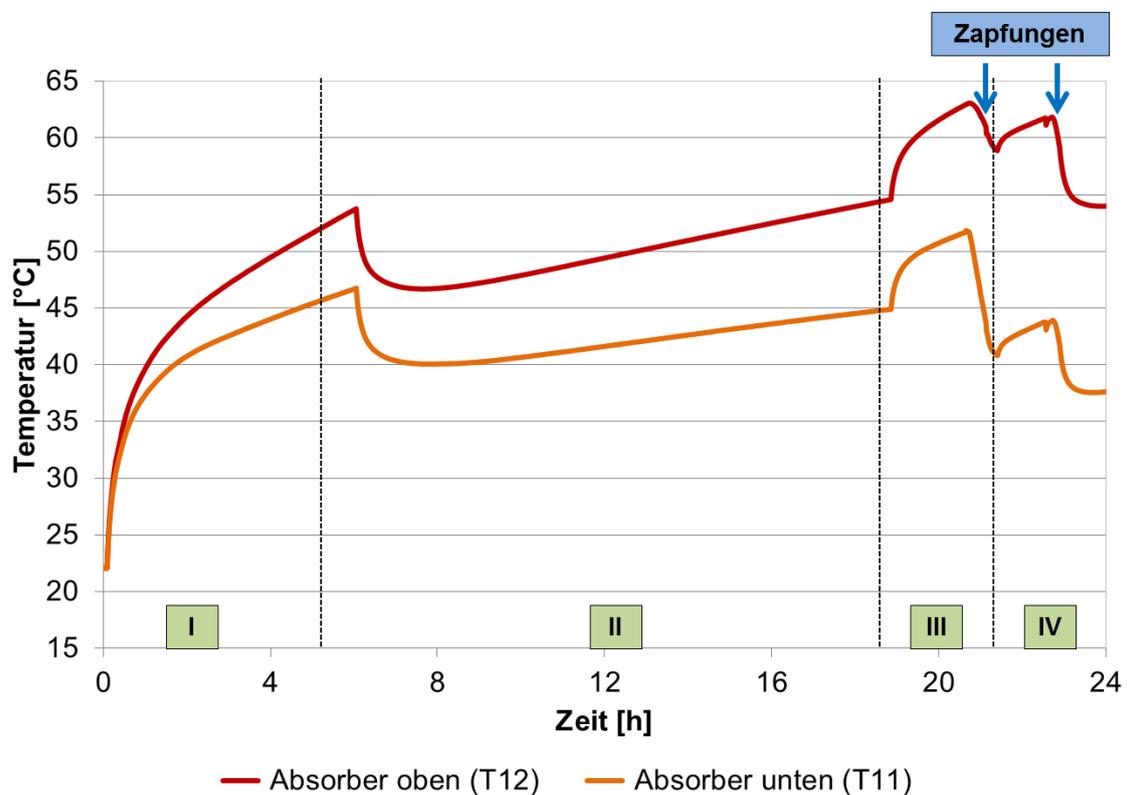


Abb. 6.8: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen am Absorber in den ersten 24 h der Messungen im dynamischen Sonnensimulator. Bestrahlungsstärke in den einzelnen Abschnitten: 920 W/m^2 (Abschnitt I), 430 W/m^2 (Abschnitt II), 760 W/m^2 (Abschnitt III) und 920 W/m^2 (Abschnitt IV)

Die gemessene Einstrahlung am Pyranometer betrug während der ersten 24 h des Versuches ca. 920 W/m^2 (Abschnitt I), 430 W/m^2 (Abschnitt II), 760 W/m^2 (Abschnitt III) und 920 W/m^2 (Abschnitt IV). Gründe für den Wechsel der Einstellungen am Lampenfeld und damit der Bestrahlungsstärke waren u.a. die Gefahr der Überhitzung an kritischen Stellen im Prototyp während der Messungen über Nacht (vgl. erste Simulatormessungen) sowie das schnellere Aufheizen des Speichers nach einer erfolgten Trinkwasser-Zapfung.

Die unterschiedliche Einstrahlung über der Höhe des Prototyps zeigt sich wieder anhand der gemessenen Absorberrtemperaturen, wie aus Abbildung 6.8 ersichtlich ist. So steigt die Temperatur am oberen Sensor T12 nach 6 h auf ca. 54 °C an, während am unteren Sensor T11 nur 47 °C erreicht werden. Während der Zapfungen ist wie zu erwarten ein Absinken der Absorberrtemperaturen zu beobachten, da durch die Zapfung Wärme aus dem Speicher entnommen und somit auch die Speichervorderseite abgekühlt wird. Bei den beiden in Abb. 6.8 dargestellten Zapfungen wurden dem Speicher etwa 193 l (erste Zapfung) bzw. 55 l (zweite Zapfung) Warmwasser am Speicherauslass entnommen und nach dem Durchströmen des Wärmeübertragers am Speichereinlass wieder mit einer Temperatur im Bereich zwischen ca. 10 und 30 °C zugeführt, vgl. hierzu auch Abbildung 6.11.

Die erste in Abbildung 6.8 zu erkennende Temperaturabnahme am Absorber nach etwas mehr als 6 h ist auf keine Zapfung zurückzuführen, sondern ergibt sich durch die Reduzierung der Einstrahlung zu diesem Zeitpunkt von etwa 920 W/m² auf 430 W/m², um eine Überhitzung bestimmter Bereiche im Prototyp (siehe oben) während der Messungen über Nacht zu vermeiden. Die Temperaturen an den beiden kritischen Stellen, d.h. an der Rückseite der TWD und an der oberen VIP-Speicherwärmedämmung, erreichten während der gesamten Versuchsdauer von 90 h maximal 80 °C.

Für den gleichen Zeitraum, d.h. die ersten 24 h der Messungen im dynamischen Sonnensimulator, sind in der folgenden Abbildung 6.9. die Temperaturen im Speicher in drei verschiedenen Höhen sowie die Temperatur an der Rückwand des Prototyps dargestellt.

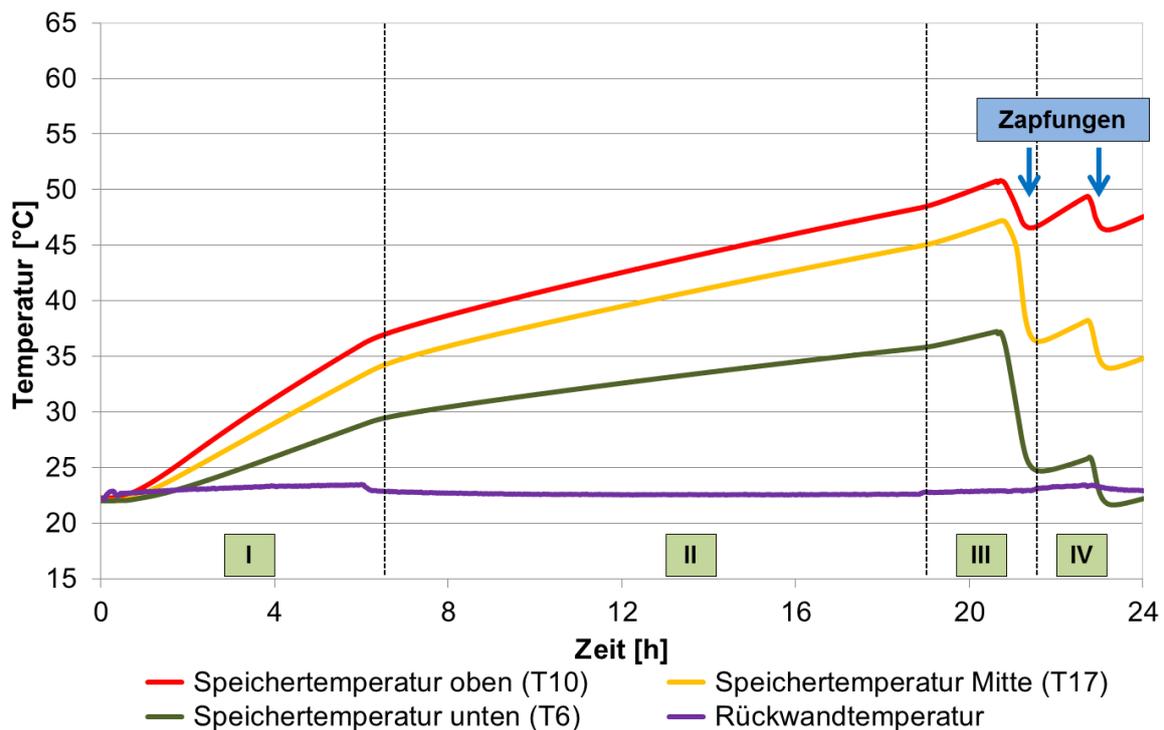


Abb. 6.9: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen an der Speicherrückseite sowie an der Modulrückwand in den ersten 24 h der Messungen im dynamischen Sonnensimulator. Bestrahlungsstärke in den einzelnen Abschnitten: 920 W/m² (Abschnitt I), 430 W/m² (Abschnitt II), 760 W/m² (Abschnitt III) und 920 W/m² (Abschnitt IV)

Auch hier zeigt sich, wie schon bei den ersten Simulatormessungen die Ausbildung einer thermischen Schichtung im Speicher und außerdem die sehr hohe Trägheit des Moduls. So werden beispielsweise nach einer 6-stündigen Einstrahlung von immerhin 920 W/m^2 Temperaturen im Speicher von nur $36 \text{ }^\circ\text{C}$ (oben), $33 \text{ }^\circ\text{C}$ (Mitte) und $29 \text{ }^\circ\text{C}$ (unten) erreicht. Diese hohe Trägheit des Moduls ist eine Folge des im Interesse nicht zu hoher Temperaturen in der Fassade relativ groß gewählten Verhältnisses von Speichervolumen zu „Kollektor“-Fläche bzw. TWD-Fläche von etwas mehr als 100 l/m^2 .

Durch die Entnahme von Wärme aus dem Speicher während der Warmwasserzapfungen sinkt die Temperatur im Speicher wie zu erwarten ab. Inwieweit diese Temperaturabnahme im Speicher auf allen Höhen zu beobachten ist, hängt von der Stellung des thermostatischen Mischventils (siehe hierzu das Hydraulikschema in Abb. 5.11) ab. Bei der Zapfung relativ kalten Wassers, d.h. einem relativ hohen Volumenstrom durch den Bypass im Verhältnis zum Gesamtvolumenstrom im Zapfkreis, wird am Wärmeübertrager nur ein geringer Teil an Wärme vom Speicherkreis auf den Zapfkreis übertragen und der andere Teil der Wärme fließt über den Volumenstrom im Speicherkreis zurück in den Speicher. Bei einer solchen Zapfung mit relativ hohem Anteil an Kaltwasserbeimischung über den Bypass konnte beobachtet werden, dass die Temperaturen oben und in der Mitte des Speichers während der Zapfung abnahmen, die Temperatur unten im Speicher jedoch anstieg. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei einer solchen Zapfung ein Großteil der über den Speicherkreis transportierten Wärme lediglich vom oberen Teil des Speichers in den unteren Teil transportiert und nur ein kleiner Teil der Wärme am Wärmeübertrager auf den Zapfkreis übertragen wird. Dieser Effekt ist nachteilig, da hierdurch die Temperaturschichtung im Speicher über das für eine optimale Zapfung notwendige Maß hinaus zerstört wird. Bei den meisten Zapfungen während der 90-stündigen Versuchsdauer war jedoch das Mischventil derart eingestellt, dass der Volumenstrom des Zapfkreises durch den Bypass gering und der Volumenstrom durch den Wärmeübertrager entsprechend hoch war, sodass auf allen Höhen des Speichers eine Abnahme der Temperatur während der Zapfung zu verzeichnen war, wie dies auch in Abbildung 6.9 zu sehen ist.

Wie aus Abbildung 6.9 weiterhin erkennbar ist, bleibt die Temperatur an der Rückwand des Moduls nahezu konstant. So stieg die Rückwandtemperatur während der gesamten 90 h der Messungen im Sonnensimulator auf maximal $23,5 \text{ }^\circ\text{C}$ an. Dies deutet darauf hin, dass trotz eines warmen Speichers in der Fassade behagliche Wandoberflächentemperaturen zum Innenraum einer Wohneinheit hin erreicht werden können. Inwieweit tatsächlich keine Überhitzung des Innenraums aufgrund des warmen Speichers in der Fassade stattfindet, soll aber noch unter realistischeren Randbedingungen bei den Messungen auf dem Außenprüfstand untersucht werden, siehe Kapitel 7.3.6.

In den ersten 24 h der Messungen im dynamischen Sonnensimulator wurden zwei Warmwasserzapfungen mit Warmwasserentnahmen aus dem Speicher von, wie bereits zuvor erwähnt, ca. 193 und 55 Litern durchgeführt. Bei einem Warmwasservolumenstrom von $5,5 \text{ l/min}$ im Speicherkreis betragen die Zeitdauern der Zapfungen 35 und 10 min. Im Zapfkreis betrug der Volumenstrom bei der ersten Zapfung ca. 4 l/min und bei der zweiten Zapfung ca. $8,5 \text{ l/min}$, sodass damit bei den beiden Zapfungen etwa 140 bzw. 85 l an nutzbarem Warmwasser gezapft wurden. Für diese beiden Zapfungen sind in Abbildung 6.10 die Temperatur im oberen Teil des Speichers sowie die Vor- und Rücklaufemperatur im Zapfkreis dargestellt. In Abbildung 6.11 sind die Temperaturen am Einlass und am Auslass des Speichers während der beiden Zapfungen zu sehen.

Aus Abbildung 6.10 ist erkennbar, wie bis zum Beginn der ersten Zapfung die Temperatur im oberen Bereich des Speichers durch die vorhandene Einstrahlung auf über 50 °C ansteigt. Das stehende Fluid im Zapfkreis ist bis zum Beginn der Zapfung annähernd auf dem Niveau der konstanten Lufttemperatur im Sonnensimulator von 22 °C. Wird eine Zapfung gestartet, so fließt kaltes Wasser aus einem Kaltwasseranschluss (ca. 10 °C) durch den Wärmeübertrager im Trinkwassermodul und wird dabei erwärmt, da gleichzeitig die Pumpe im Speicherkreis durch den Strömungswächter eingeschaltet wird, sofern der Volumenstrom im Zapfkreis über einem vorher am Strömungswächter eingestellten Sollwert liegt. Aus Abbildung 6.10 ist weiterhin erkennbar, dass es eine gewisse Zeit dauert, bis sich die Temperatur im Rücklauf des Zapfkreises der Temperatur am Kaltwasseranschluss annähert. Da bei der zweiten Zapfung der Volumenstrom im Zapfkreis deutlich höher war, sinkt die Temperatur im Rücklauf des Zapfkreises hier schneller auf die Temperatur des Kaltwasseranschlusses ab. Ebenso sinkt aufgrund des höheren Volumenstromes bei der zweiten Zapfung die Temperatur im Vorlauf des Zapfkreises (= für den Verbraucher nutzbare Zapftemperatur) schneller ab, da somit mehr Wärme am Wärmeübertrager vom Speicherkreis auf den Zapfkreis übertragen und damit der Speicher schneller entladen wird.

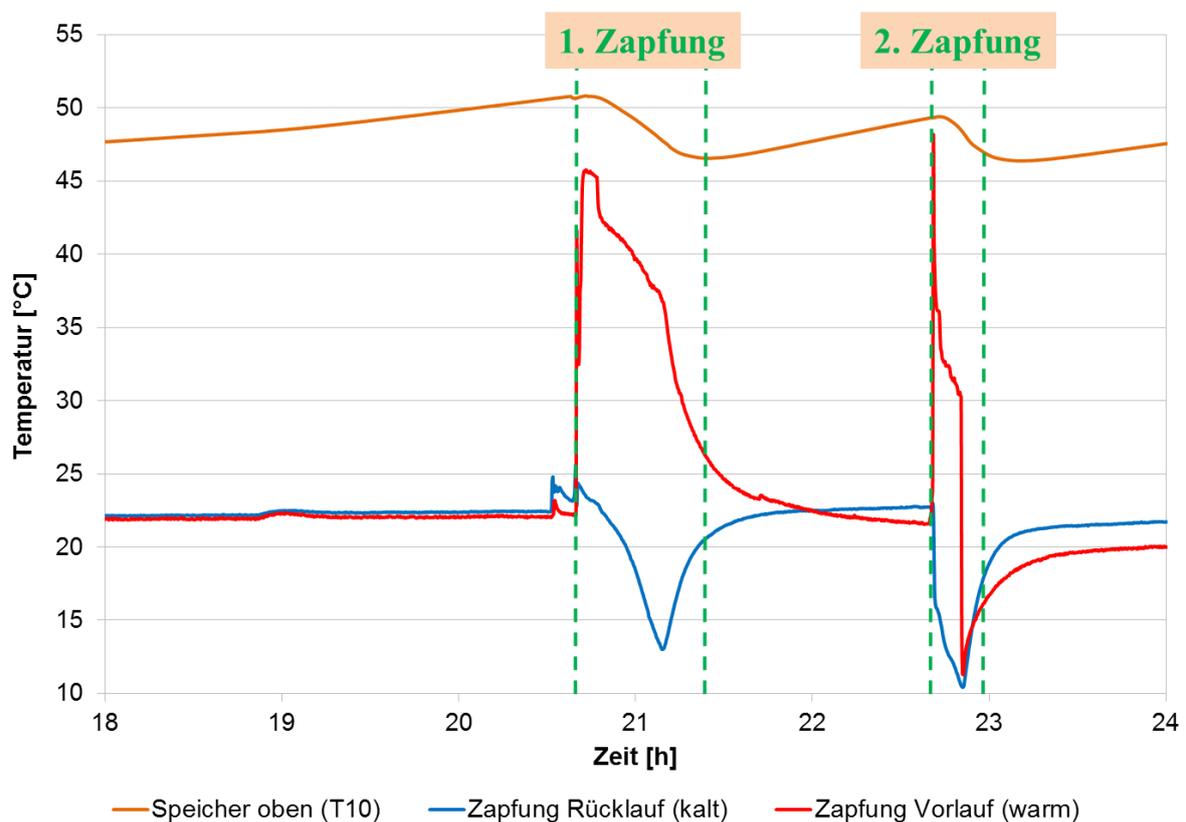


Abb. 6.10: Zeitlicher Verlauf der Temperatur im oberen Bereich des Speichers sowie von Vor- und Rücklauf im Zapfkreis während der ersten und zweiten Warmwasserzapfung; Kaltwassertemperatur ca. 10 °C

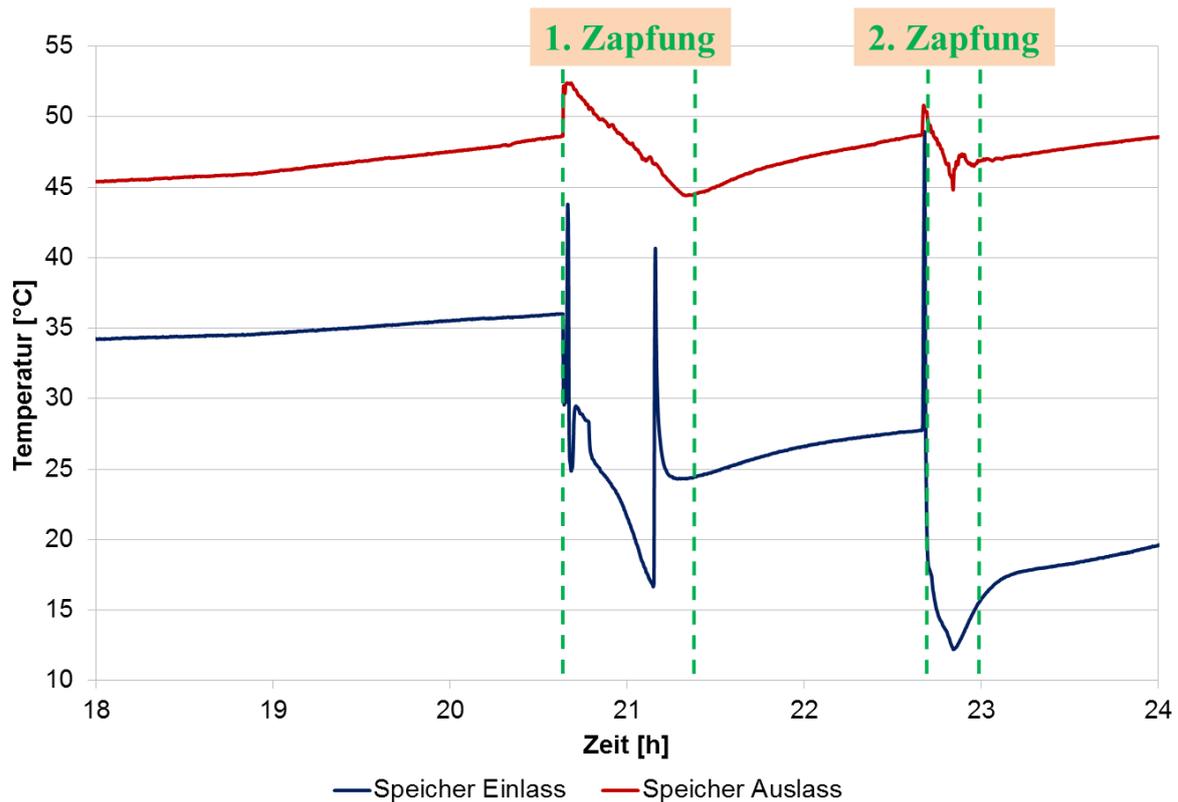


Abb. 6.11: Zeitlicher Verlauf der Temperatur am Einlass und am Auslass des Speichers während der ersten und zweiten Warmwasserzapfung; Kaltwassertemperatur ca. 10°C

Die Warmwassertemperatur im Vorlauf des Zapfkreises ist zu Beginn der Zapfung am höchsten und sinkt danach immer weiter ab, da durch die Entnahme von Wärme aus dem Speicher die Temperatur im oberen Teil des Speichers absinkt und aufgrund einer notwendigen Temperaturdifferenz am Wärmeübertrager die Vorlauftemperatur im Zapfkreis immer einige Kelvin niedriger sein muss als die maximale Temperatur oben im Speicher.

Die Temperatur am Speicherauslass, welcher sich auf der Höhe des Temperatursensors T10 befindet (siehe Abbildung 6.1 in Kapitel 6.1.1), entspricht in etwa der Temperatur im oberen Bereich des Speichers und sinkt daher ebenfalls ab, wie in Abbildung 6.11 zu sehen ist. Die Temperatur am Speichereinlass ist die Temperatur, mit der das durch den Speicherkreis transportierte Wasser nach der Abgabe von Wärme an den Zapfkreis im Wärmeübertrager wieder in den Speicher eintritt. Aufgrund der sinkenden Temperatur am Speicherauslass sinkt auch bei leicht abnehmender Wärmeübertragungsleistung am Wärmeübertrager (erkennbar an der sinkenden Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf im Zapfkreis) die Temperatur am Speichereinlass immer weiter ab.

Anhand der Abbildungen 6.10 und 6.11 wird verdeutlicht, dass mit diesen zweiten Messungen im dynamischen Sonnensimulator die Funktionsfähigkeit des Trinkwassermoduls in seiner Gesamtheit gezeigt werden konnte. So lässt sich bei einer ausreichenden Beladung des Speichers eine Erwärmung von Trinkwasser um durchaus mehr als 20 K über einen längeren Zeitraum realisieren, wobei die nutzbare Vorlauftemperatur im Zapfkreis entsprechend des Absinkens der Temperatur im Speicher mit zunehmender Zapfdauer abnimmt.

6.2 Vermessung von Prototyp 2 (Kombimodul)

Ähnlich wie beim ersten Prototyp wurden auch hier sowohl Messungen im dynamischen Sonnensimulator als auch an einem Speicherprüfstand vorgenommen.

Im dynamischen Sonnensimulator wurde die gesamte solarthermische Anlage, bestehend aus den zwei an Gerüsten befestigten Flachkollektoren, dem Speichermodul und dem Hydraulikmodul aufgebaut und ihr thermisches Verhalten in den einzelnen, in Kapitel 5.2.4 beschriebenen Betriebszuständen bzw. Betriebsmodi untersucht.

An dem Speicherprüfstand wurde nur das Speichermodul messtechnisch untersucht, wobei die Speicherprüfungen gemäß der Prüfnorm EN12977-3:2012 [38] für den Warmwasserspeicher bzw. in Anlehnung an diese Norm für den PCM-Speicher vorgenommen wurden.

6.2.1 Messtechnik

Messtechnik für die Messungen im dynamischen Sonnensimulator

Für die detaillierte messtechnische Untersuchung des zweiten Prototyps im dynamischen Sonnensimulator wurde folgende Messtechnik installiert:

- Pt100-Mantel-Widerstandsthermometer im Warmwasser- und PCM-Speicher in vier verschiedenen Höhen zur Erfassung der Temperaturverteilung in den beiden Speichern
- Pt100-Einschraub-Widerstandsthermometer in den einzelnen hydraulischen Kreisen zur Bestimmung von Vor- und Rücklauftemperaturen
- magnetisch-induktive Durchflussmesser und Ultraschall-Durchflussmesser in den hydraulischen Kreisen zur Bestimmung der Volumenströme
- Pyranometer zur Erfassung der Einstrahlung auf die Kollektoren
- Umgebungstemperatursensor für die Erfassung bzw. Überprüfung der Lufttemperatur im Sonnensimulator während der Messungen

Die Pt100-Sensoren zur Messung der Temperaturen im Speichermodul wurden, wie unter anderem in den Abbildungen 5.21, 5.22 und 5.26 gezeigt, über Edelstahlrohre in den Speicher eingebracht. Die Edelstahlrohre reichen etwa 250 mm in den ca. 1.000 mm langen Speicherbehälter hinein, wobei die vordersten 50 mm vom eigentlichen Sensorkopf eingenommen werden. Die Edelstahlrohre befinden sich mittig im 235 mm breiten Speicher und sind in vier verschiedenen Höhen angeordnet, und zwar jeweils ca. 80 und 200 mm vom oberen bzw. unteren Rand des 600 mm hohen Speicherbehälters aus gemessen.

In den in Abbildung 5.32 im Kapitel 5.2.4 dargestellten hydraulischen Kreisen wurden die Volumenströme und die Vor- und Rücklauftemperaturen gemessen. Im Solarkreis wurde der Volumenstrom mit einem magnetisch-induktiven Durchflussmesser (MID) gemessen, in den übrigen 5 Kreisen, d.h. im Beladekreis (rot/grün in Abbildung 5.32), in den beiden Entladekreisen (blau/orange in Abbildung 5.32) und in den beiden Zapfkreisen (Wärmeverbraucher), wurden die Volumenströme durch Ultraschall-Durchflussmesser erfasst. Die Ultraschall-Durchflussmesser benötigen geringere Ein- und Auslaufstrecken als der MID und sind damit platzsparender, was bei den hier vorherrschenden begrenzten Platzverhältnissen von Vorteil ist. Im Solarkreis musste allerdings ein MID eingesetzt werden, da die Ultraschall-Durchflussmesser nur für Temperaturen bis 90 °C ausgelegt sind, im Solarkreis aber höhere Temperaturen auftreten können. Die Vor- und Rücklauftemperaturen in diesen Kreisen

wurden durch Pt100-Einschraub-Widerstandsthermometer erfasst. Im Beladekreis wurden insgesamt 6 dieser Einschraub-Widerstandsthermometer verwendet: Je eines im gemeinsamen Vorlauf (VL) und Rücklauf (RL) der beiden Speicher und je eines in jedem der beiden getrennten VL-/RL-Stränge der Speicher. Im Solarkreis wurden zusätzlich zur Erfassung der Temperaturen des Vor- und Rücklaufes im Hydraulikmodul auch noch die Wassertemperaturen direkt am Eintritt des ersten Kollektors, am Austritt des zweiten Kollektors und am Austritt des ersten Kollektors (= Eintritt in den zweiten Kollektor) mittels Pt100-Einschraub-Widerstandsthermometer gemessen. Die beiden Kollektoren wurden bei den Messungen im dynamischen Sonnensimulator (siehe Kapitel 6.2.2) seriell durchströmt.

Mithilfe eines Pyranometers wurde die Einstrahlung auf die Kollektoren erfasst. Das Pyranometer war hierbei mittig zwischen den beiden Kollektoren und in mittlerer Höhe der Kollektoren montiert (siehe Abbildung 6.22 im nächsten Kapitel). Außerdem wurde die Lufttemperatur im Sonnensimulator während der Messungen mithilfe eines Umgebungstemperatursensors erfasst bzw. überwacht.

Messtechnik für die Messungen am Speicherprüfstand

Die zum Speicherprüfstand gehörige Messtechnik wird wie bei den Messungen des ersten Prototyps (siehe Kapitel 6.1.2) an dieser Stelle nicht beschrieben sondern es wird auf die Prüfnorm EN 12977-3:2012 [38] verwiesen. Neben der zum Speicherprüfstand gehörenden Messtechnik wurden jedoch auch die Temperaturen im Speicher mit jeweils 4 Sensoren pro Speicher erfasst. Dies ist aus folgendem Grund von Interesse: Bei einer Speicherprüfung nach EN 12977-3 wird jeweils nur einer der beiden Speicher be- bzw. entladen, d.h. beide Speicher werden zunächst separat geprüft und entsprechende Speicherkennwerte werden für beide Speicher separat ermittelt. Beide Speicher sind in dem Speichermodul jedoch nebeneinander angeordnet und auch trotz der guten Wärmedämmung zwischen den beiden Speichern mittels des Vakuum-Isolationspaneels tritt ein Wärmestrom vom heißeren zum kälteren Speicher auf. Um Aussagen darüber treffen zu können, inwieweit eine thermische Wechselwirkung der beiden Speicher während der Speicherprüfungen stattfindet, wurden die Temperaturen in beiden Speichern parallel zur eigentlichen Messwerterfassung des Speicherprüfstandes mit aufgenommen.

6.2.2 Messungen im dynamischen Sonnensimulator

In Abbildung 6.12. ist gezeigt, wie die solarthermische Kombianlage für die Vermessung im dynamischen Sonnensimulator aufgebaut wurde.

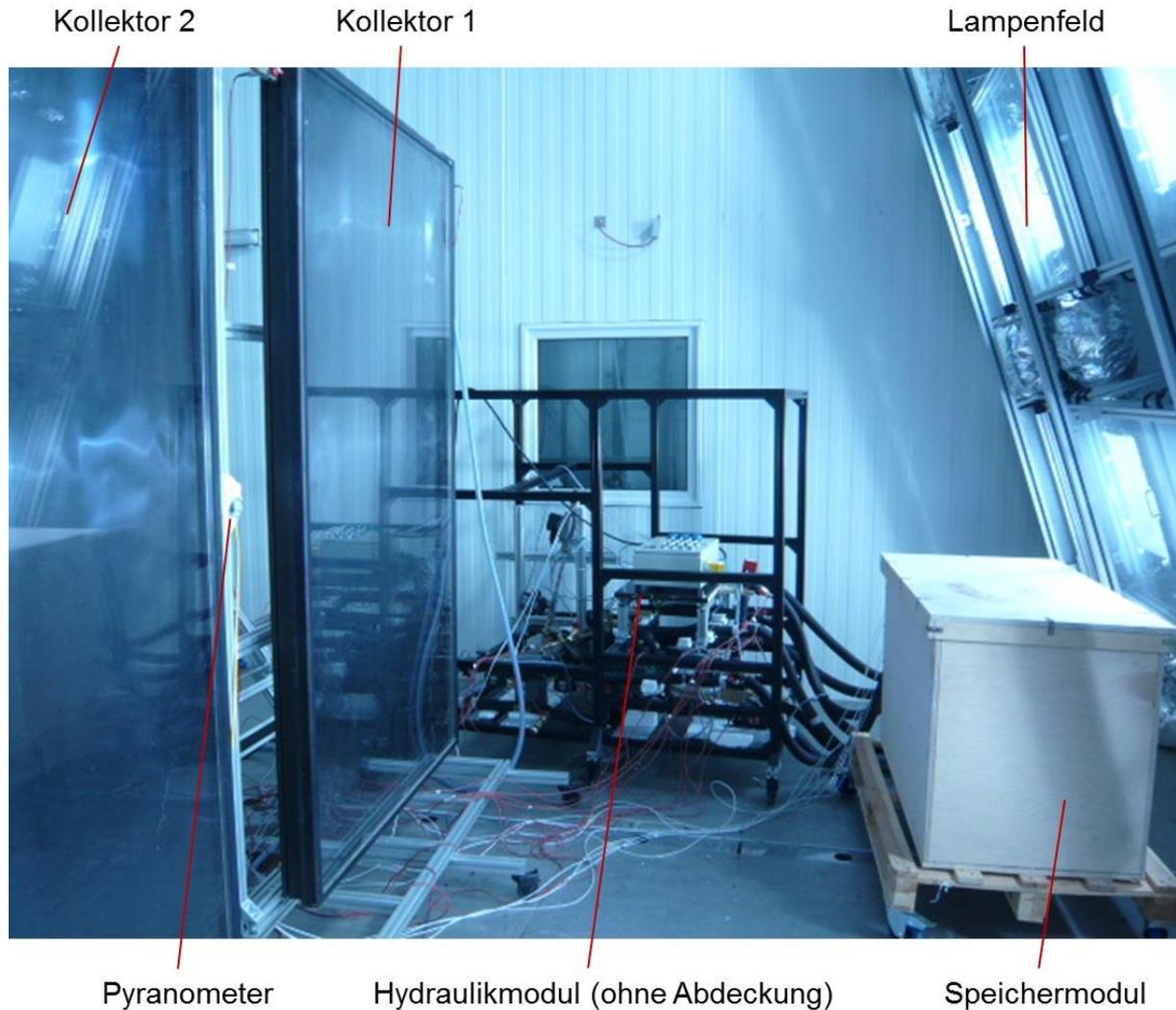


Abb. 6.12: Aufbau der solarthermischen Kombianlage im dynamischen Sonnensimulator

Das auf der rechten Seite des Fotos erkennbare Lampenfeld wurde, wie bei den Messungen am ersten Prototyp, wieder auf den maximalen Anstellwinkel von 72° eingestellt. Die Klimatisierung des Sonnensimulators wurde während sämtlicher Versuche auf eine Lufttemperatur von 22°C und eine Temperatur des kalten Himmels von 15°C eingestellt. Die Kollektoren befinden sich im oberen Bereich etwa 1,65 m und im unteren Bereich etwa 2,30 m vom Lampenfeld entfernt. Aufgrund der engen Platzverhältnisse im Sonnensimulator konnten das Speichermodul und das Hydraulikmodul nicht hinter den Kollektoren positioniert werden, sondern beide Module wurden stattdessen wie in Abbildung 6.12 gezeigt aufgestellt. Das Speichermodul befindet sich dabei sehr nah am Lampenfeld. Anhand der aufgezeichneten Speichertemperaturen lässt sich jedoch erkennen, dass dies keinen Einfluss auf die Ergebnisse der Messungen hatte (siehe unten). Aufgrund der laufenden Klimatisierung und der damit verbundenen Luftströmung im Sonnensimulator erwärmt sich die Holzoberfläche des Speichermoduls kaum, sodass auch die Speicher selbst nicht signifikant durch die

Einstrahlung des Lampenfeldes erwärmt werden, sondern nur dann, wenn auch tatsächlich eine Beladung über die Kollektoren und das Hydraulikmodul erfolgt. Für das Hydraulikmodul kann ebenfalls gezeigt werden, dass die Bestrahlung durch das Lampenfeld die Temperaturen in den hydraulischen Kreisen nicht bzw. nur minimal beeinflusst. Aus Abbildung 6.12. ist außerdem erkennbar, dass das Speichermodul einen kleinen Bereich im unteren Teil des Lampenfeldes verdeckt. Dies führte jedoch nicht zu einer Verschattung der Kollektoren.

Die beiden Kollektoren werden, wie bereits erwähnt, seriell durchströmt, d.h. nach dem Austritt aus dem ersten Kollektor tritt das vorgewärmte Wasser in den zweiten Kollektor ein und wird dort weiter aufgeheizt. Aus Abbildung 6.12 ist auch die Position des Pyranometers ersichtlich, welches die mittlere Einstrahlung auf die beiden Kollektoren erfasst. Im ersten der insgesamt 6 Versuchsabschnitte wurde das Lampenfeld noch nicht auf maximale Leistung eingestellt, da beim ersten Versuch noch nicht bekannt war, wie schnell sich die Kollektoren aufheizen. In allen nachfolgenden Versuchen wurde das Lampenfeld, sofern angeschaltet, immer auf 100 % Leistung gestellt, was einer mittleren Einstrahlung am Pyranometer von ca. 1008 W/m^2 ($\pm 3 \text{ W/m}^2$) entspricht. Diese Strahlungsleistung wird jedoch erst etwa 2 - 3 Minuten nach Einschalten des Lampenfeldes erreicht, da die Strahlungsleistung nach dem Einschalten erst allmählich ansteigt.

Die Messungen im dynamischen Sonnensimulator gliedern sich in die folgenden 6 Versuchsabschnitte:

- Im ersten Versuchsabschnitt wurde eine teilweise Beladung des Speichers für die Raumheizung (RH-Speicher) (= PCM-Speicher) mithilfe der von den Kollektoren gelieferten solaren Wärme durchgeführt, wobei wie erwähnt das Lampenfeld zunächst noch nicht auf die maximale Leistung eingestellt war.
- Im zweiten und dritten Versuchsabschnitt wurde dann eine solare Beladung des Speichers für die Trinkwassererwärmung (TW-Speicher) (= Warmwasserspeicher) bis auf etwa $53 \text{ }^\circ\text{C}$ bzw. eine weitere solare Beladung des RH-Speichers bis auf etwa $43 \text{ }^\circ\text{C}$ vorgenommen.
- Der vierte Versuchsabschnitt bestand in der teilweisen Entladung der beiden Speicher durch die Zapfung von warmem Wasser, wobei diese teilweise Entladung der beiden Speicher nacheinander erfolgte.
- Im fünften Versuchsabschnitt wurden die noch teilweise beladenen Speicher über Nacht stehen gelassen und die Temperaturabnahme in den beiden Speichern wurde dabei erfasst.
- Im sechsten und letzten Versuchsabschnitt wurde der RH-Speicher zunächst teilweise beladen. Im Anschluss daran wurde der RH-Speicher weiter beladen und gleichzeitig entladen, um den Betriebszustand „direktes solares Heizen“ nachzubilden.

Im Folgenden werden einige ausgewählte Ergebnisse dieser Messungen im dynamischen Sonnensimulator dargestellt und erläutert. Zur Bezeichnung der einzelnen hydraulischen Kreise (**Kollektor- bzw. Solarkreis, Beladekreis, Entladekreise, Zapfkreise**) wird auf das Hydraulikschema in Abb. 5.32 und die zugehörigen Erläuterungen in Kapitel 5.2.4 verwiesen.

Erster Versuchsabschnitt

Da im ersten Versuch noch nicht bekannt war, wie schnell sich die Kollektoren erwärmen, wurde zum einen das Lampenfeld noch nicht auf maximale Leistung eingestellt und zum anderen wurden bei der solaren Beladung des RH-Speichers die Volumenströme im Solarkreis und im Beladekreis häufiger variiert, um das thermische Verhalten in diesen Kreisen zu analysieren. Demzufolge kam es auch zu größeren Temperaturschwankungen in den Kreisen. Der erste Versuchsabschnitt diente damit vor allem als erster Erfahrungstest des thermischen Verhaltens der solarthermischen Anlage, weshalb auf eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse an dieser Stelle verzichtet wird.

Zweiter Versuchsabschnitt

In Abbildung 6.13 ist die solare Beladung des TW-Speichers im zweiten Versuchsabschnitt anhand der Vor- und Rücklauftemperatur im Beladekreis, dem Volumenstrom im Beladekreis und der mittleren Temperatur im TW-Speicher dargestellt. Die mittlere Temperatur im TW-Speicher bezeichnet hierbei den arithmetischen Mittelwert aus den Werten der vier in verschiedenen Höhen positionierten Temperatursensoren im TW-Speicher, vgl. Kapitel 5.2.2 und 6.2.1.

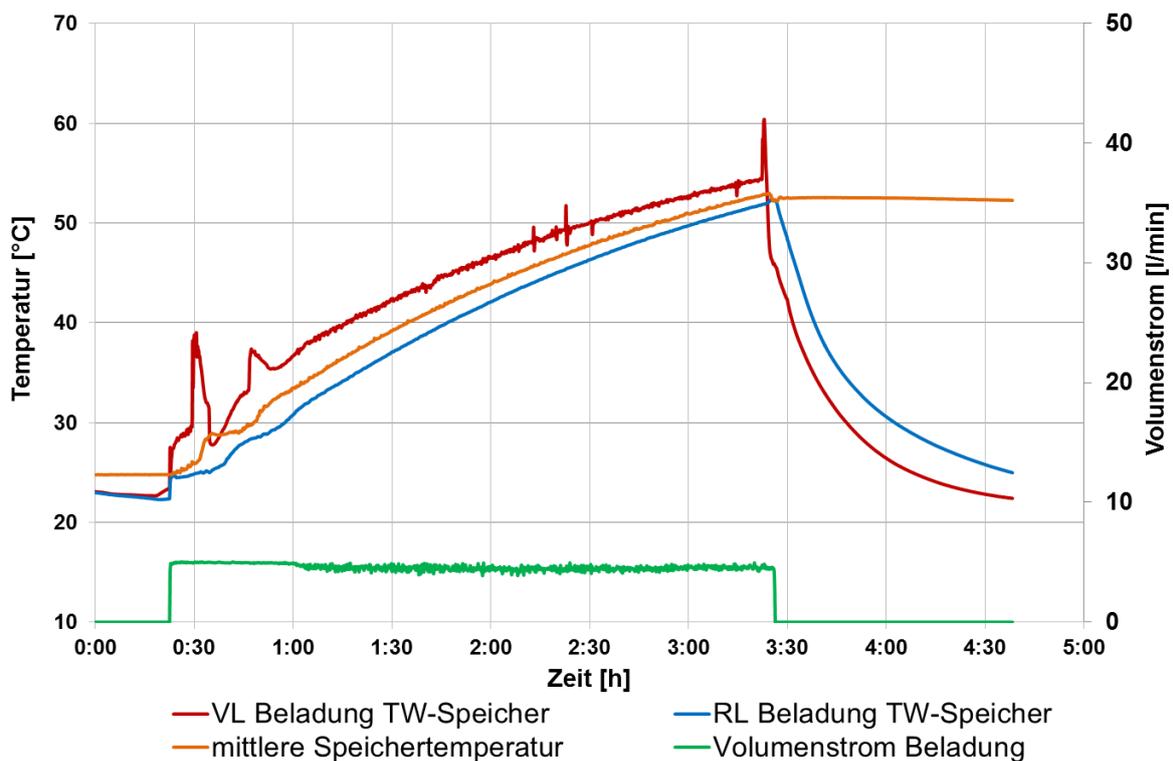


Abb. 6.13: Zeitlicher Verlauf von Temperatur und Volumenstrom im Beladekreis sowie mittlerer Temperatur im TW-Speicher während der solaren Beladung des TW-Speichers

Bei diesem Versuchsabschnitt wurde etwa 20 Minuten nach dem Starten der Messwert-erfassung und dem Beginn der Klimatisierung des Sonnensimulators das Lampenfeld mit 100 % Leistung angeschaltet. Anschließend wurde etwa 2 - 3 Minuten gewartet, bis die Kollektoren warm genug waren, sodass dann der Umlauf im Kollektorkreis in Gang gesetzt wurde. Etwa 1 - 2 Minuten später, nachdem eine ausreichend hohe Temperatur auch an der

Messstelle des Solarkreis-Vorlaufs im Hydraulikmodul erfasst wurde, wurde die Beladung des TW-Speichers gestartet.

Wie aus Abbildung 6.13 anhand des Volumenstromes im Beladekreis ersichtlich ist, dauerte die Beladung ca. 3 h und an deren Ende wurde eine mittlere Speichertemperatur von etwa 53 °C erreicht. Die mittlere Speichertemperatur zu Beginn der Beladung betrug ca. 25 °C. Die Beladung wurde mit einem annähernd konstanten Volumenstrom von etwa 4,5 - 5,0 l/min durchgeführt. Mit zunehmender Beladung und damit ansteigender Temperatur im Speicher steigt auch die Rücklauftemperatur im Beladekreis an.

In der folgenden Abbildung 6.14 sind die Temperaturen im TW-Speicher während dieses zweiten Versuchsabschnittes aufgetragen (durchgezogene Linien). Es ist eine minimale thermische Schichtung mit Temperaturdifferenzen von etwa 1 - 2 K zwischen oberstem und unterstem Temperaturfühler erkennbar. Am Ende der Beladung wird im oberen Bereich des TW-Speichers eine Temperatur von 53,4 °C und im unteren Bereich des Speichers eine Temperatur von 52,3 °C erreicht.

Zusätzlich sind in der Abbildung 6.14 noch die Temperaturen im RH-Speicher aufgetragen (gestrichelte Linien). Anhand der nahezu konstanten Temperaturen im Speicher zeigt sich, dass die Positionierung des Speichermoduls sehr nahe am Lampenfeld nicht zu einer Erwärmung des Speichers führt, sondern der Speicher nur durch die Beladung über die von den Kollektoren an das Hydraulikmodul gelieferte Energie erwärmt wird. Die bereits zu Beginn dieses Versuchsabschnittes im RH-Speicher vorhandene thermische Schichtung ist auf den ersten Versuchsabschnitt (teilweise Beladung des RH-Speichers, siehe oben) bzw. die Wartezeit zwischen erstem und zweitem Versuchsabschnitt zurückzuführen.

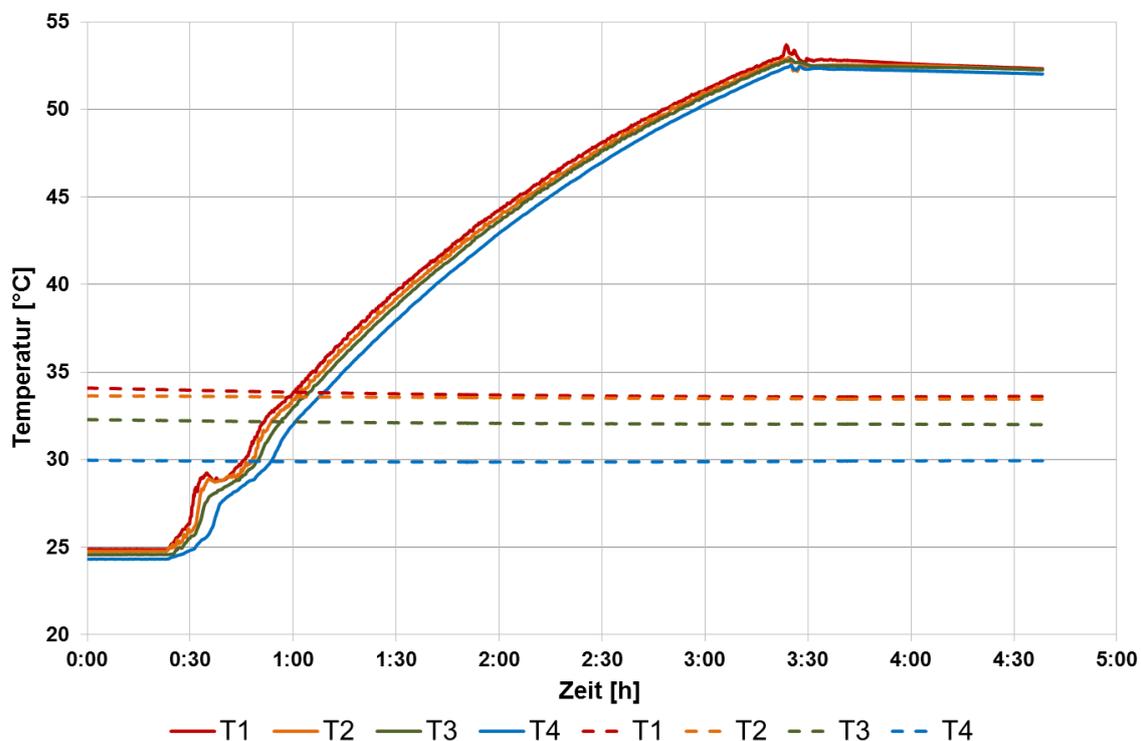


Abb. 6.14: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen im TW-Speicher (durchgezogene Linien) und im RH-Speicher (gestrichelte Linien) während der solaren Beladung des TW-Speichers; T1...T4: Temperatursensoren im jeweiligen Speicher von oben nach unten

Dritter Versuchsabschnitt

Auf eine detaillierte Beschreibung des dritten Versuchsabschnittes wird an dieser Stelle verzichtet, da die Beladung für den RH-Speicher ähnlich wie im zweiten Versuchsabschnitt für den TW-Speicher erfolgte. Am Ende des dritten Versuchsabschnitts wurde im RH-Speicher eine mittlere Speichertemperatur von etwa 43 °C erreicht.

Vierter Versuchsabschnitt

Nachdem der RH-Speicher im dritten Versuchsabschnitt weiter beladen wurde (siehe oben), konnten im vierten Versuchsabschnitt die Entladung der Speicher und die Zapfung von Warmwasser durch die Wärmeverbraucher untersucht werden. Zuerst wurde der RH-Speicher etwa 25 Minuten lang entladen, im Anschluss daran der TW-Speicher für etwa 30 Minuten. In der folgenden Abbildung 6.15 ist der zeitliche Verlauf der Temperaturen in den beiden Speichern gezeigt, wobei der Zeitraum der Entladung des jeweiligen Speichers markiert ist. In Abbildung 6.16. ist gezeigt, welche Temperaturen und Volumenströme in den beiden Entladekreisen bei der Entladung der beiden Speicher jeweils auftraten und in Abbildung 6.17 sind die Temperaturen und Volumenströme der Wärmeverbraucher, d.h. in den Zapfkreisen für die Trinkwassererwärmung und Raumheizung, dargestellt.

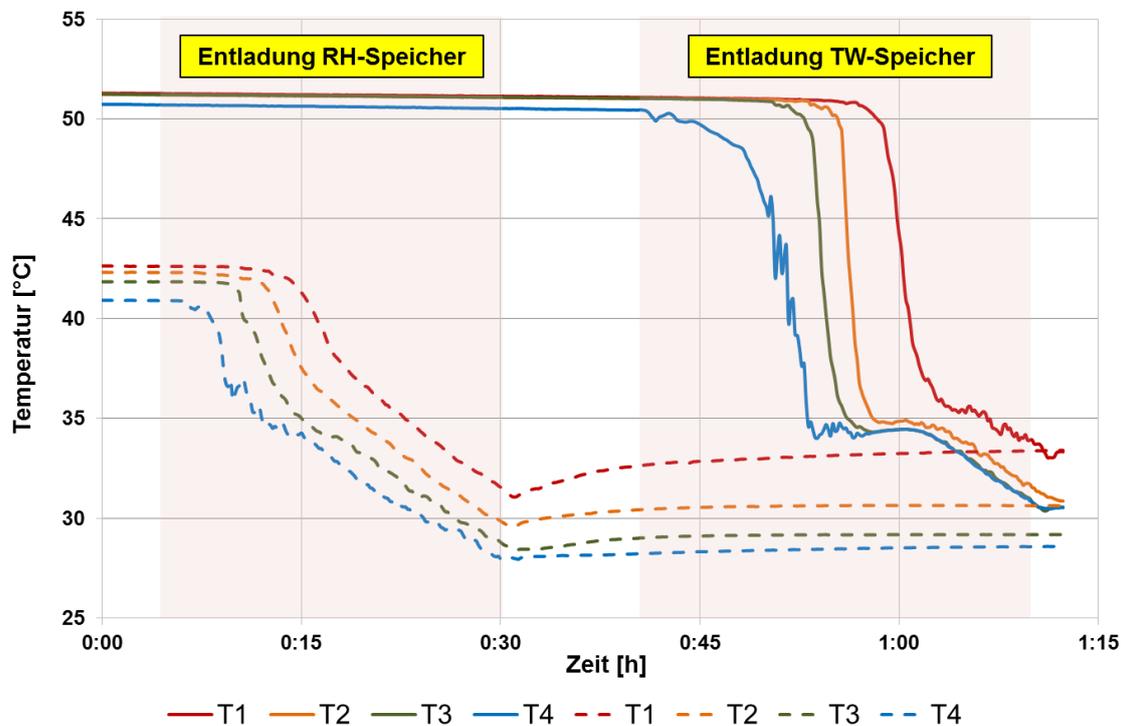


Abb. 6.15: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen im TW-Speicher (durchgezogene Linien) und im RH-Speicher (gestrichelte Linien) während der Entladung; erst RH-Speicher und dann TW-Speicher; T1...T4: Temperatursensoren im jeweiligen Speicher von oben nach unten

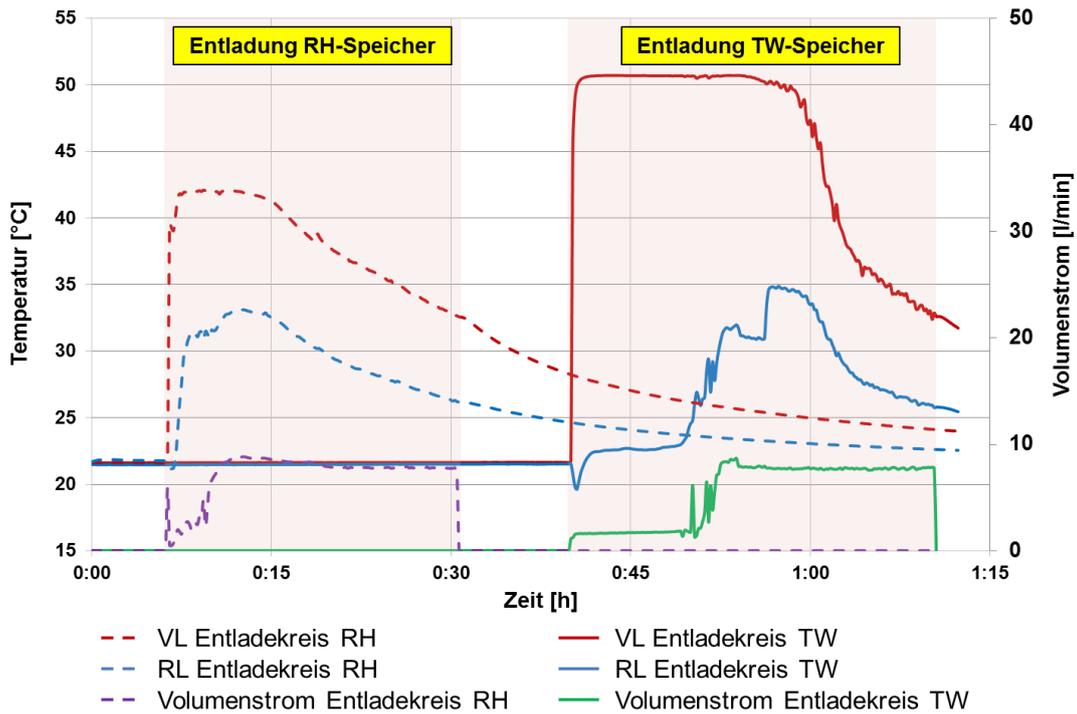


Abb. 6.16: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen und Volumenströme im Entladekreis des TW-Speichers (durchgezogene Linien) und im Entladekreis des RH-Speichers (gestrichelte Linien) während der Entladung; erst RH-Speicher und dann TW-Speicher

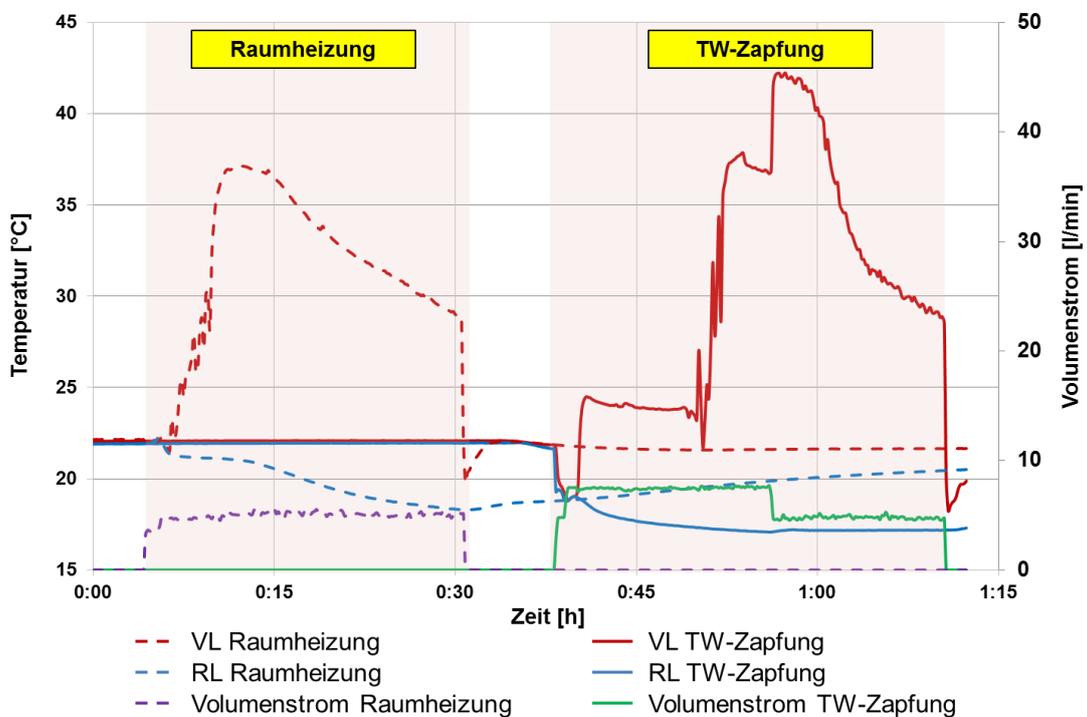


Abb. 6.17: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen und Volumenströme im Zapfkreis für die Trinkwassererwärmung (durchgezogene Linien) und im Zapfkreis für die Raumheizung (gestrichelte Linien) während der Entladung; erst RH-Speicher und dann TW-Speicher

Aus Abbildung 6.15 ist erkennbar, wie die Temperaturen im jeweiligen Speicher bei dessen Entladung absinken, wobei bei beiden Speichern zuerst die Temperatur im unteren Bereich des Speichers absinkt und als letztes die Temperatur im oberen Bereich des Speichers. Aufgrund des unterschiedlichen Beladungszustands zu Beginn dieses vierten Versuchsabschnittes ergeben sich jedoch Unterschiede zwischen den Speichern bei den in den Abbildungen 6.15 bis 6.17 gezeigten Kurvenverläufen. Der TW-Speicher für die solare Unterstützung der Trinkwassererwärmung ist mit ca. 51 °C mittlerer Speichertemperatur zu Beginn dieses Versuchsabschnittes wärmer als der RH-Speicher zur solaren Unterstützung der Raumheizung mit einer mittleren Speichertemperatur von etwa 42 °C (siehe Abbildung 6.15). Demzufolge können bei der Entladung des TW-Speichers sowohl im Entladekreis (siehe Abbildung 6.16) als auch bei der Warmwasserzapfung (siehe Abbildung 6.17) höhere Vorlauftemperaturen erreicht werden als beim RH-Speicher. Als Zweites fällt auf, dass die Temperatur im oberen Bereich des TW-Speichers und damit auch die Vorlauftemperatur im Beladekreis länger auf einem konstant hohen Temperaturniveau verbleibt als beim RH-Speicher. Dadurch ergibt sich – bei ähnlich hohen Volumenströmen im Beladekreis des TW- und des RH-Speichers – ein steilerer Abfall der Temperaturkurven im TW-Speicher und im Vorlauf des Entladekreises des TW-Speichers im Vergleich zum RH-Speicher. Neben dem geringeren Beladezustand des RH-Speichers ergibt sich dieses unterschiedliche Verhalten aber auch durch die geringere Wärmekapazität des RH-Speichers im fühlbaren Bereich, d.h. (unterhalb der Schmelztemperatur des PCMs; siehe hierzu auch die Ergebnisse der Speicherprüfungen in Kapitel 6.2.3.

Entsprechend der allmählichen Abnahme der Temperatur im Speicher sinkt auch die Vorlauftemperatur im Entladekreis und damit auch die maximal mögliche Temperatur, die der Wärmeverbraucher erhält. Bei der Zapfung von warmem Wasser für die Trinkwassererwärmung wurde nach etwa der Hälfte der Zapfzeit der Volumenstrom im Zapfkreis reduziert, sodass bei gleichem Wärmeübertragungsvermögen des Wärmeübertragers eine noch etwas höhere Vorlauftemperatur im Zapfkreis erreicht wurde.

Fünfter Versuchsabschnitt

Im fünften Versuchsabschnitt wurde das Speichermodul im weiterhin klimatisierten Sonnensimulator, d.h. bei einer Umgebungstemperatur von 22 °C, über Nacht stehen gelassen und die Abnahme der Temperaturen in den beiden Speichern erfasst. In Abbildung 6.18 ist der zeitliche Verlauf der Temperaturen in den beiden Speichern für diesen fünften Versuchsabschnitt dargestellt. Das Diagramm in Abbildung 6.18 stellt die nahezu unmittelbare zeitliche Fortsetzung von Abbildung 6.15 dar.

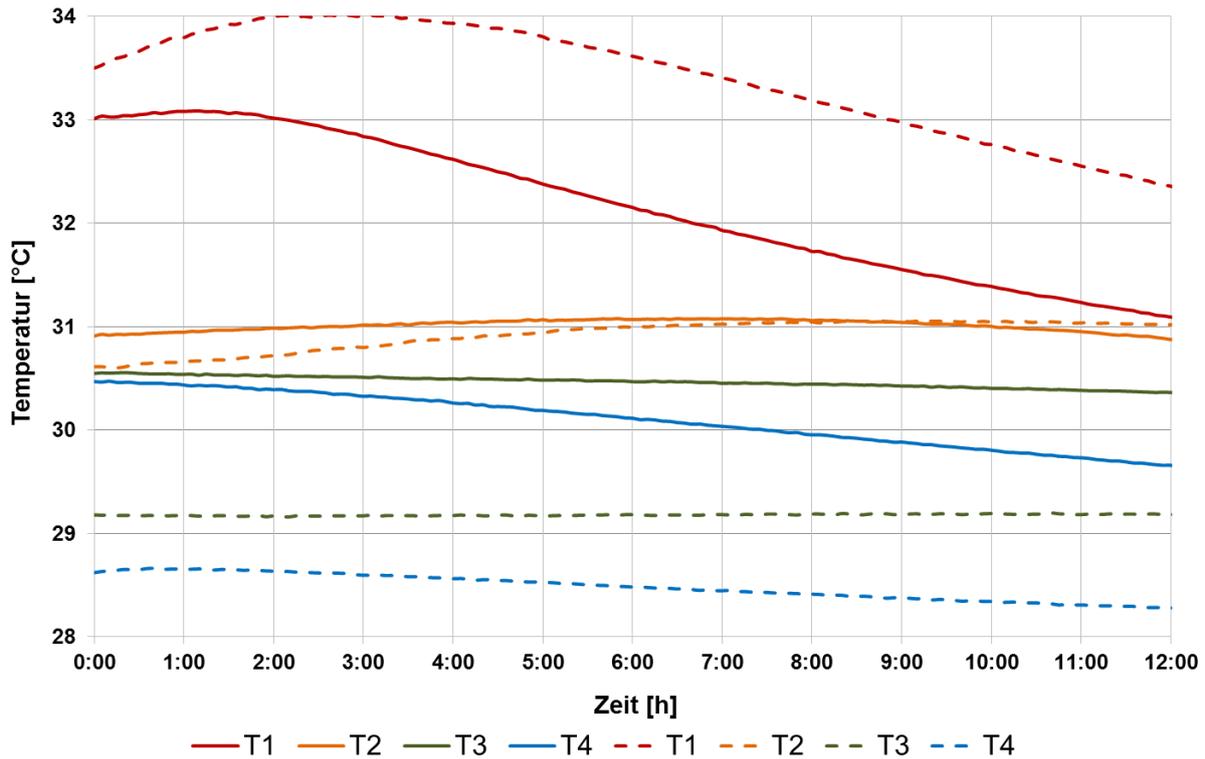


Abb. 6.18: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen im TW-Speicher (durchgezogene Linien) und im RH-Speicher (gestrichelte Linien) während des fünften Versuchsabschnittes; T1...T4: Temperatursensoren im jeweiligen Speicher von oben nach unten

Über den Zeitraum von insgesamt 12 h verringert sich die mittlere Temperatur im TW-Speicher um ca. 0,7 K, im RH-Speicher hingegen nur um etwa 0,3 K. Dies ist durch die etwas höhere mittlere Speichertemperatur im TW-Speicher begründet: Zum einen resultiert hieraus eine größere Differenz zur Umgebungstemperatur und damit höhere Wärmeverluste und zum anderen entsteht damit auch ein Wärmestrom vom TW-Speicher zum RH-Speicher. Dieser ist zwar aufgrund der Vakuumwärmedämmung zwischen den beiden Speichern gering, aber dennoch vorhanden, wie auch die Speicherprüfungen (Kapitel 6.2.3) zeigen.

Bei der Betrachtung der Temperaturen in Abhängigkeit von der Höhe des jeweiligen Speichers fällt auf, dass die Temperaturen in den einzelnen Bereichen der Speicher unterschiedlich stark abnehmen und in einigen Bereichen sogar leicht ansteigende Temperaturen zu beobachten sind. Aufgrund des Abbaus der thermischen Schichtung mit fortschreitender Zeitdauer und der angesprochenen Wärmeübertragung vom TW-Speicher zum RH-Speicher ist dies auch erklärbar. Allerdings erscheint es seltsam, dass die Temperatur im obersten Teil des RH-Speichers (rote gestrichelte Linie) zu Beginn ansteigt, obwohl die Temperatur im TW-Speicher auf der gleichen Höhe (rote durchgezogene Linie) geringer ist und somit eine Wärmeübertragung auf dieser Höhe in die andere Richtung, d.h. vom RH-Speicher zum TW-Speicher stattfinden müsste. Eine mögliche Erklärung für den beobachteten Effekt könnte die noch im vorherigen Versuchsabschnitt übertragene Wärme an den RH-Speicher auf dieser Höhe sein. Wie aus Abbildung 6.15 erkennbar ist, steigen die Temperaturen im RH-Speicher nach dessen teilweiser Entladung wieder an, was eine Folge der zur gleichen Zeit im TW-Speicher herrschenden höheren Temperaturen und somit einer daraus resultierenden Wärmeübertragung vom TW-Speicher an den RH-Speicher ist. Auch am Ende des vierten Versuchsabschnitts sind in Abbildung 6.15 noch leicht ansteigende

Temperaturen im RH-Speicher zu verzeichnen. Aufgrund der thermischen Kapazität des Speichers dauert es erst eine gewisse Zeit, bis die Temperatur im RH-Speicher schließlich abzusinken beginnt.

Eine andere bzw. weitere mögliche Erklärung für die Temperaturverläufe in Abbildung 6.18 ist, dass nach der Entladung der beiden Speicher mitunter keine „idealen Schichten“ gleicher Temperatur über die gesamte Länge und Breite des Speichers bestehen, sondern dass es eventuell lokal wärmere und kältere Bereiche im Speicher gibt, die sich mithilfe von nur vier Temperaturfühlern im Speicher nicht im Detail erfassen lassen. Dies kann ebenfalls eine Erklärung dafür sein, warum die an den Sensoren gemessenen Temperaturen in den einzelnen Bereichen unterschiedlich stark absinken und z.T. auch leicht ansteigen.

Sechster Versuchsabschnitt

Im sechsten und letzten Versuchsabschnitt wurde der Betriebszustand „direktes solares Heizen“, d.h. die gleichzeitige Be- und Entladung des Speichers für die solare Unterstützung der Raumheizung, untersucht. Dazu wurde der RH-Speicher zunächst weiter beladen, wie in Abbildung 6.19 anhand der Speichertemperaturen und anhand des Volumenstromes im Beladekreis erkennbar ist. Nach ca. 1,5 h Versuchszeit wurde dann die Entladung des RH-Speichers gestartet und warmes Wasser für die Unterstützung der Raumheizung gezapft.

Durch den höher eingestellten Volumenstrom der Entladung im Vergleich zum Volumenstrom der Beladung (siehe Abb. 6.19) wird in der Folge mehr Wärme aus dem Speicher entnommen als durch die Beladung dem Speicher zugeführt wird, was anhand der absinkenden Speichertemperaturen ab dem Beginn der Entladung des RH-Speichers erkennbar ist. Des Weiteren fällt auf, dass die Temperaturdifferenz zwischen oberem Speicherbereich (rote und orange Linie in Abbildung 6.19) und unterem Speicherbereich (dunkelgrüne und blaue Linie in Abbildung 6.19) im Betriebszustand des direkten solaren Heizens immer größer wird. Dies kann wie folgt erklärt werden: Bei der Speicherbeladung wird warmes Wasser dem oberen Bereich des Speichers zugeführt und kälteres Wasser fließt aus dem unteren Bereich des Speichers über den Rücklauf des Beladekreises wieder ab. Bei der Speicherentladung wird aus dem oberen Bereich des Speichers warmes Wasser entnommen und kälteres Wasser fließt in den unteren Bereich des Speichers ein. Die beiden oberen und unteren Anschlüsse sind dabei jeweils nur wenige Zentimeter voneinander entfernt, wie beispielsweise aus den Abbildungen 5.27 und 5.29 erkennbar ist. Wird der Speicher gleichzeitig be- und entladen, kann zumindest ein Teil des an einem Anschluss eintretenden Wassers durch den direkt daneben liegenden Anschluss wieder austreten, sodass insgesamt eine geringere Durchströmung im Speicher um das Leitblech herum stattfindet. Stattdessen kommt es im Prinzip zur Trennung des Speichers in zwei Hälften. Oberhalb des Leitbleches wird warmes Wasser in den Speicher eingebracht und wieder abgezogen und unterhalb des Leitbleches wird kaltes Wasser eingebracht und wieder abgezogen. Dies führt zu der angesprochenen geringeren effektiven Durchströmung des Speichers von oben nach unten bzw. von unten nach oben.

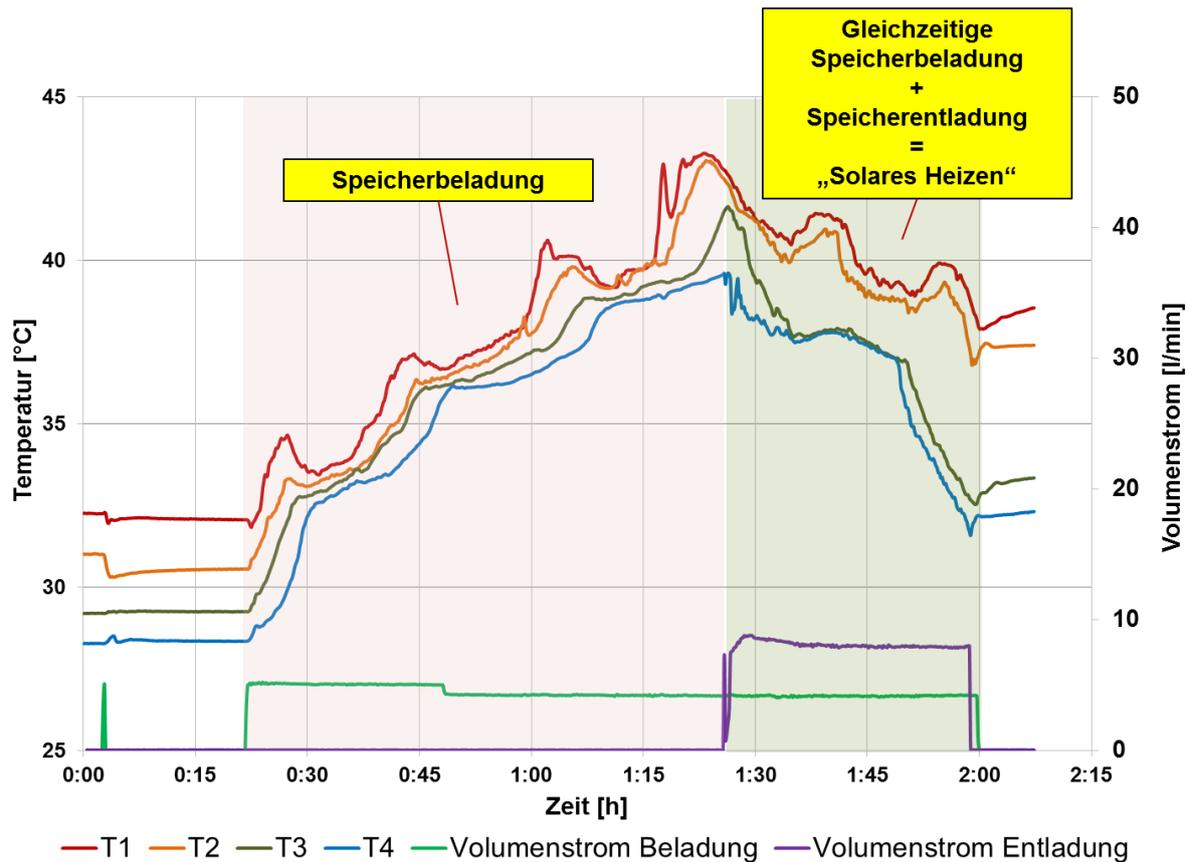


Abb. 6.19: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen im TW-Speicher (durchgezogene Linien) und im RH-Speicher (gestrichelte Linien) während des fünften Versuchsabschnittes; T1...T4: Temperatursensoren im jeweiligen Speicher von oben nach unten

Anhand der Ergebnisse des sechsten Versuchsabschnitts konnte gezeigt werden, dass mit der solarthermischen Kombianlage auch eine direkte solare Raumheizung möglich ist, indem der RH-Speicher gleichzeitig be- und entladen wird. Entsprechendes kann für den TW-Speicher geschlossen werden, d.h. es kann Trinkwasser auch direkt solar erwärmt werden, indem der TW-Speicher gleichzeitig be- und entladen wird.

Zusammenfassung

Mit den hier dargestellten Versuchen im dynamischen Sonnensimulator konnten die im Kapitel 5.2.4 anhand des Hydraulikschemas dargelegten Betriebsmodi nachgebildet werden. Es wurden sowohl solare Be- als auch Entladungen der beiden Speicher durchgeführt und auch die direkte solare Bereitstellung von warmem Wasser für die Raumheizung bzw. Trinkwassererwärmung konnte realisiert werden. Anhand der durchgeführten Versuche wurde somit die Funktionsfähigkeit der entwickelten fassadenintegrierten solarthermischen Kombianlage, bestehend aus zwei Flachkollektoren, einem Speichermodul mit zwei getrennten Speichern für die solare Unterstützung der Trinkwassererwärmung und Raumheizung und einem Hydraulikmodul, aufgezeigt.

6.2.3 Speicherprüfungen

Zur Charakterisierung des thermischen Verhaltens der beiden Speicher des Speichermoduls wurden Messungen entsprechend der Prüfnorm EN 12977-3:2012 [38] bzw. in Anlehnung an diese Prüfnorm durchgeführt. Ähnlich wie beim ersten Prototyp lag auch hier der Fokus auf der Bestimmung der Speicherkennwerte effektiv nutzbares Speichervolumen, Wärmeverlust-rate des Speichers im Stillstand und effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit. Zusätzlich war von Interesse, inwieweit das Phasenwechselmaterial im Speicher für die Raumheizung diese Kennwerte (positiv) beeinflusst. Es wurden insgesamt 12 einzelne Speicherprüfungen durchgeführt, die in der folgenden Tabelle dargestellt sind.

Tab. 6.1: Übersicht über die durchgeführten Speicherprüfungen des Warmwasser- und des PCM-Speichers des Speichermoduls des zweiten Prototyps

Versuchs-Nr.	Geprüfter Speicher	Wesentlicher Prüfablauf (Be-/Entladung, Temperaturen)	Zweck des Versuchs
1	TW-Speicher (Warmwasser-Speicher)	- vollständige Beladung des Speichers mit 60 °C Vorlauf-temperatur - vollständige Speicherentladung direkt im Anschluss	Bestimmung des nutzbaren Speichervolumens und Aussagen über die thermische Schichtung im Speicher während der Be- und Entladung
2	TW-Speicher (Warmwasser-Speicher)	- wie Versuch 1, jedoch mit höherem Entladevolumenstrom	
3	TW-Speicher (Warmwasser-Speicher)	- Teilbeladung des Speichers mit 40 °C - direkt anschließend vollständige Entladung	mehr Informationen über die thermische Schichtung im Speicher
4	TW-Speicher (Warmwasser-Speicher)	- teilweise Beladung des Speichers mit 60 °C und anschließend sofortige Entladung - erneute teilweise Beladung mit 60 °C und nach einer Stillstandszeit von 24 h vollständige Entladung	Bestimmung der effektiven vertikalen Wärmeleitfähigkeit
5	TW-Speicher (Warmwasser-Speicher)	- vollständige Beladung mit 60 °C - vollständige Entladung nach einer Stillstandszeit von 48 h	Bestimmung der Wärmeverlust-rate des Speichers
6	RH-Speicher (PCM-Speicher)	- wie Versuch 2	Bestimmung des nutzbaren Speichervolumens und Aussagen über die thermische Schichtung im Speicher während der Be- und Entladung
7	RH-Speicher (PCM-Speicher)	- wie Versuch 1, jedoch einmal Beladung mit 40 °C und dann nochmals mit 60 °C	

8	RH-Speicher (PCM-Speicher)	- wie Versuch 4	Bestimmung der effektiven vertikalen Wärmeleitfähigkeit
9	RH-Speicher (PCM-Speicher)	- wie Versuch 5	Bestimmung der Wärmeverlustrate des Speichers
10	RH-Speicher (PCM-Speicher)	- wie Versuche 4 und 8, teilweise Beladung erfolgte hier jedoch nur mit 40 °C	Bestimmung der effektiven vertikalen Wärmeleitfähigkeit
11	RH-Speicher (PCM-Speicher)	- vollständige Beladung mit 40 °C - Teilentladung des Speichers - Teilbeladung mit 60 °C - Stillstandszeit von ca. 8 h - vollständige Entladung	Verifizierungstest für das PCM-Speichermodell
12	RH-Speicher (PCM-Speicher)	- wie Versuche 5 und 9, jetzt jedoch Beladung nur mit 40 °C und 72 h Stillstandszeit	Bestimmung der Wärmeverlustrate des Speichers

Wie aus Tabelle 6.1 erkennbar ist, wurden für den PCM-Speicher umfangreichere Speicherprüfungen durchgeführt als für den Warmwasserspeicher. Beispielsweise wurden die Versuche zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit und zur Bestimmung der Wärmeverlustrate zweimal durchgeführt, zum einen bei einer Beladung mit 40 °C und zum anderen bei einer Beladung mit 60 °C. Auch bei den Versuchen zur Bestimmung des nutzbaren Speichervolumens erfolgten die Beladungen sowohl mit 40 °C als auch mit 60 °C. Dies zielte darauf ab, den Einfluss des PCMs genauer zu untersuchen, da somit einerseits eine Beladung unterhalb der Schmelztemperatur des PCMs von ca. 44 °C und andererseits eine Beladung oberhalb dieser Schmelztemperatur erfolgte. Der Verifizierungstest diente dazu, die Auswahl des für die Bestimmung der Kennwerte des PCM-Speichers angewendeten Speichermodells in Verbindung mit den aus den Speicherprüfungen bestimmten Speicherkennwerten zu überprüfen.

Im Folgenden wird auf die wichtigsten Ergebnisse der in Tabelle 6.1 aufgeführten Speicherprüfungen eingegangen.

Ergebnisübersicht

In der nachfolgend dargestellten Tabelle 6.2 sind die ermittelten Speicherkennwerte nutzbares Speichervolumen, Wärmeverlustrate des Speichers im Stillstand sowie effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit für die beiden Speicher des Speichermoduls aufgeführt.

Tab. 6.2: *Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse der durchgeführten Speicherprüfungen des Warmwasser- und des PCM-Speichers des Speichermoduls des zweiten Prototyps*

Speicherkennwert	TW-Speicher (Warmwasser-Speicher)	RH-Speicher (PCM-Speicher)
Nutzbares Speichervolumen [l]	122,5	130,5
Wärmeverlustrate des Speichers im Stillstand [W/K]	1,79	1,64
Effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit [W/(m*K)]	3,3	21,2

Die Modellierung des PCM-Speichers erwies sich als schwierig, da mit verschiedenen für das Simulationsprogramm TRNSYS verfügbaren numerischen Speichermodellen zunächst keine befriedigenden Ergebnisse erzielt werden konnten. Nach der Erprobung mehrere Speichermodelle wurde schließlich die Entscheidung getroffen, das an der TU Graz entwickelte TRNSYS-Type 840 zu verwenden. Mit diesem TRNSYS-Type können Warmwasserspeicher mit integrierten PCM-Modulen unterschiedlicher Geometrie modelliert werden. Zur Abbildung des im Speicher enthaltenen PCMs wurde ein Modell mit insgesamt 307 PCM-Kugeln von je 50 mm Durchmesser verwendet und die Gesamtmasse des PCMs von ca. 18 kg sowie alle weiteren relevanten Herstellerangaben wie beispielsweise die Dichte des PCMs wurden dem Modell vorgegeben. Mithilfe des TRNSYS-Types 840 konnten schließlich die oben in Tabelle 6.2 aufgeführten Ergebnisse ermittelt werden. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass die zuvor genannten Angaben für Anzahl und Durchmesser der PCM-Kugeln nur sehr eingeschränkt mittels einer Parameteridentifikation bestimmt werden konnten.

Nutzbares Speichervolumen

Das nutzbare Speichervolumen wurde wie in Tabelle 6.2 zu sehen mit 122,5 l für den Warmwasserspeicher bzw. 130,5 l für den PCM-Speicher bestimmt. Das Verhältnis zum gesamten Volumen des Speicherbehälters von ca. 140 l (siehe Kapitel 5.2.2) beträgt somit etwa 88 bzw. 93 %. Im Vergleich zum Warmwasserspeicher des ersten Prototyps (siehe Kapitel 6.1.2) ergeben sich damit etwas bessere Werte, d.h. der Anteil des Totvolumens ist etwas geringer. Dies ist wahrscheinlich auf die bessere Positionierung der Anschlüsse zurückzuführen. Wie in Kapitel 6.1.2 für den Warmwasserspeicher des ersten Prototyps bereits ausgeführt wurde, ist das nutzbare Speichervolumen aufgrund der drucklosen Ausführung des Speichers zwangsläufig kleiner als das gesamte Volumen des jeweiligen Speicherbehälters, da die Speicherbehälter nicht vollständig befüllt werden können. Unter diesem Aspekt können die hier ermittelten Werte für das nutzbare Speichervolumen von 122,5 bzw. 130,5 l als zufriedenstellend angesehen werden.

Aus dem höheren nutzbaren Speichervolumen des PCM-Speichers im Vergleich zum Warmwasserspeicher lässt sich nicht schlussfolgern, dass damit auch die nutzbare Speicherkapazität des PCM-Speichers höher ist als die des Warmwasserspeichers, denn die nutzbare Speicherkapazität hängt des Weiteren maßgeblich von der Temperaturdifferenz zwischen dem Vor- und Rücklauf bei der Be- und Entladung des Speichers ab. Der Kennwert nutzbares Speichervolumen sagt daher nur etwas darüber aus, welches Volumen des Speichers für die Wärmespeicherung effektiv genutzt werden kann und welches Volumen als Totvolumen ungenutzt bleibt. Je näher der Wert für das nutzbare Speichervolumen am Wert für das Volumen des Speicherbehälters liegt, desto weniger Totvolumen weist der Speicher auf.

Wärmeverlustrate des Speichers im Stillstand

Die Wärmeverlustraten der beiden Speicher des Speichermoduls wurden zu 1,79 W/K für den Warmwasserspeicher und 1,64 W/K für den PCM-Speicher bestimmt. Im Vergleich zu einem konventionellen zylindrischen Speicher gleichen Volumens sind das relativ hohe Wärmeverlustraten. Nach den Kriterien des aktuellen europäischen Energielabels [39] würden die Speicher nur in der Energieeffizienzklasse D eingeordnet werden. Im Vergleich zum Warmwasserspeicher des ersten Prototyps, welcher bei einem Speichervolumen von etwa 400 l eine Wärmeverlustrate im Stillstand von ca. 7 W/K aufwies (siehe Kapitel 6.1.2), sind dies jedoch deutlich bessere Werte, denn **bezogen auf 100 l Speichervolumen** ergeben sich damit für den ersten Prototyp ca. 1,75 W/K, für den Warmwasserspeicher des Speichermoduls 1,28 W/K und für den PCM-Speicher des Speichermoduls 1,17 W/K.

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt erklären:

- Im Vergleich zum Warmwasserspeicher des ersten Prototyps ist das Speichermodul wesentlich besser wärmegeklämt, vor allem durch die allseitig angebrachten Vakuum-Isolationspaneele. Der Warmwasserspeicher des ersten Prototyps verfügt hingegen insbesondere auf der Vorderseite aufgrund der transparenten Wärmedämmung und auf der Seite zum Hydraulikraum wegen der nur 40 mm dicken Polystyrolämmung insgesamt über eine deutlich schlechtere Wärmedämmung.
- Im Vergleich zu einem zylindrischen Speicher gleichen Volumens weist ein Speicher mit rechteckiger Geometrie ein höheres Verhältnis von Speicher Oberfläche zu Speichervolumen und damit eine größere wärmeübertragende Oberfläche und somit selbst bei gleicher Wärmedämmung höhere Wärmeverluste auf.
- Es wird allerdings vermutet, dass sich die im Vergleich zu einem zylindrischen Speicher relativ hohen Wärmeverluste nicht allein durch die Geometrie erklären lassen, sondern dass auch bei diesem Speicher das Wärmedämmkonzept noch deutlich verbessert werden kann. Möglicherweise bestehen Wärmebrücken an Spalten zwischen den Vakuum-Isolationspaneelen, insbesondere am im Deckel befindlichen VIP, welches nur aufgelegt ist. Um dies weiter zu untersuchen, wären thermografische Aufnahmen des beladenen Speichermoduls sinnvoll. Derartige Untersuchungen konnten jedoch innerhalb der Projektlaufzeit nicht mehr durchgeführt werden. Des Weiteren könnte möglicherweise entweichender Wasserdampf aufgrund der fehlenden Abdichtung zwischen Deckel und Behälterwand der Speicherbehälter zu den hier ermittelten relativ hohen Wärmeverlusten geführt haben. Wie in Kapitel 5.2.2 bereits erläutert ist aus dem Speicher entweichender Wasserdampf auch mit einem Enthalpiestrom vom Speicherinneren an die Umgebung verbunden und dies bedeutet einen Wärmeverlust für den Speicher.

Bei der Bewertung der Wärmeverluste der beiden Speicher muss im Übrigen noch auf einen weiteren wichtigen Aspekt hingewiesen werden. Die in Tabelle 6.2 aufgeführten Werte wurden bei der Speicherprüfung eines einzelnen der beiden Speicher ermittelt, d.h. der zu prüfende Speicher wurde beladen und nach einer bestimmten Stillstandszeit entladen, während der andere, direkt daneben befindliche Speicher in dieser Zeit weder be- noch entladen wurde. Bzw. anders ausgedrückt berücksichtigen die ermittelten Kennwerte für die Wärmeverlustrate nicht, dass auch trotz der Vakuumdämmung zwischen beiden Speichern ein Wärmestrom von dem gerade zu prüfenden Speicher zum gerade nicht zu prüfenden Speicher stattfindet und dieser Wärmestrom nicht bzw. nicht vollständig als Wärmeverlust angesehen werden kann. Dieser Wärmestrom stellt nur für den gerade zu prüfenden Speicher einen Wärmeverlust dar und geht damit in den Kennwert der Wärmeverlustrate vollständig ein. Tatsächlich ist aber zumindest ein Teil dieser Wärme nicht verloren, sondern führt zur Erhöhung der Temperatur im anderen Speicher. In der nachfolgenden Abbildung 6.20 wird dies anhand der aufgezeichneten Temperaturen in den beiden Speichern während der Speicherprüfung Nr. 5 deutlich.

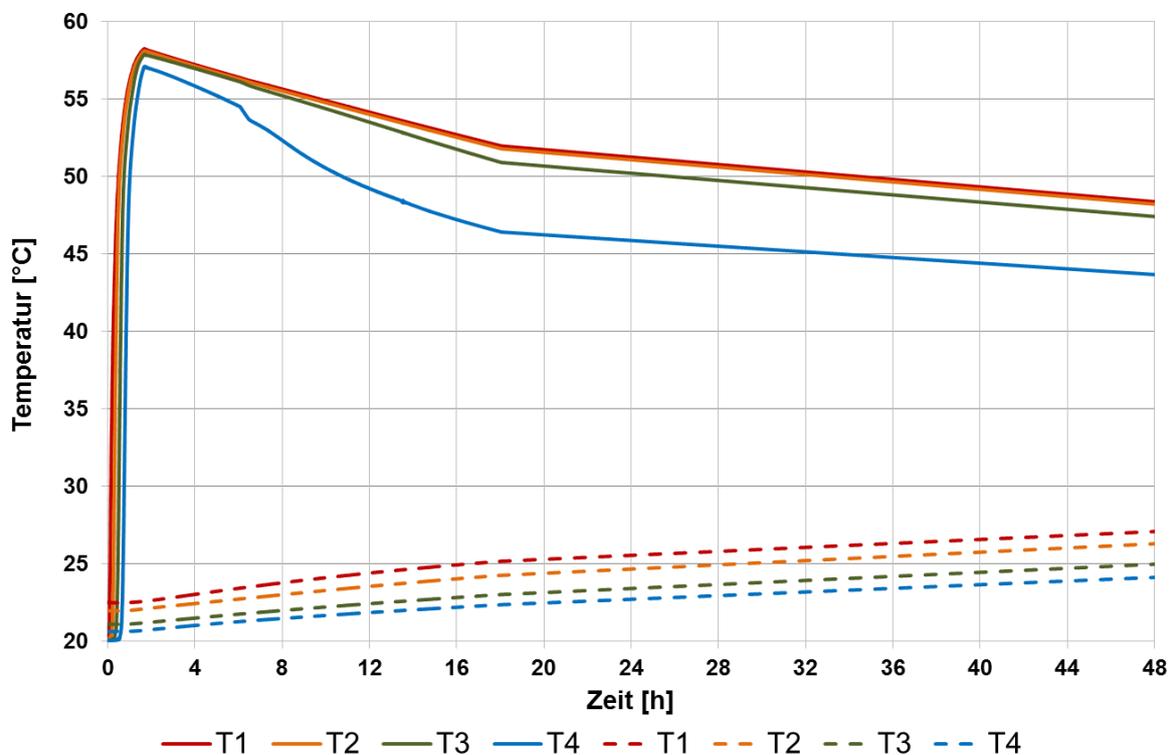


Abb. 6.20: Zeitlicher Verlauf der Temperaturen im TW-Speicher (durchgezogene Linien) und im RH-Speicher (gestrichelte Linien) während der 48-stündigen Stillstandszeit bei der Speicherprüfung Nr. 5; T1...T4: Temperatursensoren im jeweiligen Speicher von oben nach unten

In Abbildung 6.20 ist zu sehen, wie der Warmwasserspeicher zunächst auf etwa 60 °C beladen wird und sich danach die Stillstandszeit von 48 h anschließt. Die Entladung des Warmwasserspeichers nach der Stillstandszeit ist in Abbildung 6.20 nicht dargestellt.

Während der Stillstandszeit sinkt die Temperatur im oberen Teil des Warmwasserspeichers von etwa 58 °C auf etwa 48 °C ab, im unteren Teil des Warmwasserspeichers (blaue durchgezogene Linie) von etwa 57 °C auf etwa 44 °C. In der gleichen Zeit steigen die Temperaturen im RH-Speicher um etwa 3 - 4 K an.

Wenn daher anhand der Speicherprüfung Nr. 5 für den Warmwasserspeicher eine Wärmeverlustrate im Stillstand von 1,79 W/K ermittelt wurde, so ist diese eigentlich geringer, da die in den benachbarten Speicher übertragene Wärme hierbei nicht berücksichtigt wurde. Der benachbarte Speicher gibt seinerseits ebenfalls Wärme an die Umgebung ab, wobei während des in Abb. 6.20 gezeigten Versuchs die Wärmezufuhr größer als die Wärmeabgabe ist, da die Temperaturen im Speicher ansteigen.

Die Abbildung 6.20 zeigt damit implizit auch, dass bei der Bewertung der Wärmeverluste beide Speicher gemeinsam betrachtet werden müssen, da eine Wärmeübertragung auch zwischen den Speichern und nicht nur mit der Umgebung stattfindet. Der zuvor beschriebene Sachverhalt führt dazu, dass bei Simulationen des Gesamtsystems die Wärmeverluste des Speichermoduls überschätzt werden und somit eine etwas zu geringe thermische Leistungsfähigkeit für das Gesamtsystems bestimmt wird.

Effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit

Die effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit des Warmwasserspeichers ist mit 3,3 W/(m*K) sehr hoch. Für den PCM-Speicher wurde sogar noch eine höhere effektive Wärmeleitfähigkeit von 21,2 W/(m*K) ermittelt. Dieser Wert ist jedoch im Hinblick auf die mit der numerischen Modellierung des PCM-Speichers verbundenen Schwierigkeiten als fragwürdig zu betrachten. Mit der Wärmeleitfähigkeit des PCMs ist dieser Wert jedoch nicht erklärbar, denn diese ist mit 0,2 W/(m*K) sogar geringer als die Wärmeleitfähigkeit von Wasser, welche bei 20 °C etwa 0,6 W/(m*K) beträgt.

Unabhängig davon kann festgestellt werden, dass die effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit der beiden Speicher sehr hoch ist. Die Ursache liegt zum einen wie schon in Kapitel 6.1.2 für den ersten Prototyp angesprochen in der Speichergeometrie in Verbindung mit einer relativ hohen Wärmeverlustrate. Zum anderen sind die hohen Werte für die beiden Speicher durch die Gestaltung der Eintritte begründet. Durch den Strömungseinlass an nur einer Stelle an der Stirnseite des Speichers kommt es vermutlich zu einer starken Vermischung während der Be- und Entladung des Speichers. Bei einem Speicher mit der hier vorliegenden Geometrie, d.h. einem Speicher dessen Länge größer als dessen Höhe ist, sollte der Eintritt besser an mehreren Stellen über der gesamten Länge des Speichers erfolgen. Dies kann beispielsweise erreicht werden, indem ein Rohr mit mehreren seitlichen Öffnungen verwendet wird, das sich über die gesamte Länge des Speichers erstreckt. Zur Dimensionierung eines solchen Rohres wird auf das ebenfalls am ITW/TZS durchgeführte Forschungsprojekt UniSto [40] verwiesen.

Eine andere Maßnahme zur Reduzierung von Vermischungen im Speicher und somit zur Verbesserung der thermischen Schichtung im Speicher ist die Nutzung von Prallblechen. Bei den unteren Anschlüssen lässt sich z. B. der Speicherboden als Prallblech nutzen, indem die Anschlüsse ein Stück nach oben gesetzt werden und wie bei den oberen Anschlüssen ein Winkel nach unten Richtung Speicherboden geführt wird. Bei den oberen Anschlüssen müssten kleine Prallbleche unter den Austrittsöffnungen der Rohrbögen angebracht werden. Alternativ dazu könnten sowohl die oberen als auch die unteren Anschlüsse anstatt mit Winkeln als T-Stücke ausgeführt werden. In diesem Fall fungieren die Längsseiten des Speichers als Prallbleche.

Die ermittelten hohen effektiven vertikalen Wärmeleitfähigkeiten führten außerdem dazu, dass Prüfsequenzen, bei denen der jeweilige Speicher nur teilweise be- oder entladen wurde (siehe Tabelle 6.1), numerisch nur schlecht nachgebildet werden konnten.

Fazit

Für das Verhältnis von nutzbarem Speichervolumen zum Gesamtspeichervolumen wurden für die beiden Speicher des Speichermoduls etwas bessere Werte als für den Warmwasserspeicher des ersten Trinkwassermoduls ermittelt. Der Anteil des nicht genutzten Totvolumens ist somit beim Speichermodul etwas geringer als beim Warmwasserspeicher des Trinkwassermoduls.

Die Wärmeverlusten der Speicher des Speichermoduls sind im Vergleich zum Warmwasserspeicher des ersten Prototyps deutlich geringer. Dies war auch zu erwarten, denn der Warmwasserspeicher des ersten Prototyps ist zur Vorderseite gar nicht bzw. nur durch die in einen Abstand von ca. 4,5 cm angeordnete transparente Wärmedämmung wärmegeklämt. Das Speichermodul hingegen ist allseitig mit Vakuum-Isolationspaneelen wärmegeklämt.

Im Vergleich zu einem konventionellen zylindrischen Warmwasserspeicher gleichen Volumens weisen die Speicher des Speichermoduls allerdings noch eine relativ hohe Wärmeverlustrate auf. Dies ist einerseits auf das größere Verhältnis von Speicheroberfläche zu Speichervolumen aufgrund der rechteckigen Geometrie zurückzuführen. Andererseits ist zu vermuten, dass durch Spalte zwischen den Vakuum-Isolationspaneelen an einigen Stellen Wärmebrücken entstehen und dass eventuell auch durch aus den Speichern entweichender Wasserdampf zusätzliche Wärmeverluste entstehen.

Die effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit und damit die Vermischung im Speicher sind bei den beiden Speichern des Speichermoduls ziemlich hoch. In dieser Hinsicht muss am Speicherkonzept noch nachgebessert werden, beispielsweise durch eine andere Konstruktion der Speicheranschlüsse die zu einer Beruhigung des einströmenden Fluids führen. Damit kann die thermische Schichtung im Speicher bzw. deren Erhalt während der Be- und Entladung verbessert werden.

Die Frage, inwieweit sich das Phasenwechselmaterial (PCM) positiv auf das thermische Verhalten des Speichers auswirkt, kann allein anhand der ermittelten Speicherkennwerte nicht beantwortet werden, zumal sich der PCM-Speicher wie bereits angesprochen mit dem gewählten Modell auch nicht vollständig abbilden ließ. Ob das PCM die thermische Leistungsfähigkeit des Speichers in solch einer Weise verbessert, dass die höheren Kosten gerechtfertigt sind, können nur weitere, detailliertere messtechnische Untersuchungen und Simulationsrechnungen beantworten, welche im Rahmen dieses Projektes jedoch nicht durchgeführt werden konnten.

7 Aufbau einer Testzelle zur Außenprüfung und für Langzeitmessungen (AP6)

7.1 Vorbemerkungen zur Errichtung des Außenprüfstandes und zum Umfang der Langzeitmessungen

Obwohl eine Bearbeitung dieses Arbeitspunktes zu einem derart frühen Zeitpunkt noch nicht vorgesehen war, wurde bereits zu Beginn des Jahres 2012 ein Vorschlag für eine Aufstellung von Testzellen für die Außenprüfung erarbeitet und es wurden darauf basierend mit dem Dezernat für Technik und Bauten der Universität Stuttgart sowie mit dem Universitätsbauamt mehrere Gespräche geführt. Das Ziel dieser Gespräche war primär die Identifikation einer Fläche auf dem Universitätscampus in Stuttgart-Vaihingen, vorzugsweise in der Nähe eines der Institutsgebäude des ITW, zur Aufstellung der Testzellen. Obwohl mehrere Gespräche mit den beteiligten Institutionen und involvierten Personen erfolgten, war es nicht möglich, in einem Zeitraum von eineinhalb Jahren eine Bau- bzw. Aufstellgenehmigung der Testzellen bis zum Sommer 2013 zu bekommen, wie dies für eine planungsgemäße Projektbearbeitung notwendig gewesen wäre. Hierdurch wurde ein Zeitverzug bei der Projektbearbeitung von mehr als zwei Jahren verursacht.

Im Jahr 2014 wurde versucht, stattdessen zumindest eine Testzelle auf einer freien Dachfläche des Gebäudes Pfaffenwaldring 10 aufzustellen. Diese Aufstellung wurde zunächst als völlig problemlos realisierbar angesehen, da vom ITW bei der Planung des Gebäudes eine nutzbare Dachlast von 1.000 kg/m^2 beantragt wurde und die temporäre Aufstellung von Containern auf institutseigenen Dachflächen auch keine baurechtliche Genehmigung erfordert. Nach anfänglicher positiver Bewertung dieses Standorts zeigte sich bei einer detaillierten statischen Prüfung, dass dieser Standort nicht die notwendigen statischen Voraussetzungen erfüllt. Ausschlaggebend hierfür war die Tatsache, dass die Dachfläche lt. Bauplan nur für eine Flächenlast von 500 kg/m^2 konzipiert worden ist, wovon jedoch bereits rund 250 kg/m^2 zur Aufnahme der bereits auf der Dachfläche als Dachabschluss und Witterungsschutz dienenden Betonplatten benötigt werden. Die verbleibende Dachlast von ca. 250 kg/m^2 reichte jedoch zur Aufstellung des als Testzelle vorgesehenen „Bürocontainers“ nicht aus, da zusätzlich zum Gewicht des eigentlichen Containers incl. der integrierten multifunktionalen Fassadenkomponenten auch noch das Gewicht einer für einen gleichmäßigen Lasteintrag sowie für eine Erhöhung des Containers zur Vermeidung von partieller Verschattungen durch eine Dachbrüstung in die Dachoberfläche notwendigen Stahlkonstruktion die Dachfläche belasten würde.

Aus diesem Grund musste zum wiederholten Mal eine Suche nach einem Standort für die Außenaufstellung der Testzelle gesucht werden, welcher letztendlich auf dem sogenannten „Birkhofgelände“, einer Freiversuchsfläche am Rande des Universitätscampus in Stuttgart-Vaihingen, auch gefunden wurde. Der Beschaffungsantrag für den Container wurde allerdings in der Zwischenzeit durch die Universitätsverwaltung so lange nicht frei gegeben, bis die Frage der Statik bzw. einer Aufstellgenehmigung geklärt war, sodass hierdurch weitere Verzögerungen von mehreren Monaten unvermeidlich waren.

Im Gegensatz zu der ursprünglichen Planung, in welcher drei parallel nebeneinander stehende Bürocontainer vorgesehen waren, nämlich jeweils einer für jeden Prototyp sowie einer als Referenz-Container, konnte nur ein einziger Container als Außenprüfstand errichtet werden. Zum einen ist dies durch den begrenzten Platz am letztendlich identifizierten Aufstellort bedingt, zum anderen wurde aufgrund der bürokratischen Komplikationen und dem damit

verbundenen weiteren Zeitverzug Abstand von der ursprünglichen Lösung mit den drei Containern genommen.

Der als Außenprüfstand dienende Wohn- bzw. Bürocontainer, im Folgenden vereinfachend „Container“ genannt wurde somit schließlich erst Mitte März 2015 angeliefert. Abbildung 7.1 zeigt einige Fotos vom Tag der Aufstellung. Wie aus den Fotos erkennbar ist, steht der Container auf einer stählernen Unterkonstruktion, welche wiederum auf insgesamt 6 kleinen Betonpfeilern errichtet wurde. Im Bild links unten ist die etwa 6 m lange Südseite des Containers zu sehen, welche für den Einbau des bzw. der Prototypen der multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente vorgesehen ist. Das einzige Fenster des Containers befindet sich auf dessen Ostseite und ist ebenfalls im Bild links unten zu sehen. Das Bild rechts unten zeigt den Treppenzugang auf der Westseite des Containers. Die Ost- bzw. Westseite des Containers ist etwa 2,4 m lang, die Höhe des Containers beträgt rund 2,6 m. Die Wände des Containers sind aus einzelnen Wandelementen aufgebaut, die sich herausnehmen lassen. Beispielsweise besteht die Südseite aus 5 Wandelementen mit einer Größe von jeweils etwa 1,2 m Breite und 2,3 m Höhe.





Abb. 7.1: Container für den Außenprüfstand bei der Anlieferung

Aufgrund der oben geschilderten massiven Verzögerungen bei der Errichtung des Außenprüfstandes sowie aufgrund der Tatsache, dass entgegen der ursprünglichen Planung nur noch ein Container aufgestellt wurde, konnte innerhalb der Projektlaufzeit nur der erste Prototyp (Trinkwassermodul) in diesen Container eingebaut und intensiv messtechnisch untersucht werden. Der zweite Prototyp, das sogenannte Kombimodul mit einer fassadenintegrierten solarthermischen Kombianlage, konnte aus Zeitgründen nicht mehr in den Außenprüfstand eingebaut und auf diesem vermessen werden, wobei dieser zweite Prototyp ohnehin nur mit einem der beiden Kollektoren hätte eingebaut werden können, da durch den Einbau des ersten Prototyps bereits ein zu großer Anteil an der Südseite belegt ist. Sämtliche in diesem Kapitel 7 dargestellte Beobachtungen und Messergebnisse beziehen sich daher ausschließlich auf den ersten Prototyp, d.h. das Trinkwassermodul, welches im Zeitraum von Juni 2015 bis zum jetzigen Zeitpunkt (Februar 2016) detailliert messtechnisch untersucht wurde. Die Messungen wurden bewusst auch nach dem formalen Ende des Vorhabens zum 30.06.2015 über einen Zeitraum von 8 Monaten bis Februar 2016 fortgeführt, um aussagekräftige Informationen über das Verhalten des Trinkwassermoduls unter realen Betriebsbedingungen erhalten zu können.

Wie bereits zuvor erwähnt konnte der zweite Prototyp, d.h. das Kombimodul, aufgrund der massiven zeitlichen Verzögerungen bei der Errichtung des Außenprüfstands nicht im Außentest untersucht werden. Da dies bereits deutlich vor Projektende absehbar war, wurden die hierfür ursprünglich vorgesehenen Personalressourcen in Abstimmung mit dem Projektträger für die Durchführung der in Kapitel 9 beschriebenen ökologischen sowie der in Kapitel 10 dokumentierten ökonomischen Bewertung von solaren Gebäudekomponenten verwendet, da diese beiden Arbeitspunkte nicht Bestandteil des ursprünglichen Projektantrags waren.

7.2 Einbau des ersten Prototyps

In Abbildung 7.2 ist der in den Container eingebaute Prototyp sowie die außen angebrachte Messtechnik, d.h. ein Pyranometer für die Erfassung der solaren Einstrahlung in Fassadenebene sowie ein strahlungsgeschützter Pt100-Sensor für die Erfassung der Außentemperatur, zu sehen. Da die Einstrahlung über der Höhe des Prototyps nicht ganz einheitlich ist, wurde das Pyranometer auf halber Höhe des Prototyps angebracht, um somit einen mittleren Wert für die solare Einstrahlung auf den Prototyp zu erfassen.



Abb. 7.2: In den Container eingebauter Prototyp

Im Folgenden werden die wesentlichen Arbeitsschritte beim Einbau des Prototyps in die Containerfassade beschrieben. Der erste Hauptarbeitspunkt bestand im Ausbau von drei der insgesamt fünf herausnehmbaren Wandelemente (siehe Abbildung 7.3 links), wobei eines dieser Wandelemente auf eine passende Breite geschnitten und nach dem Einbau des Prototyps wieder in den Container eingesetzt wurde. Als nächster Schritt folgte der Transport des Prototyps vom Institutsgebäude des ITW auf das Birkhofgelände mittels Kran und Lkw (siehe Abbildung 7.3 rechts). Das Einsetzen des Prototyps in den Container erfolgte mittels Gabelstapler, wobei kurz vor diesem Arbeitsschritt die für den Transport im Labor dienende Unterkonstruktion mit den Rollen demontiert wurde.



Abb. 7.3: Innenansicht des Containers mit ausgebauten Wandelementen (links); Transport des Prototyps mittels Kran und Lkw (rechts)

Der in den Container eingesetzte Prototyp wurde im Innenraum über Metallwinkel befestigt und an der Außenseite wurden sämtliche noch vorhandene Freiräume zwischen Prototyp und Container mittels Holzkonstruktionen geschlossen, die auf der Innenseite mit einer Wärmedämmung versehen wurden. Anschließend wurde die Verbindung des Prototyps an den auf dem Gelände vorhandenen Wasseranschluss vorgenommen und die Messtechnik wurde neu eingerichtet, wobei die eingesetzten Sensoren und deren Position am Modul im Wesentlichen mit denen der Laborprüfungen übereinstimmen. Ein Foto des Innenraumes mit eingesetztem Prototyp und eingerichteter Messtechnik ist in der folgenden Abbildung 7.4 zu sehen.



Abb. 7.4: Innenraum des Containers mit eingebautem Prototyp

7.3 Messergebnisse auf dem Außenprüfstand

7.3.1 Ziele der Messungen auf dem Außenprüfstand

In Kapitel 6.1 wurde anhand der Messergebnisse im dynamischen Sonnensimulator gezeigt, dass sich der Warmwasserspeicher über die vorderseitige transparente Wärmedämmung (TWD) thermisch beladen lässt, wobei sich die Temperaturen im Speicher aufgrund des relativ großen Verhältnisses von Speichervolumen zu TWD-Fläche relativ langsam erhöhen. Dabei wurde der Prototyp im Sonnensimulator vergleichsweise hohen Bestrahlungsstärken auch über längere Zeiträume (mehr als 12 h) ausgesetzt und die Umgebungstemperatur wurde während der Versuche auf einem konstanten Wert gehalten. In der Realität treten diese hohen Bestrahlungsstärken aufgrund von unterschiedlicher Bewölkung sowie des Wechsels von Tag und Nacht und dem unterschiedlichen Einstrahlwinkel im Tagesverlauf nicht über einen derart langen Zeitraum auf und die Umgebungstemperatur ist teils beträchtlichen Schwankungen unterworfen.

Von daher war es ein Ziel dieser Messungen auf dem Außenprüfstand, zu untersuchen, inwieweit nun unter realen Bedingungen, d.h. im Wechsel von Tag und Nacht mit Schwankungen in der Umgebungstemperatur und auch an Tagen mit geringerer oder fehlender Einstrahlung, ausreichende Temperaturerhöhungen im Speicher für die Trinkwassererwärmung erreicht werden können. Auch ist es von Interesse, welche Absorberrtemperaturen unter realen Bedingungen auftreten und ob bestimmte Bauteile oder Bereiche des Prototyps der Gefahr einer Überhitzung ausgesetzt sind. Bei niedrigeren Außentemperaturen hingegen ist von Interesse, ob die Wärmeverluste eventuell so hoch sind, dass die solaren Wärmegewinne kompensiert werden und somit kein Nutzen aus dem multifunktionalen solarthermischen Fassadenelement resultiert. Aufgrund des Speichermediums Wasser stellt sich außerdem die Frage, ob bei Außentemperaturen unter dem Gefrierpunkt Frostgefahr besteht oder ob die Wärmedämmung in Verbindung mit der hohen Speichermasse und der im Winter unter günstigem Einstrahlwinkel auf das Fassadenelement auftreffenden Solarstrahlung ein Einfrieren verhindern kann. Des Weiteren wurde untersucht, inwieweit durch den Einbau des Fassadenelementes eine Überhitzung des Innenraumes auftritt bzw. wie sich die Temperatur an der Rückwand des Trinkwassermoduls verhält.

7.3.2 Temperaturen am Absorber und im Speicher (Sommer)

Für einen beispielhaften Sommertag, den 24.06.2015, sind in der folgenden Abbildung 7.5 die gemessene Außentemperatur sowie die solare Einstrahlung in der Fassadenebene (zur Position des Pyranometers siehe Kapitel 7.2) im Tagesverlauf aufgezeichnet. Wie dem Graphen für die solare Einstrahlung zu entnehmen ist, geht die Sonne um etwa 5.45 Uhr auf und im Anschluss daran ist ein Anstieg in der solaren Einstrahlung bis auf Maximalwerte von etwa 620 W/m^2 zwischen 13.00 und 15.00 Uhr zu verzeichnen, wobei sich immer wieder größere Schwankungen bei der Einstrahlung ergeben die durch eine wechselnde Bewölkung bedingt sind. Um ca. 21.15 Uhr geht die Sonne unter und folglich ist keine solare Einstrahlung mehr zu verzeichnen. Die Außentemperatur liegt zu Beginn des Tages bei etwa $10 \text{ }^\circ\text{C}$ und erreicht ihren Tiefstwert von etwa $7 \text{ }^\circ\text{C}$ kurz vor Sonnenaufgang. Im Tagesverlauf steigt die Außentemperatur stetig bis auf ca. $24 \text{ }^\circ\text{C}$ um 17.30 Uhr an, danach sinkt sie bis zum Ende des Tages auf etwa $11 \text{ }^\circ\text{C}$ ab.

In den beiden Abbildungen 7.6 und 7.7 sind für diesen Sommertag die Temperaturen am Absorber in zwei verschiedenen und im Speicher in drei verschiedenen Höhen aufgetragen.

Die Höhen der Temperatursensoren entsprechen dabei jenen der zweiten Messungen im dynamischen Sonnensimulator, siehe Kapitel 6.1.

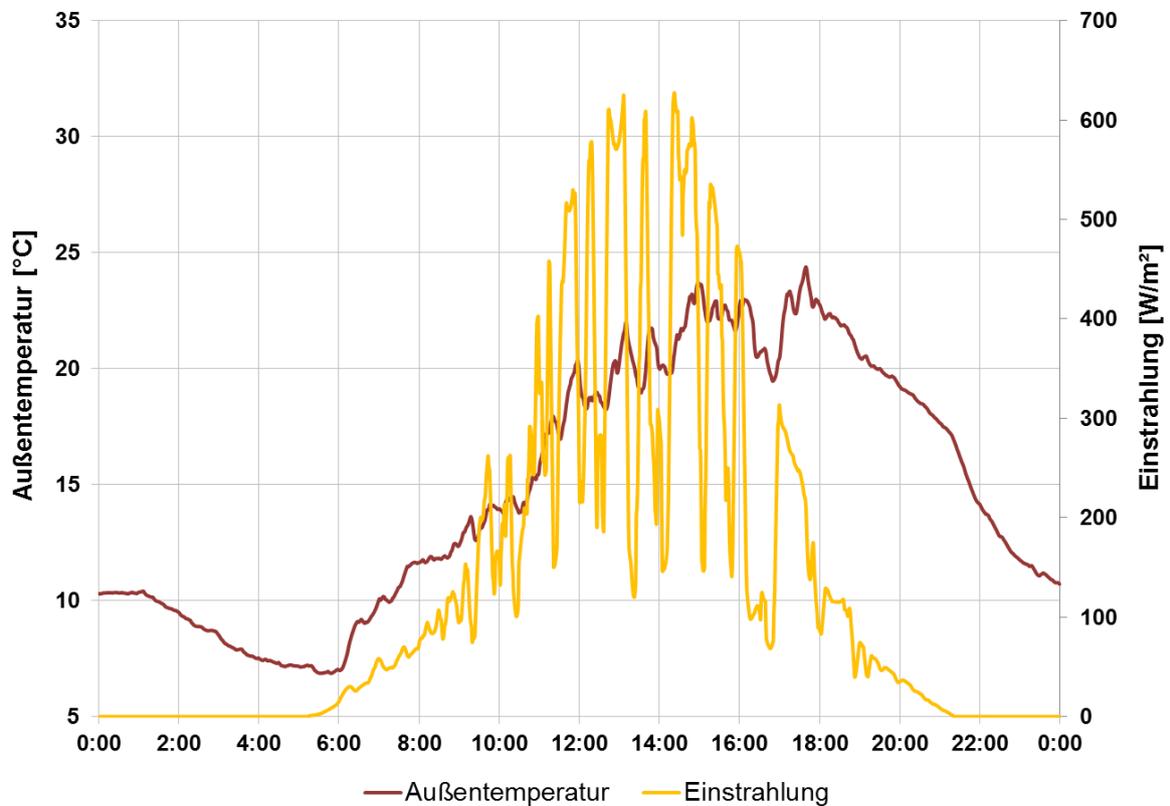


Abb. 7.5: Außentemperatur und solare Einstrahlung in Fassadenebene am 24.06.2015

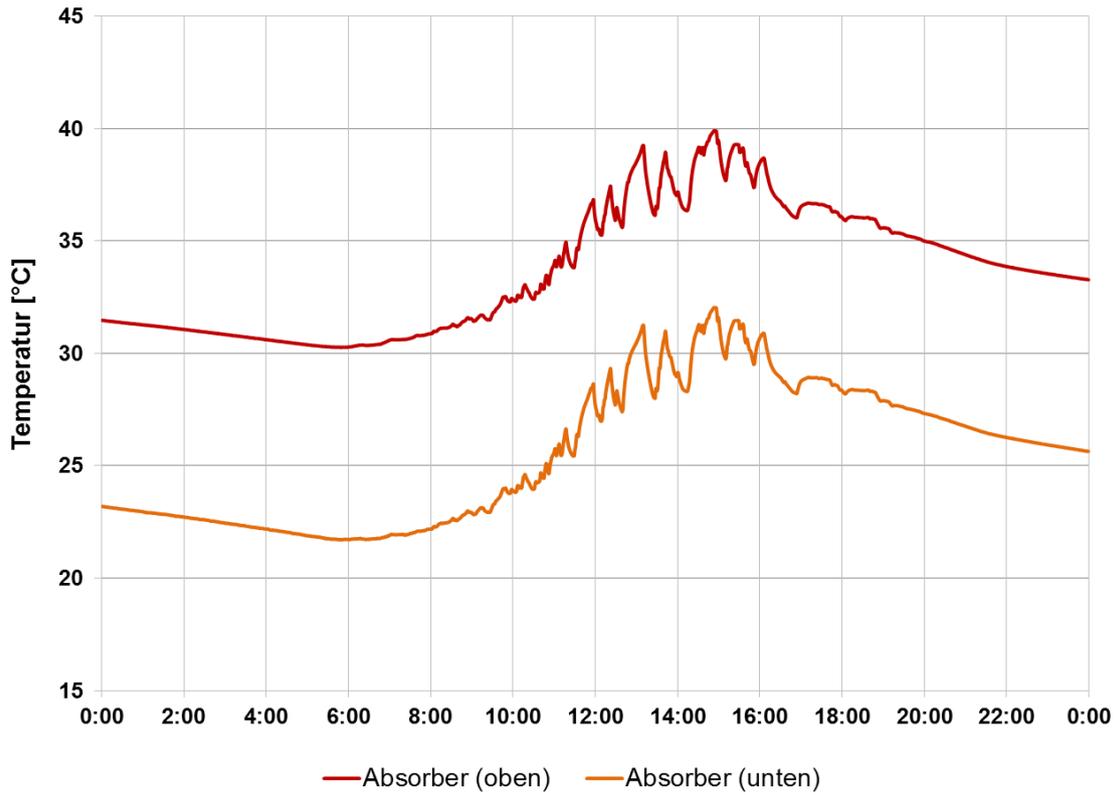


Abb. 7.6: Temperaturen am Absorber am 24.06.2015

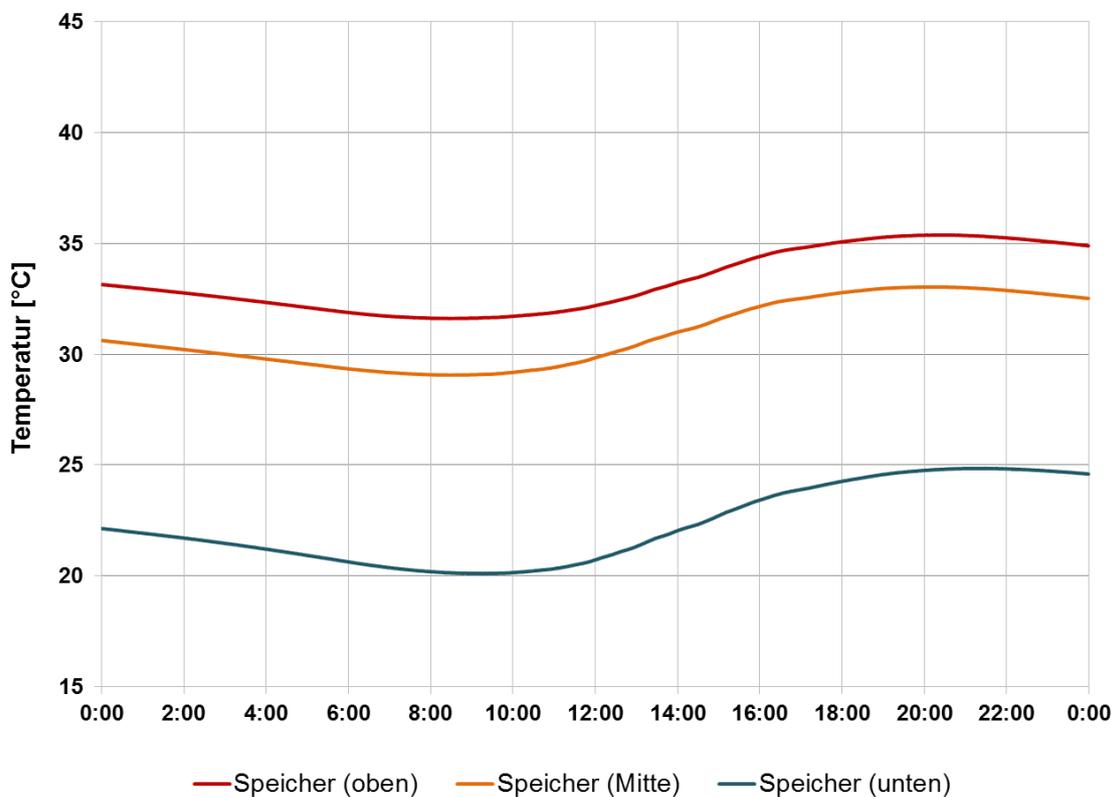


Abb. 7.7: Temperaturen im Speicher am 24.06.2015

Wie in Abbildung 7.6 erkennbar ist, werden an diesem Sommertag am Absorber Temperaturen von bis zu 40 °C (oben) bzw. 32 °C (unten) erreicht. Im Vergleich zu den minimalen Temperaturen am Absorber kurz vor Sonnenaufgang konnte die Temperatur um etwa 10 K erhöht werden. Im Gegensatz hierzu steigen die Temperaturen im Speicher nur um etwa 5 K an und im Vergleich zwischen Tagesbeginn und Tagesende haben sich die Temperaturen im Speicher nur um 2 - 3 K erhöht. Weiterhin ist zu erkennen, dass bei den Absorbertemperaturen entsprechend der vorhandenen solaren Einstrahlungen größere Schwankungen im Tagesverlauf auftreten, wohingegen bei der Aufzeichnung der Speichertemperatur sehr flache Kurvenverläufe ohne eine ausgeprägte Dynamik zu beobachten sind.

Zur Vertiefung dieser Beobachtungen sind in den beiden Abbildungen 7.8 und 7.9 die Temperaturverläufe am Absorber und im Speicher an vier aufeinander folgenden Sommertagen 23.06. bis 26.06.2015 dargestellt. Auf die Darstellung der äußeren Bedingungen wird an dieser Stelle verzichtet, da diese sehr ähnlich wie am 24.06.2015, siehe Abbildung 7.5, waren.

Als erstes ist zu erkennen, dass sowohl die Absorber- als auch die Speichertemperaturen im Verlaufe dieser vier warmen und strahlungsreichen Sommertage immer weiter ansteigen. Während am 23.06. die Speichertemperaturen am Ende des Tages bei 33,1 °C (oben), 30,6 °C (Mitte) und 22,1 °C (unten) liegen, betragen sie am Ende des 24.06. 34,9 °C (oben), 32,5 °C (Mitte) und 24,6 °C (unten) und am Ende des 25.06. 37,2 °C (oben), 34,9 °C (Mitte) und 27,5 °C (unten). Die jeweiligen Maximalwerte des Tages betragen am Absorber (oben) ca. 37,9 °C, 39,9 °C, 41,6 °C und 45,0 °C (23.-26.06.) und am Speicher (oben) 33,8 °C, 35,4 °C und 37,6 °C (23.-25.06.).

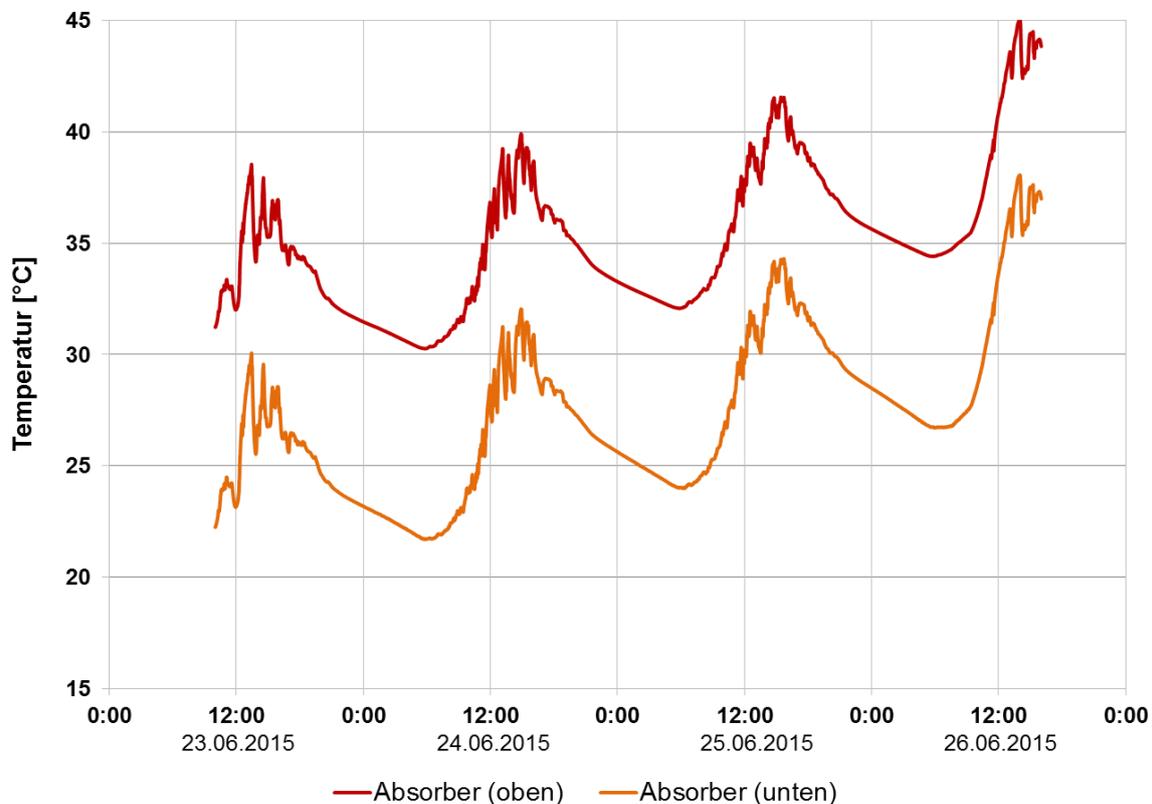


Abb. 7.8: Temperaturen am Absorber im Zeitraum 24.-26.06.2015

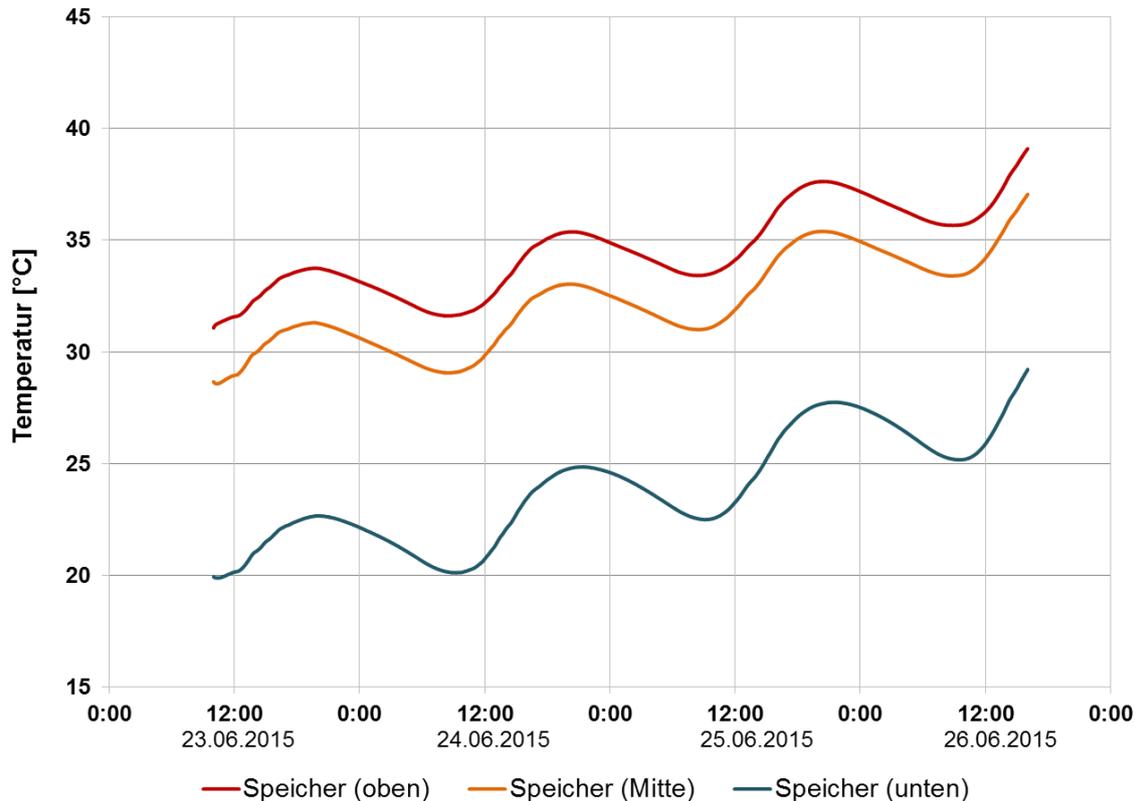


Abb. 7.9: Temperaturen im Speicher im Zeitraum 24.-26.06.2015

Anhand der genannten und in Abbildung 7.9 dargestellten Messwerte für die Speichertemperaturen zeigt sich wieder die große Trägheit des Trinkwassermoduls als Folge des großen Verhältnisses von Speichervolumen zu TWD-Fläche. So ist aus Abbildung 7.9 erkennbar, dass die Temperatur im Speicher nach vier sonnenreichen Tagen um noch nicht einmal 10 K angestiegen ist.

Als weitere Beobachtung, die sich aus den Abbildungen 7.8 und 7.9 ableiten lässt, soll hier noch auf den unterschiedlichen Zeitpunkt der Minimal- und Maximaltemperaturen eines Tages eingegangen werden. Während das Maximum der Absorbtemperatur an den vier oben gezeigten Sommertagen zwischen 14.00 und 15.30 Uhr zu beobachten ist, wird die Maximaltemperatur des jeweiligen Tages im Speicher erst zwischen 19.30 und 20.30 Uhr erreicht. Auch die Minimaltemperaturen eines Tages sind im Speicher gegenüber den Minimaltemperaturen am Absorber zeitlich verschoben. So tritt die minimale Temperatur im Speicher an diesen vier Sommertagen etwa um 8.30 bis 9.00 Uhr auf, wohingegen die niedrigsten Absorbtemperaturen kurz vor Sonnenaufgang um etwa 5.45 Uhr zu beobachten sind. Für den Absorber konnte also bereits dann ein Ansteigen der Temperatur beobachtet werden, wenn das Fassadenelement selbst noch verschattet ist und nur eine diffuse Strahlung von wenigen W/m^2 vorhanden ist. Aufgrund der Trägheit des Systems dauert es jedoch eine gewisse Zeit, bis die Wärme am Absorber auf den Speicherinhalt übertragen wird bzw. bis der Absorber so warm ist, dass seine Temperatur über der Speichertemperatur an der entsprechenden Stelle liegt. Am Nachmittag wiederum ist der Absorber noch einige Stunden nach Erreichen der Maximaltemperatur wärmer als der Speicherinhalt an dieser Stelle, sodass weiterhin Wärme an das Speicherwasser übertragen wird und folglich das Maximum der Speichertemperatur erst am Abend erreicht wird. Ursächlich für die beobachteten Effekte ist

vermutlich auch die Tatsache, dass im Speicher keine horizontal isotherme Temperaturverteilung herrscht.

Auf den folgenden Fotos ist für einen beispielhaften Sommertag, in diesem Fall, den 01.07.2015, zu sehen, wann das Trinkwassermodul wie stark verschattet ist. Auf dem Bild links oben ist erkennbar, dass der Prototyp um kurz vor 8 Uhr noch verschattet ist. Wie bereits erwähnt erwärmt sich der Absorber in dieser Zeit trotzdem durch die vorhandene diffuse Solarstrahlung, welche zu diesem Zeitpunkt etwa 100 W/m^2 beträgt. Die Bilder rechts oben und links unten zeigen den Prototypen um die Mittagszeit bei Einstrahlungen von 450 bis 500 W/m^2 an diesem Tag. Es ist erkennbar, dass eine minimale Verschattung oben am Prototyp auftritt, welche durch die etwas überhängende Oberkante des Containers bedingt ist. Um etwa 19 Uhr steht der Prototyp bereits einige Zeit wieder im Schatten, die am Pyranometer gemessene Einstrahlung beträgt zu diesem Zeitpunkt etwa 70 W/m^2 .

An diesem 01.07.2015 wurde auch eine Warmwasserzapfung durchgeführt, da nach mehreren warmen und sonnenreichen Tagen im oberen Bereich des Speichers eine Temperatur von etwa $44 \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht war, wie aus Abbildung 7.11 abgelesen werden kann. Vor dem Beginn der Zapfung befindet sich warmes, stehendes Fluid in den Rohrleitungen des Zapfkreises, weshalb für Vor- und Rücklauf eine annähernd gleiche Temperatur von ca. $33 \text{ }^\circ\text{C}$ gemessen wurde. Nach einer kurzen Übergangsphase sinkt die Rücklauftemperatur auf die Kaltwassertemperatur des Wasseranschlusses ab und aufgrund der Wärmelieferung durch das Trinkwassermodul kann warmes Wasser gezapft werden, wobei die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf zu Beginn der Zapfung bis zu etwa 25 K beträgt. Durch die Entnahme von Wärme aus dem Speicher sinkt die Speichertemperatur mit fortschreitender Zapfdauer kontinuierlich ab und beträgt am Ende der etwa 25-minütigen Zapfung noch knapp $36 \text{ }^\circ\text{C}$. Die Vorlauftemperatur bzw. die Temperatur des gezapften Warmwassers sinkt dadurch ebenfalls ab, da am Wärmeübertrager immer eine gewisse Temperaturdifferenz benötigt wird. Da die Kaltwassertemperatur im Rücklauf nur um einige wenige Kelvin während der Zapfung absinkt, die Vorlauftemperatur jedoch um etwa 15 K, verringert sich auch die nutzbare Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf auf etwa 12 K am Ende der Zapfung. Für die in Abbildung 7.11 gezeigte Warmwasserzapfung betrug das gezapfte Warmwasservolumen ca. 107 l und die insgesamt gezapfte Energiemenge betrug etwa 2,3 kWh.



7.53 Uhr



11.13 Uhr



13.51 Uhr



19.02 Uhr

Abb. 7.10: Verschattung des Prototyps zu verschiedenen Uhrzeiten am 01.07.2015

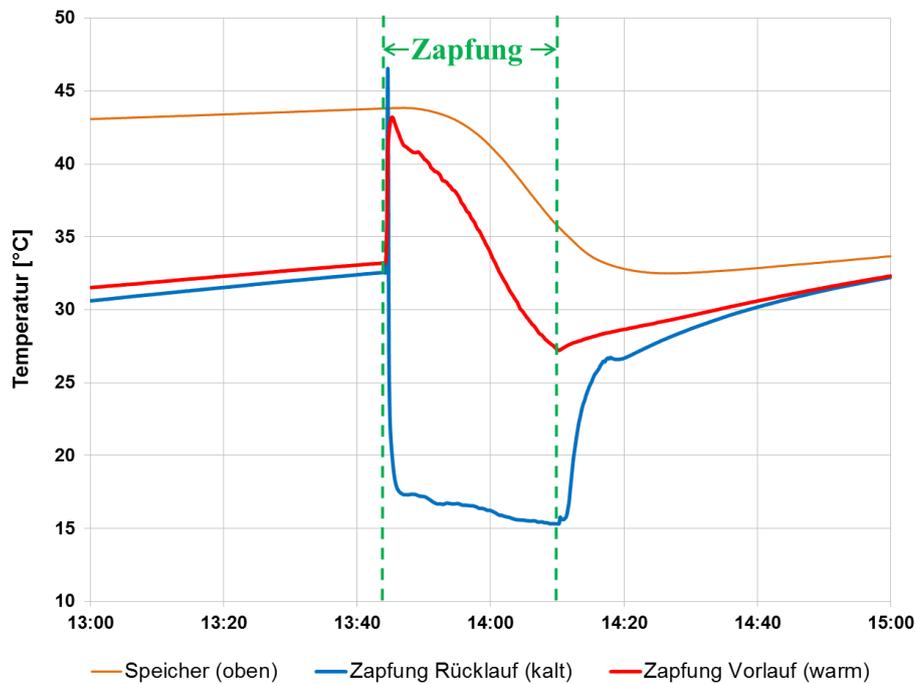


Abb. 7.11: Temperaturen im Zapfkreis und im Speicher während einer Warmwasserzapfung am 01.07.2015

7.3.3 Temperaturen am Absorber und im Speicher (Herbst/Winter)

Im Vergleich zum Sommer ist das multifunktionale solarthermische Fassadenelement im Winter zum einen tieferen Umgebungstemperaturen, zum anderen aber auch einer höheren maximalen Einstrahlung infolge der tiefer stehenden Sonne ausgesetzt, wobei allerdings die Sonnenscheindauer insgesamt kürzer ist als im Sommer. Während im Sommer maximale Werte für die solare Einstrahlung von etwa $600 - 750 \text{ W/m}^2$ am Pyranometer gemessen wurden (siehe als Beispiel den 24.06.2015 in Abbildung 7.5), waren es Mitte Oktober teilweise bis zu 850 W/m^2 und im Dezember und Januar bis über 1000 W/m^2 . In der Folge ergeben sich im Herbst und Winter höhere Temperaturschwankungen am Absorber und im Speicher im Vergleich zum Sommer (vgl. Abbildung 7.6 bis 7.9), wie dies in den folgenden beiden Abbildungen 7.12 und 7.13 gezeigt ist.

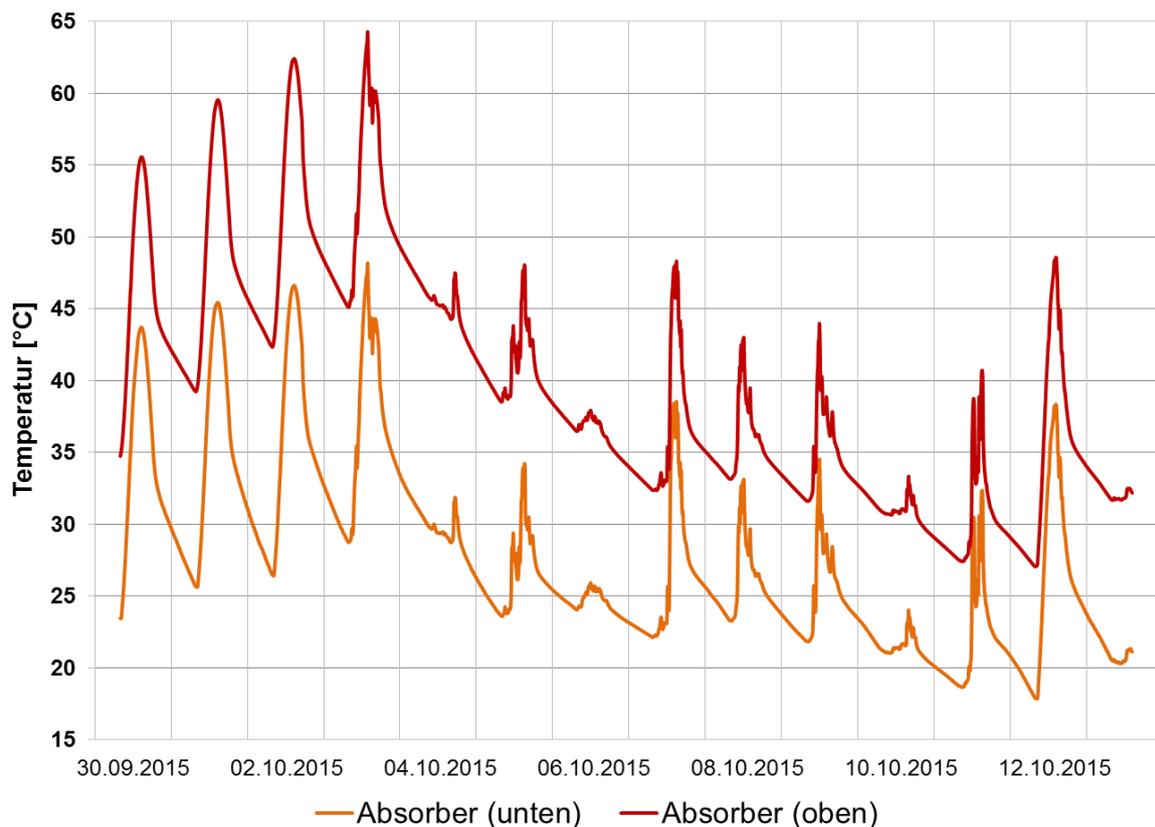


Abb. 7.12: Temperaturen am Absorber im Zeitraum 30.09-13.10.2015

Beispielsweise sinkt die Temperatur an der unteren Messstelle am Absorber in der Nacht vom 30.09. auf den 01.10.2015 auf ca. 25 °C ab und steigt dann am nächsten Tag auf 45 °C an, was einer Temperaturdifferenz von 20 K entspricht. Im Vergleich dazu betrug die Temperaturdifferenz zwischen Tag und Nacht an gleicher Messstelle im Sommer maximal knapp 10 K , wie aus den Abbildungen 7.6 und 7.8 erkennbar ist.

Auch für den Speicher ist anhand Abbildung 7.13 erkennbar, dass die Temperaturen innerhalb eines Tages deutlich größeren Schwankungen unterworfen sind als im Sommer, siehe Abbildungen 7.7 und 7.9. Während im Sommer Temperaturschwankungen im Speicher von maximal etwa 5 K an einem Tag beobachtet wurden, treten hier Schwankungen von bis zu 10 K auf. Die starke Abnahme der Temperaturen am Absorber und im Speicher im Zeitraum

vom 04. bis 06.10.2015 resultiert aus einer geringen Einstrahlung in Verbindung mit relativ tiefen Außentemperaturen in dieser Zeit.

Auch wenn im Vorfeld des in den Abbildungen 7.12 und 7.13 gezeigten Messzeitraumes sowie in dem hier gezeigten Messzeitraum 30.09. bis 13.10.2015 keine Zapfungen getätigt wurden, so ist trotzdem beachtlich, welche hohen Temperaturen am Absorber und im Speicher im Herbst noch erreicht werden. Auch im Sommer wurden während längerer Zeit ohne durchgeführte Zapfungen nicht mehr als etwa 65 °C am Absorber und 55 °C oben im Speicher erreicht; vgl. Kapitel 7.3.4.

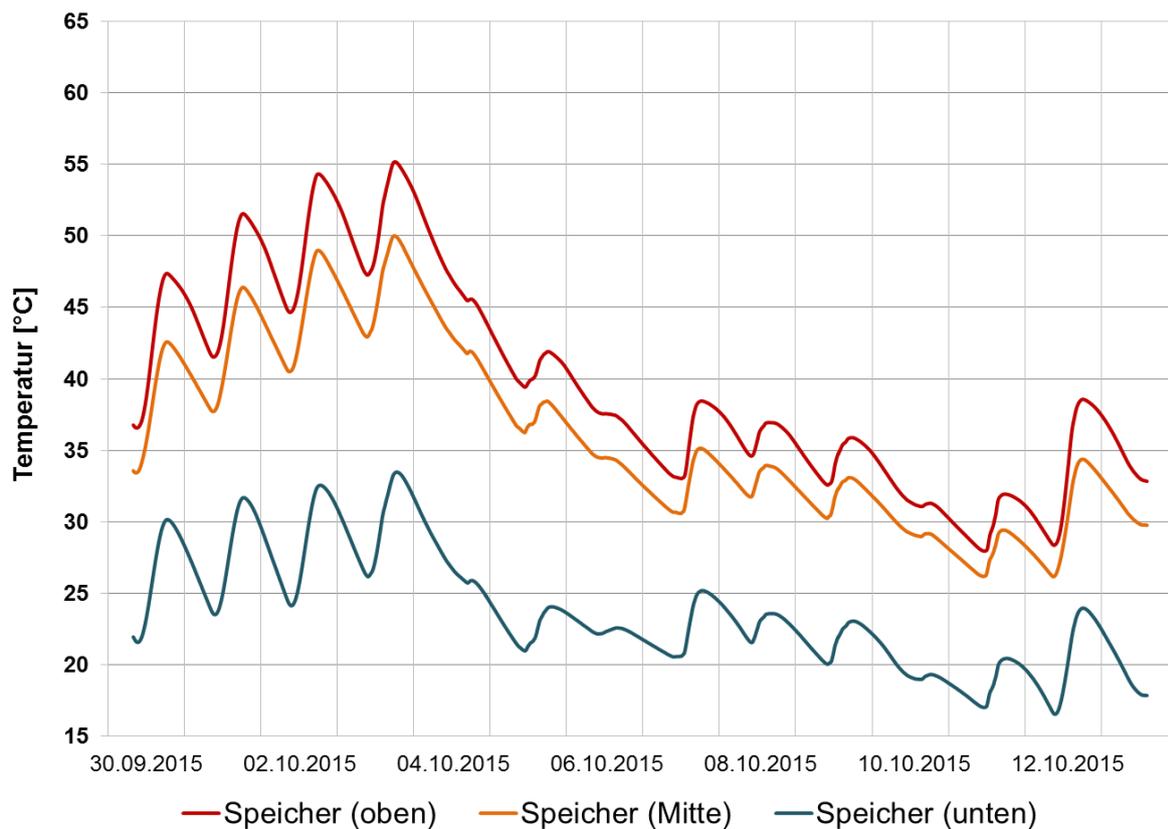


Abb. 7.13: Temperaturen im Speicher im Zeitraum 30.09.-13.10.2015

Anhand der hier gezeigten Messdaten für Ende September bis Mitte Oktober 2015 wird deutlich, dass mit dem entwickelten multifunktionalen solarthermischen Fassadenelement gerade im Winterhalbjahr aufgrund des flachen Einstrahlwinkels signifikante solare Erträge erzielbar sind. Aufgrund der niedrigeren Außentemperaturen sind zwar die Wärmeverluste des Speichers höher als im Sommer, allerdings steigen die Speichertemperaturen tagsüber aufgrund der größeren auf den Kollektor bzw. die TWD auftreffenden Einstrahlungssumme auch stärker an.

7.3.4 Gefahr der Überhitzung einzelner Bauteile

Während der Messungen im dynamischen Sonnensimulator, bei denen der Prototyp z.T. auch über einen längeren Zeitraum (> 12 h) höheren Bestrahlungsstärken von bis zu 1000 W/m^2 ausgesetzt wurde, kam es in einem Fall zur Deformation eines Teils der Polystyrol-Wärmedämmung im Hydraulikraum aufgrund zu hoher Temperaturen an dieser Stelle. Nachträglich an der Rückseite der transparenten Wärmedämmung und an einem Vakuum-Isolationspaneel an der Oberseite des Speichers angebrachte Temperatursensoren zeigten, dass teilweise Temperaturen von über $80 \text{ }^\circ\text{C}$ an diesen Stellen erreicht wurden. Von daher war es ein Ziel der Messungen auf dem Außenprüfstand, zu untersuchen, ob es auch unter realen Bedingungen zu solch einer Überhitzung an einzelnen Stellen im Trinkwassermodul kommen kann.

Eine weitere Fragestellung, die in diesem Zusammenhang beantwortet werden soll, ergibt sich aus dem Anwendungsfall des Trinkwassermoduls: Was passiert, wenn im Sommer über einen längeren Zeitraum von vielleicht zwei bis drei Wochen kein Trinkwasser gezapft wird, weil die Bewohner des Hauses z.B. im Urlaub weilen? Erhitzt sich das Wasser im Speicher eventuell zu stark, sodass es zu sieden beginnt, deformiert sich der Speicher oder deformieren sich andere Bauteile dauerhaft?

Entsprechend den Simulationsergebnissen zur Auslegung des Trinkwassermoduls, sollte mit dem hier gewählten Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche von mehr als 100 l/m^2 die Gefahr des Siedens im Speicher definitiv nicht gegeben sein, siehe Abb. 3.8 in Kapitel 3.4.1, da bei einem solch großen V/A-Verhältnis die maximale Speichertemperatur etwa $70 \text{ }^\circ\text{C}$ betragen sollte. Dennoch sind Temperaturen von über $80 \text{ }^\circ\text{C}$ beispielsweise für die Polystyrol-Wärmedämmung zwischen Speicher und Hydraulikraum dadurch grundsätzlich aber nicht ausgeschlossen.

Um die Gefahr einer möglicherweise zu starken Erwärmung des Speichers oder anderer Bauteile des Trinkwassermoduls zu untersuchen, wurde der Prototyp für einen Zeitraum von fast einem Monat während des Sommers „sich selbst überlassen“, d.h. es wurden keine Trinkwasserzapfungen vorgenommen. In Abbildung 7.14 sind neben den äußeren Randbedingungen mittlere Außentemperatur und mittlere Einstrahlungssumme eines Tages auf einen Quadratmeter in Fassadenebene die mittleren Speichertemperaturen des jeweiligen Tages in drei verschiedenen Höhen dargestellt.

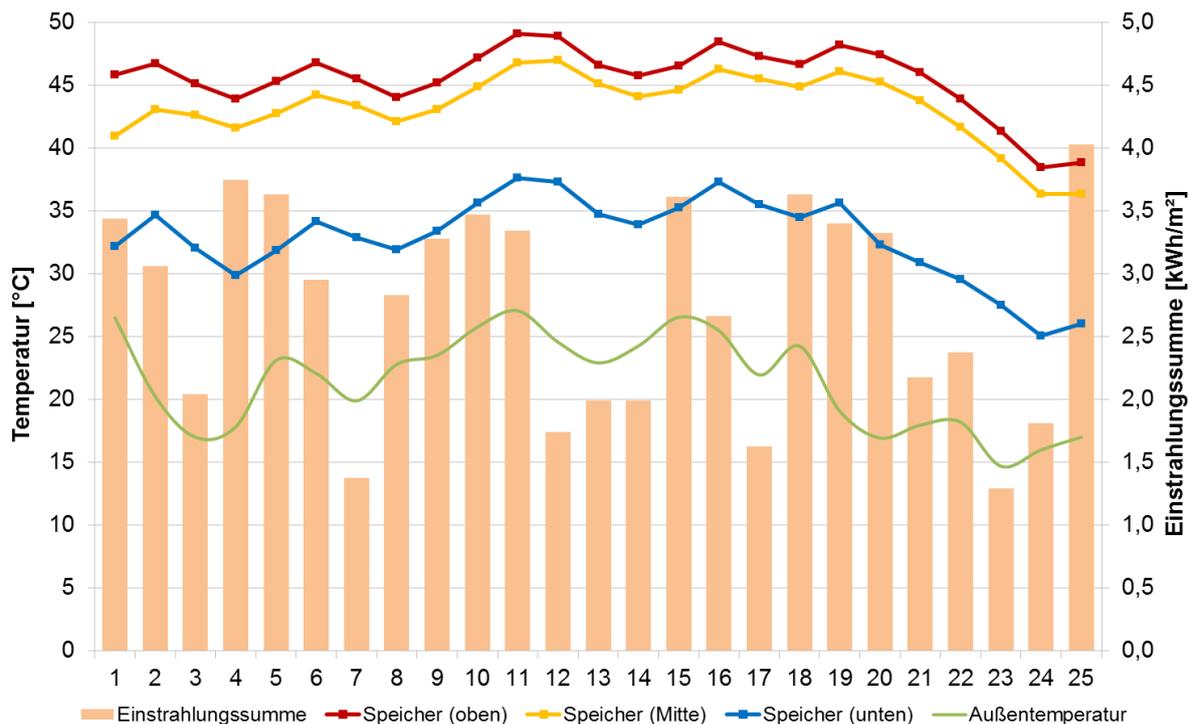


Abb. 7.14: Speichertemperaturen und Umgebungsbedingungen im Zeitraum 07.07. bis 31.07.2015

Aus Abbildung 7.14 ist als erstes erkennbar, dass während des Messzeitraumes sonnenreiche Tage mit mittleren Einstrahlungssummen zwischen 2 und 4 kWh/m² vorherrschten. Die mittlere Einstrahlungssumme ist dabei die auf das Pyranometer in Fassadenebene auftreffende über einen Tag aufsummierte Einstrahlung. Die mittlere Außentemperatur des jeweiligen Tages betrug im Messzeitraum zwischen ca. 15 und 27 °C. Wie in Abbildung 7.14 zu sehen ist, wurden selbst im oberen Teil des Speichers im Tagesmittel nie mehr als 50 °C erreicht. Im unteren Teil des Speichers betragen die maximalen Temperaturen nur etwa 38 °C im Tagesmittel. Die maximalen in diesem Zeitraum gemessenen Temperaturen im Speicher betragen 51,6 °C (oben), 49,1 °C (Mitte) und 40,2 °C (unten).

Anhand dieser Ergebnisse lässt sich festhalten, dass für das Trinkwassermodul, so wie es hier ausgelegt wurde, d.h. mit dem großen Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche, der gewählten Wärmedämmung, etc., im Speicher definitiv keine zu hohen Temperaturen und damit auch keine Dampfbildung auftreten. Selbst bei mehrere Wochen andauernden, heißen und strahlungsintensiven Wetterperioden werden Temperaturen von kaum mehr als 50 °C erreicht. In Abbildung 7.14 ist auch erkennbar, dass sobald wieder etwas kältere und/oder strahlungsärmere Tage auftreten, die mittlere Speichertemperatur absinkt, d.h. die Wärmeverluste waren an diesen Tagen höher als die solaren Gewinne.

In der folgenden Tabelle sind die im Messzeitraum maximal aufgetretenen Temperaturen an einigen wesentlichen Bauteilen bzw. Messstellen im Prototyp aufgelistet. Demnach wurde an der oberen Temperaturmessstelle am Absorber eine Maximaltemperatur von 55,7 °C gemessen. Auch an den eingangs erwähnten kritischen Stellen hinter der TWD und an einem VIP auf der Speicheroberseite wurden nur maximale Temperaturen im Bereich von 60 °C erfasst. Die Temperaturen an diesen beiden Stellen verhalten sich im Übrigen ähnlich wie jene am Absorber, d.h. es ergeben sich größere Schwankungen als beispielsweise im Speicher

und bei fehlender Einstrahlung sinken die Temperaturen schnell wieder ab. Die in der letzten Zeile aufgeführte Temperatur ist die maximale von allen Messstellen in den hydraulischen Kreisen aufgenommene Temperatur während des gesamten Messzeitraumes.

Tabelle 7.1: Maximale Bauteiltemperaturen am Prototyp im Zeitraum 07.07. bis 31.07.2015

Bauteil/Messstelle	maximale Temperatur [°C]
Speicher (oben)	51,6
Absorber (oben)	55,7
Absorber (unten)	47,6
Rückseite der TWD	57,6
VIP auf Speicherobenseite	55,1
stehendes Wasser in Rohrleitungen	50,9

Im anschließenden Messzeitraum im August 2015 wurde der Prototyp nochmals mehrere Wochen ohne Trinkwasserzapfungen betrieben. Die maximalen Temperaturen waren diesmal noch etwas höher als die für den Juli 2015 in Tabelle 7.1 angegeben. So wurden im oberen Bereich des Speichers eine Temperatur von maximal 57,3 °C gemessen, am oberen Absorber-Anlegetemperaturfühler 62,8 °C, an den beiden kritischen Stellen TWD-Rückseite und VIP auf der Speicherobenseite 65,6 °C bzw. 62,4 °C und in den Rohrleitungen 56,7 °C. Auch im September 2015 und Oktober 2015 wurde der Prototyp nochmals längere Zeit ohne zwischenzeitliche Zapfungen betrieben. Wie beispielsweise in Abbildung 7.12 zu erkennen war, können sich auch in der kälteren Jahreszeit Absorberrtemperaturen von 65 °C ergeben. Auch an den beiden kritischen Stellen wurden Maximalwerte von bis zu 65 °C gemessen.

Anhand dieser Messwerte wird deutlich, dass für den Prototyp in seiner jetzigen Auslegung keinerlei Gefahr besteht, dass Temperaturen von 80 °C und mehr erreicht werden, sondern die maximale Temperatur an einigen Bauteilen wie z.B. dem Absorber liegt auch nach mehreren Wochen ohne Zapfungen nur bei etwa 65 °C. Wobei interessant ist, dass diese maximalen Temperaturen an den Bauteilen nicht nur im Sommer auftreten, sondern auch im Herbst bzw. Winter.

Als Schlussfolgerung aus diesen hier gezeigten Untersuchungen ergibt sich, dass das Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche tendenziell zu groß gewählt wurde. Mit einem kleineren Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche werden schneller nutzbare Temperaturen im Speicher erreicht und außerdem führt eine Reduzierung des Speichervolumens zu einem geringeren Platzbedarf sowie zu einem geringeren Gesamtgewicht des Trinkwassermoduls.

7.3.5 Frostgefahr für den Speicher und die Rohrleitungen

Da der Messzeitraum im Rahmen dieses Projektes aufgrund der eingangs diskutierten Schwierigkeiten im Zusammenhang mit der Errichtung des Außenprüfstandes nur die Monate Juni bis Februar 2016 umfasste und der bisherige Winter außerordentlich mild verlief, kann hierzu abschließend keine Aussage getroffen werden. Prinzipiell besteht natürlich die Gefahr der Eisbildung im Speicher sowie in den Rohrleitungen aufgrund der Wahl von Wasser als Speicher- und Wärmeträgermedium. Allerdings ist es durchaus möglich, dass der Speicher zumindest bei der hier gewählten Auslegung aufgrund seiner großen Wärmekapazität in

Verbindung mit der gewählten Anordnung an Wärmedämmungen an den verschiedenen Seiten des Speichers und der insbesondere auch durch die auf den Absorber auftreffenden Solarstrahlung nicht so stark auskühlt, dass es zu einem Einfrieren kommt.

Die Messdaten vom Oktober 2015 mit nächtlichen Außentemperaturen teils um den Gefrierpunkt zeigen, dass bisher nur für das Wasser in den Rohrleitungen des Hydraulikkreises eine Frostgefahr besteht. Die hydraulischen Kreise des Trinkwassermoduls wurden deshalb im November 2015 entleert, das Wasser im Speicher jedoch den ganzen Winter über im Speicher belassen. Warmwasserzapfungen wurden im Winter keine durchgeführt.

In Abbildung 7.15 sind die Speichertemperaturen für eine Woche im Januar 2016 gezeigt, in welcher die Außentemperatur nahezu durchgängig im Bereich von -5 bis 0 °C lag und Minimalwerte von bis zu etwa -10 °C auftraten.

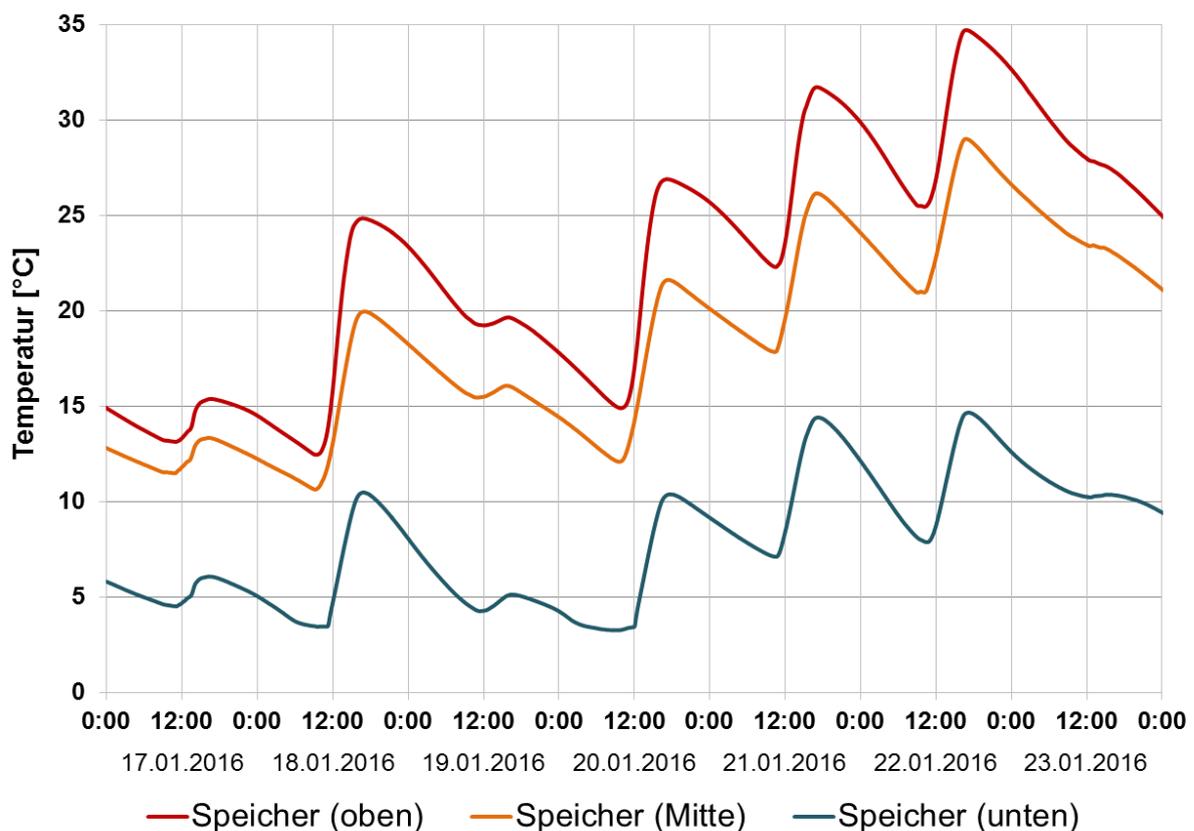


Abb. 7.15: Temperaturen im Speicher im Zeitraum 17.01.-23.01.2016

Wie aus Abbildung 7.15 ersichtlich ist, treten im unteren Bereich des Speichers in diesem Zeitraum Minimaltemperaturen von etwa 3 °C auf. Die mittlere Temperatur im Speicher, d.h. der Mittelwert aller Anlegetemperaturfühler am Speicher, steigt jedoch trotz der niedrigen Umgebungstemperatur in der hier dargestellten Januarwoche um 10 K von $10,6$ auf $20,6$ °C an. Im oberen Bereich des Speichers wird am 22.01.2016 sogar eine Temperatur von etwa 35 °C erreicht. Dies ist durch die hohe Einstrahlung in diesem Zeitraum erklärbar. Da in der hier gezeigten Januarwoche der Boden um den Außenprüfstand fast durchgängig schneebedeckt war, traten zusätzlich zu der durch den flachen Einstrahlwinkel bedingten hohen

Einstrahlung Strahlungsgewinne durch Reflexion am Schnee auf, so dass zeitweise Strahlungsintensitäten von mehr als 1000 W/m^2 in Fassadenebene gemessen wurden. Dies führt zu enorm hohen Einstrahlungssummen von $4,6 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ am 18.01., $4,6 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ am 20.01., $4,3 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ am 21.01. und $4,1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ am 22.01.2016. Ein Vergleich mit Abbildung 7.14 zeigt, dass solche hohen Werte im Sommer nicht erreicht werden.

Abweichend von den in Abbildung 3.9 (siehe Kapitel 3.4.2) dargestellten Simulationsergebnissen kann festgestellt werden, dass unter realen Umgebungsbedingungen auch mit dem hier gewählten Verhältnis von Speichervolumen zu TWD-Fläche von mehr als 100 l/m^2 Temperaturen $< 5 \text{ }^\circ\text{C}$ im Speicher auftreten. Es wurden also unter realen Umgebungsbedingungen im Außenprüfstand etwas tiefere Temperaturen gemessen als durch die Simulationen vorhergesagt.

Unabhängig davon betrug die bis zum jetzigen Zeitpunkt (Februar 2016) gemessene minimale Temperatur im Speicher etwa $3 \text{ }^\circ\text{C}$, d.h. eine Frostgefahr bestand bisher zu keinem Zeitpunkt. Abschließend kann daher festgestellt werden, dass der Warmwasserspeicher des Trinkwassermoduls in seiner hier gewählten Auslegung als frostsicher anzusehen ist. Aufgrund des bisher relativ milden Winters muss jedoch auch geschlussfolgert werden, dass bei der im vorherigen Kapitel 7.3.4 angeregten Reduzierung des Verhältnisses von Speichervolumen zu TWD-Fläche wahrscheinlich keine Frostsicherheit mehr gewährleistet werden kann.

7.3.6 Erwärmung des Innenraumes und Rückwandtemperatur

Für den Zeitraum vom 08.07. bis 12.07.2015 sind im Folgenden die zeitlichen Verläufe von Außentemperatur, Innenraumtemperatur und der Temperatur der Rückwand des Trinkwassermoduls bzw. der von dieser gebildeten Innenwand dargestellt. Die Innenraumtemperatur ist dabei der Mittelwert aus zwei im Container positionierten Temperatursensoren, die Rückwandtemperatur wird durch einen Anlegefühler auf der rückseitigen Gipskartonplatte gemessen, siehe Kapitel 6.1.3, Messungen im dynamischen Sonnensimulator.

Wie aus Abbildung 7.16 ersichtlich ist, heizt sich der als Außenprüfstand dienende Container im Sommer tagsüber sehr stark auf; z.T. werden Innenraumtemperaturen von mehr als $40 \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht. Dies hängt primär jedoch nicht mit dem Einbau des Trinkwassermoduls zusammen, sondern wurde im Container auch schon vor dessen Einbau beobachtet. Inwieweit der warme Speicher in der Fassade zur Aufheizung des Innenraums zusätzlich beiträgt, kann letztlich nicht genau quantifiziert werden, da entgegen der ursprünglichen Planungen für den Außenprüfstand kein Referenzcontainer aufgestellt wurde; siehe hierzu auch Ausführungen in Kapitel 7.1.

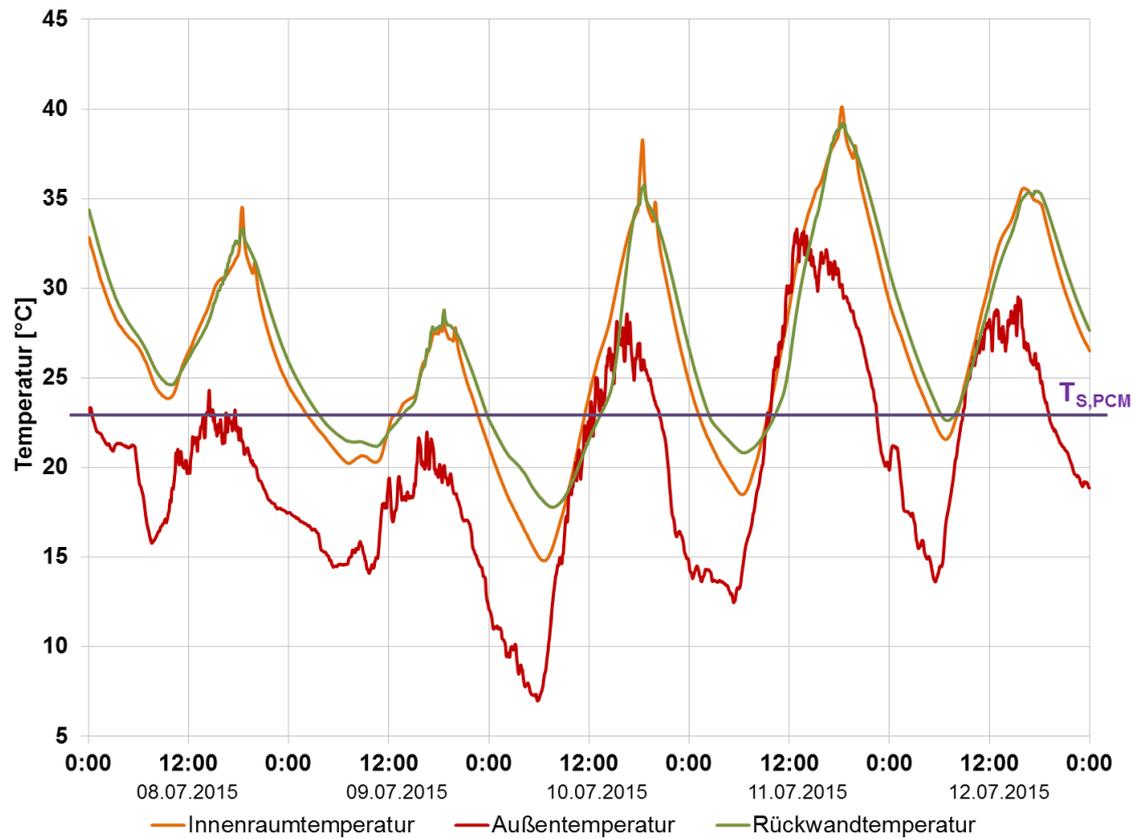


Abb. 7.16: Zeitliche Verläufe von Außentemperatur, Innenraumtemperatur und Rückwandtemperatur im Zeitraum vom 08.07. bis 12.07.2015

Insofern lässt sich keine Aussage darüber treffen, ob eine Überhitzung des Innenraums aufgrund des warmen Speichers in der Fassade durch die gewählte Rückwandkonstruktion des Moduls, bestehend aus der Aerogelfilz-Wärmedämmung und den Gipsplatten mit mikroverkapseltem PCM, wirksam verhindert bzw. reduziert wird. Aus Abbildung 7.16 ist erkennbar, dass die Rückwandtemperatur im Wesentlichen gleich der Innenraumtemperatur ist, jedoch lässt sich auch feststellen, dass die Temperaturspitzen weniger ausgeprägt sind und die Kurve der Rückwandtemperatur an diesen Stellen meist flacher verläuft. Ferner ist erkennbar, dass Aufheizung und Abkühlung an der Rückwand gegenüber dem Innenraum leicht verzögert sind und die Rückwandtemperatur in Zeiten der Erwärmung des Innenraumes meist etwas unterhalb der Innenraumtemperatur und in Zeiten der Abkühlung des Innenraumes zumeist etwas oberhalb der Innenraumtemperatur ist. In Abbildung 7.16 ist die Phasenwechseltemperatur des PCMs, welche 23 °C beträgt, durch eine waagerechte violette Linie markiert. Insbesondere am 10.07. und 11.07., als die Innenraumtemperatur deutlich unter 23 °C absinkt, ist eine etwas höhere Temperaturdifferenz zwischen Rückwand und Innenraum zu beobachten. Die verzögerte Abkühlung der Rückwand gegenüber dem Innenraum kann hierbei zumindest z.T. mit der beim Erstarren des PCMs freiwerdenden Wärme erklärt werden. Bei der folgenden Aufheizung des Innenraumes an diesen beiden Tagen liegt die Rückwandtemperatur unter der Innenraumtemperatur. Hier muss nun umgekehrt das PCM erst aufgeschmolzen werden, wodurch sich die Rückwand langsamer erwärmt als der Innenraum.

An den anderen in Abbildung 7.16 dargestellten Tagen sind die Unterschiede zwischen Rückwandtemperatur und Innenraumtemperatur weniger ausgeprägt.

Es lässt sich allerdings schwer quantifizieren, welchen Anteil das PCM an der verzögerten Aufheizung bzw. Abkühlung der Rückwand gegenüber dem Innenraum tatsächlich hat. Die Gipskartonwand stellt an sich bereits eine gewisse thermische Masse dar, welche aufgeheizt bzw. abgekühlt werden muss, unabhängig vom Phasenwechsel des PCMs. In der folgenden Abbildung 7.17 ist für den Zeitraum vom 10.09. bis 16.09.2015 zu sehen, dass auch an Tagen, an denen die Innenraumtemperatur den ganzen Tag über kleiner als die PCM-Schmelztemperatur von 23 °C ist (10.09. und 16.09.), eine verzögerte Aufheizung bzw. Abkühlung der Rückwand sowie die geringeren Temperaturspitzen an der Rückwand im Vergleich mit dem Innenraum zu beobachten sind.

Des Weiteren ist anzumerken, dass die in den Abbildungen 7.16 und 7.17 dargestellte Rückwandtemperatur nur der Wert eines an der Rückwand horizontal mittig und in einer Höhe von ca. 850 mm positionierten Anlegefühlers (siehe auch Kapitel 6.1.3, zweite Messungen im dynamischen Sonnensimulator) ist, an der Rückwand jedoch durchaus eine Temperaturverteilung zu beobachten ist, wie im nächsten Kapitel 7.3.7 noch näher ausgeführt wird. Und auch der Innenraum des Containers weist keine einheitliche Lufttemperatur auf. Von daher sind Aussagen über absolute Temperaturdifferenzen zwischen Innenraum und Rückwand mit relativ großen Unsicherheiten behaftet. Dennoch geben die Abbildungen 7.16 und 7.17 einen eindeutigen Hinweis darauf, dass sich die Rückwand des Prototyps verzögert aufheizt bzw. abkühlt.

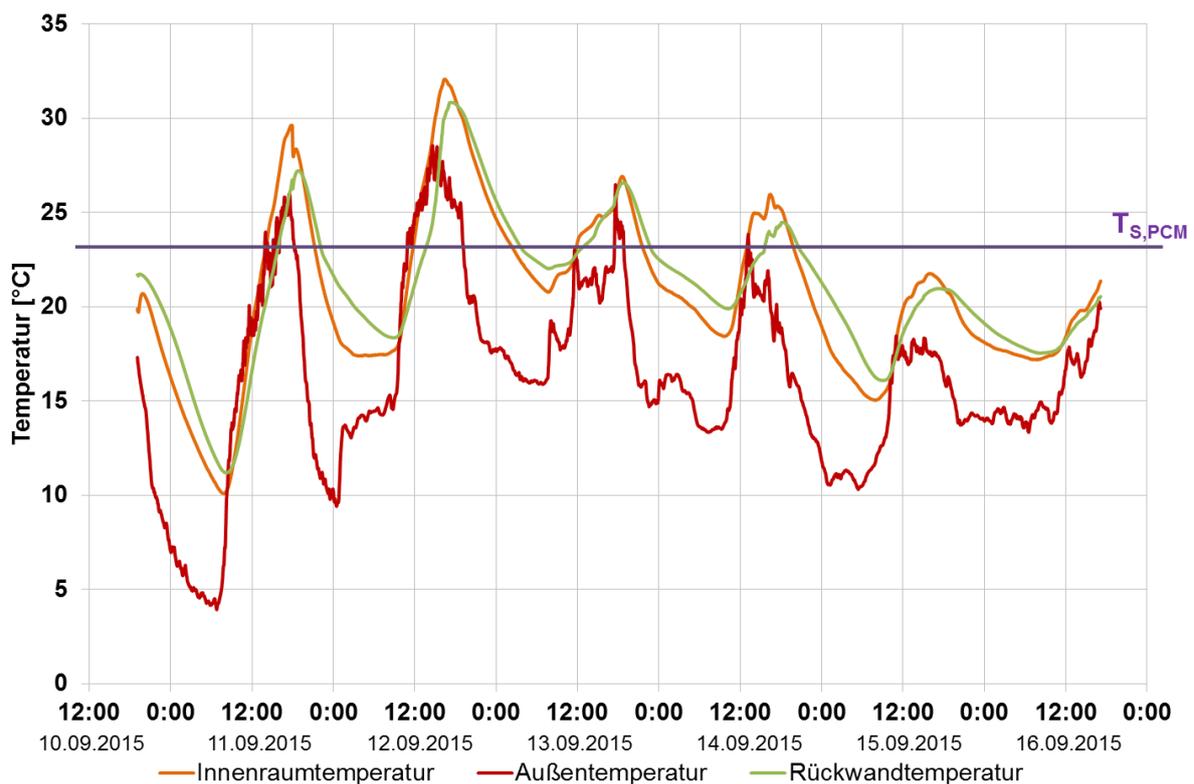


Abb. 7.17: Zeitliche Verläufe von Außentemperatur, Innenraumtemperatur und Rückwandtemperatur im Zeitraum vom 10.09. bis 16.09.2015

7.3.7 Thermografische Analyse

Allgemeine Vorbemerkungen zu thermografischen Messungen

Die Thermografie ist ein optisches Verfahren zur Messung der Oberflächentemperatur eines Objektes. Dieses mit einer sogenannten Wärmebildkamera erfolgende, berührungslose Messverfahren unterscheidet sich in einigen Punkten wesentlich von einem berührenden Temperaturmessverfahren wie beispielsweise die Temperaturmessung mittels Pt100-Anlegetemperaturfühlern. Neben der Oberflächenbeschaffenheit des zu untersuchenden Messobjektes wirken sich die Beschaffenheit der Messstrecke zwischen dem Messgerät (Wärmebildkamera) und dem Objekt und eventuell vorhandene Störstrahlungsquellen – sowohl im Vorder- als auch im Hintergrund des Messobjektes – mitunter maßgeblich auf das Ergebnis aus.

Die entscheidende, der Wärmebildkamera vom Anwender für eine korrekte Temperaturmessung vorzugebende Größe, ist der Emissionsgrad. Hier allerdings liegt eine der Hauptfehlerquellen bei Thermografieaufnahmen begründet, da dieser häufig nicht bekannt ist.

Vorbemerkungen zu den hier durchgeführten Thermografieaufnahmen

Bei den hier durchgeführten thermografischen Messungen kann der Einfluss der Messstrecke auf das Messergebnis als gering eingeschätzt werden. Zum einen bestand die Messstrecke aus normaler Atmosphäre (Luft), welche im Wellenlängenbereich der Kamera von 7,5...14 μm einen Transmissionsgrad von annähernd 1 aufweist. Zum anderen betrug die Entfernung zwischen Messobjekt und Kamera stets lediglich einige Meter ($< 5 \text{ m}$).

Der negative Effekt von Störstrahlungsquellen auf die Messanordnung ließ sich jedoch aufgrund der Lage des Messobjektes im Freien nur unwesentlich minimieren. Sowohl bei Aufnahmen vom Äußeren als auch im Inneren des Containers wird die Messung durch die z.T. starke Sonneneinstrahlung beeinflusst. Selbst bei den durchgeführten Nachtaufnahmen ist z.B. an der transparenten Wärmedämmung erkennbar, dass eine Gegenstrahlung auftritt.

Die größte Unsicherheit bezüglich der im Thermografiebild angezeigten Temperaturen ergibt sich wie oben bereits erwähnt durch die erforderliche Kenntnis der genauen Emissionsgrade der einzelnen Flächen. Bei der hier eingesetzten Kamera kann für die eigentliche Aufnahme nur ein einziger Emissionsgrad für das gesamte Bild vorgegeben werden, der hier zu 0,95 gewählt wurde. Jedoch lassen sich im Nachgang mit der Auswertesoftware einzelne Bereiche des Bildes durch die Vorgabe eines anderen Emissionsgrades korrigieren was teilweise auch erfolgt ist.

Aufnahmen vom Container-Innenraum

Als erstes werden im Folgenden Aufnahmen des Container-Innenraumes, speziell von der Rückwand des Trinkwassermoduls gezeigt. Wie in Abbildung 7.4 zu sehen, weisen die meisten Oberflächen im Innenraum, wie z.B. der Fußboden und die Innenwände, eine hölzerne oder holzähnliche Beschaffenheit auf. Je nach Holzart und -beschaffenheit gibt es zwar Unterschiede beim Emissionsgrad von Holz, jedoch ist der Emissionsgrad im Allgemeinen mit 0,8 bis teilweise sogar größer 0,9 relativ hoch. Für die PCM-Gipskartonplatten kann der Emissionsgrad von Gipsputz angesetzt werden, welcher je nach Quelle mit etwa 0,86 bis 0,91 angegeben wird [41, 42]. Anhand dieser Überlegungen kann die allgemeine Einstellung des Emissionsgrades mit 0,95 für diese Aufnahme als plausibel angesehen werden. Zudem kann aufgrund der ähnlichen Emissionsgrade der im Innenraum

vorhandenen Flächen davon ausgegangen werden, dass im Thermografiebild beobachtete Temperaturdifferenzen auch tatsächlich existieren.

In Abbildung 7.18 ist eine Thermografieaufnahme der Prototyprückwand am Nachmittag des 26.08.2015 gezeigt, eines mit einer Einstrahlungssumme von 4,8 kWh/m² und einer maximalen Außentemperatur von 31,2 °C sehr strahlungsreichen und warmen Sommertages. Die Temperaturen im Speicher betragen zum Zeitpunkt der Thermografieaufnahme ca. 47 °C im oberen, 43 °C im mittleren und 31 °C im unteren Bereich des Speichers.

Entgegen der ersten Messungen im dynamischen Sonnensimulator (siehe Abbildungen 6.5 bis 6.7), bei der die Rückwandtemperatur allerdings nur an zwei Stellen erfasst wurde, zeigt Abbildung 7.18 ausgeprägte Temperaturunterschiede an der Prototyprückwand. Da der Emissionsgrad der Gipsplatten-Rückwand bis auf den Bereich mit der seitlichen Abdeckung am linken Rand des Bildes weitgehend einheitlich ist, kann von einer relativ hohen Genauigkeit der hier angegebenen Temperaturen ausgegangen werden.

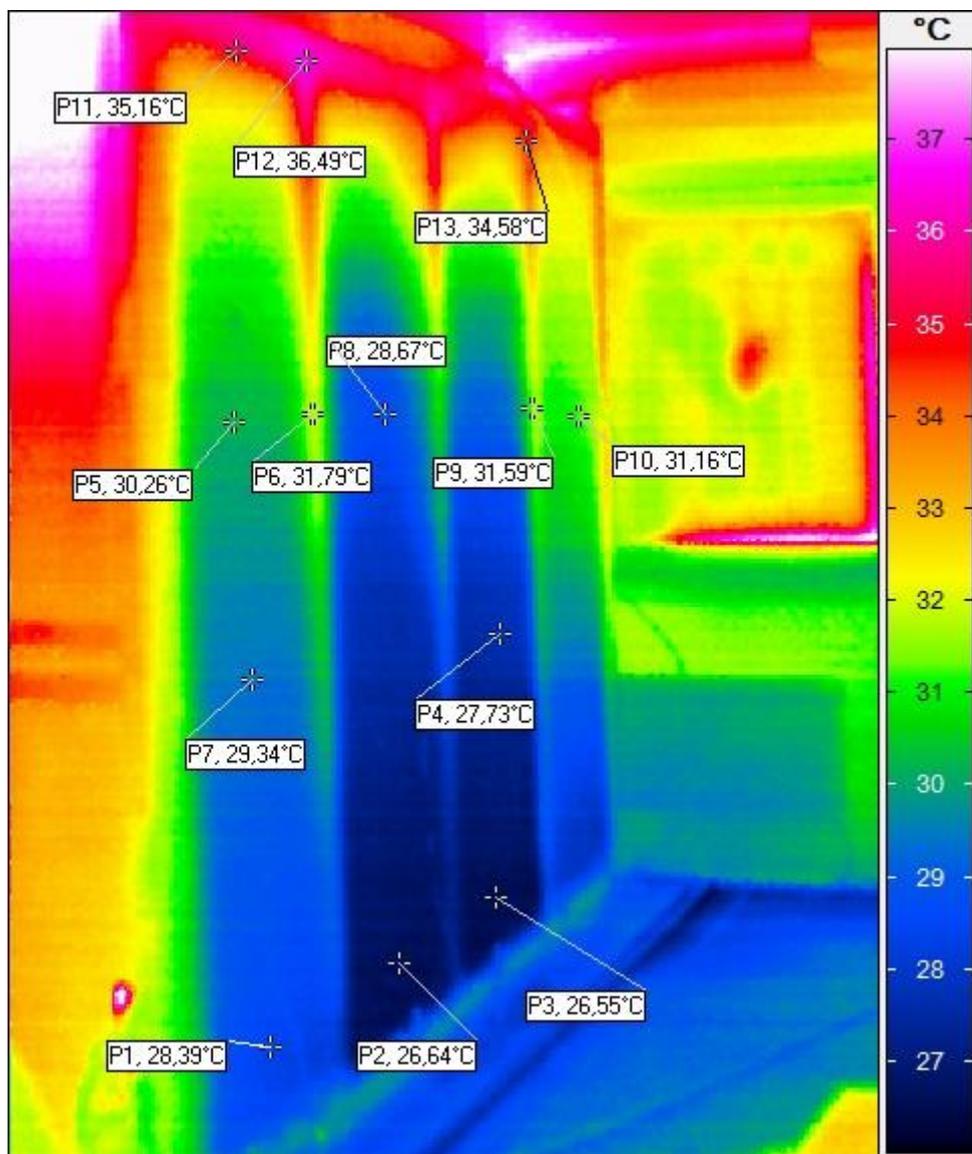


Abb. 7.18: Thermografieaufnahme der Rückwand des Prototypen am Nachmittag des 26.08.2015; eingestellter Emissionsgrad: 0,95; Speichertemperaturen von 31 °C (unten), 43 °C (Mitte) und 47 °C (oben)

Aus dem Thermografiebild in Abbildung 7.18 lassen sich die folgenden wesentlichen Erkenntnisse ableiten:

- Die Temperatur an der Rückwand steigt mit zunehmender Höhe über dem Boden an und die maximalen Temperaturunterschiede betragen nahezu 10 K.
- Durch die Thermografieaufnahme wird die Position der in der Rückwand befindlichen Metallständer durch eine leicht höhere Temperatur an diesen Stellen sichtbar. Durch die bessere Wärmeleitfähigkeit der Metallständer-Stahlprofile beträgt die gemessene Oberflächentemperatur über einem solchen Metallständer bis zu 1 - 2 K mehr als in der Mitte zwischen zwei Metallständern.
- Im Zentrum der Rückwand werden etwas geringere Temperaturen gemessen als außen. Die Ursache hierfür könnte damit zusammenhängen, dass sich die Seiten des Prototyps an diesem sonnenreichen Tag stärker aufgeheizt haben als der Bereich, in dem sich der Warmwasserspeicher befindet.

In Abbildung 7.19 sind Aufnahmen der Prototyprückwand am Morgen des 27.08.2015 (links) sowie spätabends nach Sonnenuntergang des selben Tages (rechts) gezeigt.

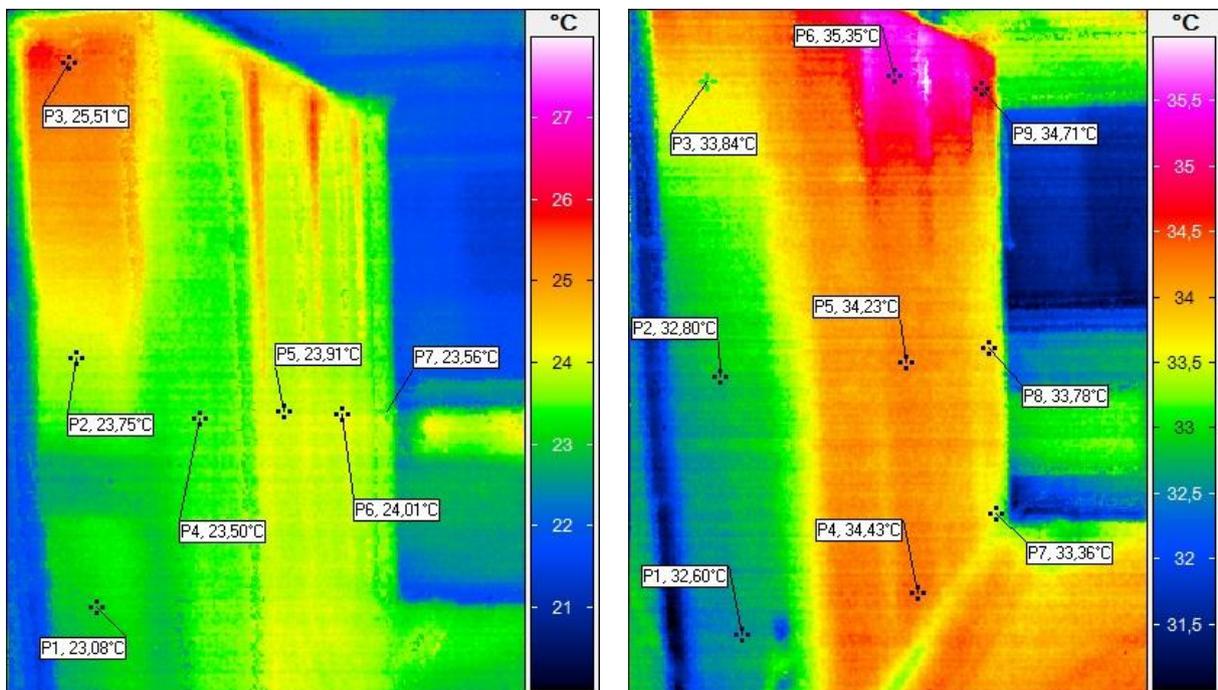


Abb. 7.19: Thermografieaufnahmen der Prototyprückwand am Morgen (links) und nach Sonnenuntergang (rechts) am 27.08.2015; eingestellter Emissionsgrad: 0,95; Speichertemperaturen am Morgen von 28 °C (unten), 34 °C (Mitte) und 39 °C (oben) sowie nach Sonnenuntergang von 34 °C (unten), 41 °C (Mitte) und 48 °C (oben)

Auch in diesen beiden Abbildungen ist die Position der Metallständer in der Rückwand zumindest ansatzweise erkennbar, allerdings sind die Temperaturunterschiede an der Rückwand insgesamt deutlich geringer als bei der in Abbildung 7.18 dargestellten Aufnahme. Aus Abbildung 7.18 ließe sich schlussfolgern, dass die Temperaturschichtung im Speicher, wenn auch in etwas abgeschwächter Form, auch an der Prototyprückwand sichtbar wird.

Ein Blick auf die dem Prototyp gegenüberliegende Containerwand (= Nordwand), welche in der Thermografieaufnahme von Abbildung 7.20 dargestellt ist, zeigt zwar vorhandene, aber deutlich geringere Temperaturdifferenzen über der Höhe als an der Prototyprückwand zu dieser Tageszeit. Weiterhin sind vertikal verlaufende, leicht kältere Streifen an den Stellen erkennbar, wo zwei der herausnehmbaren Wandelemente miteinander verbunden sind. Dies könnte mit den darin befindlichen Metallschienen zusammenhängen, könnte andererseits allerdings auch durch die Abdeckleisten zum Innenraum (siehe Abbildung 7.4) begründet sein, die eventuell einen anderen Emissionsgrad aufweisen.

Die Tatsache, dass die Aufnahme in Abbildung 7.20 einen deutlich geringeren vertikalen Temperaturgradienten aufweist als den der Rückwand des Prototypen in der Abbildung 7.18 ist auch ein Indiz dafür, dass der in Abbildung 7.18 vorhandene ausgeprägte vertikale Temperaturgradient zum überwiegenden Teil auf die thermische Schichtung im Speicher zurückzuführen ist.

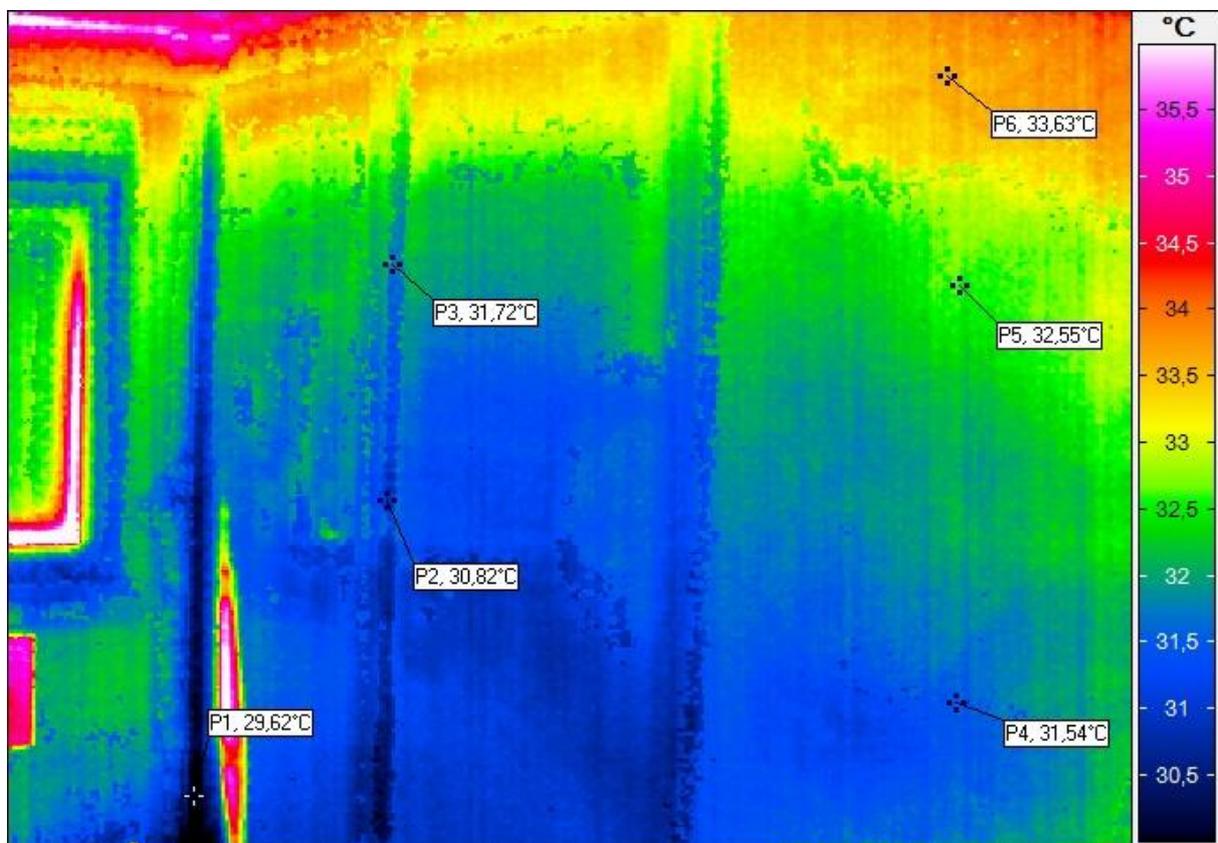


Abb. 7.20: Thermografieaufnahme der dem Prototyp gegenüber liegenden Containerwand am Nachmittag des 26.08.2015; eingestellter Emissionsgrad: 0,95

Um die beobachteten Unterschiede bei den auf der Rückwand des Prototyps auftretenden Temperaturen noch genauer zu untersuchen und die Ergebnisse dieser Thermografieaufnahmen zu überprüfen, wurden weitere Anlegetemperaturfühler auf der Rückwand des Prototyps angebracht. Die Position der insgesamt neun Anlegetemperaturfühler ist in Abbildung 7.21 gezeigt. Wie in Abbildung 7.21 zu sehen ist, wurden Anlegetemperaturfühler in verschiedenen Höhen und einerseits über den von den Gipsplatten verdeckten Metallständern und andererseits über den Zwischenräumen zwischen den Metallständern angebracht.

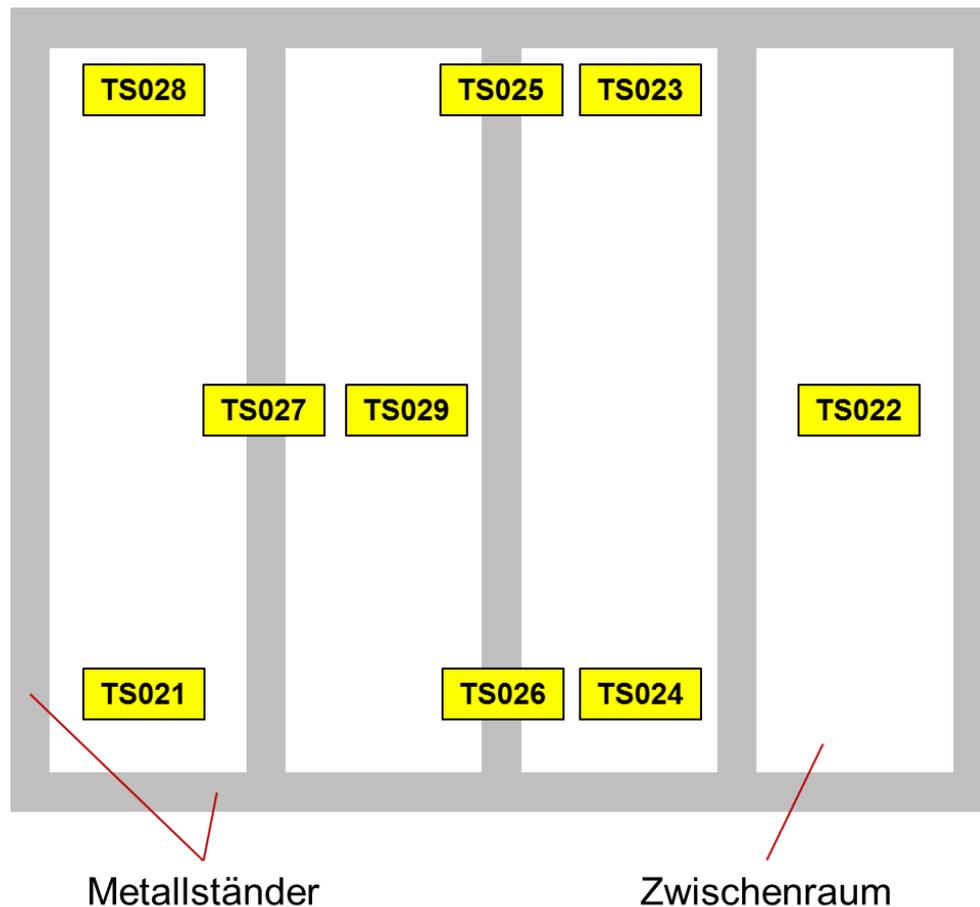


Abb. 7.21: Position der zusätzlichen Anlegetemperaturfühler an der Prototyprückwand

Als erstes Ergebnis kann festgehalten werden, dass unabhängig von der Tageszeit die Temperatur oben an der Rückwand stets höher war als unten an der Rückwand. Als ein ausgewähltes Beispiel hierfür ist in Abbildung 7.22 der Vergleich der beiden von den Fühlern TS025 und TS026 erfassten Temperaturen für den Zeitraum vom 11.09 bis 13.09.2015 gezeigt. Dabei fällt auf, dass die Temperaturunterschiede nachmittags am höchsten und nachts am geringsten sind. Für die Temperaturfühler TS028 und TS021 sowie TS023 und TS024 ergaben sich vergleichbare Ergebnisse, d.h. die Temperatur am oberen Sensor war stets höher als am unteren und die maximalen Temperaturunterschiede traten nachmittags und die minimalen Temperaturdifferenzen zwischen oberem und unterem Temperatursensor nachts auf. Im Vergleich dieser Anlegetemperaturfühler konnte weiterhin beobachtet werden, dass die vertikale Temperaturdifferenz über der Höhe in der Mitte der Rückwand, d.h. zwischen den Sensoren TS025 und TS026, am stärksten und bei den weiter außen liegenden Sensoren TS028 und TS021 am wenigsten ausgeprägt war.

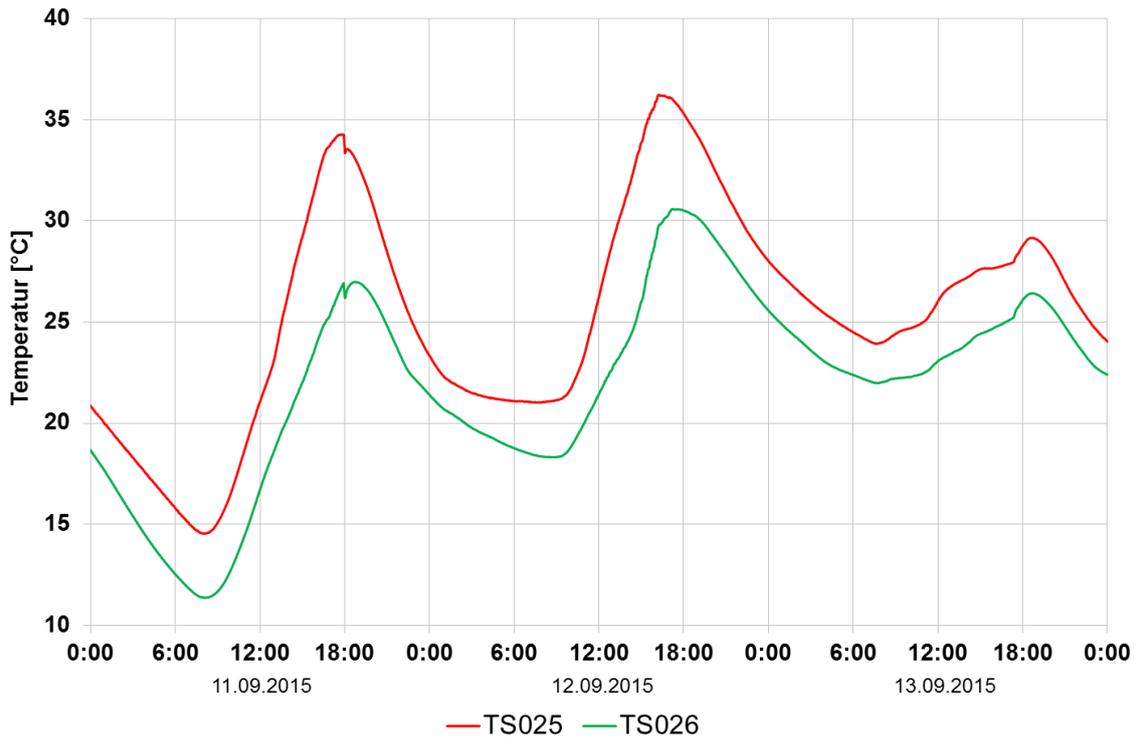


Abb. 7.22: Temperaturen der Anlegetemperaturfühler TS025 und TS026 in verschiedenen Höhen an der Prototyprückwand im Zeitraum vom 11.09. bis 13.09.2015

Zum Zweiten kann beobachtet werden, wie in der folgenden Abbildung 7.23 beispielhaft für die Sensoren TS025 und TS023 im Zeitraum 11.09 bis 13.09.2015 erkennbar ist, dass die Temperatur an den Stellen, wo sich die Metallständer in der Rückwand befinden, tatsächlich etwas höher ist als in den Zwischenräumen. Bei den Temperatursensoren TS027 und TS029 sind die Temperaturdifferenzen allerdings geringer als bei den in Abbildung 7.23 gezeigten Temperaturverläufen für die Sensoren TS025 und TS023.

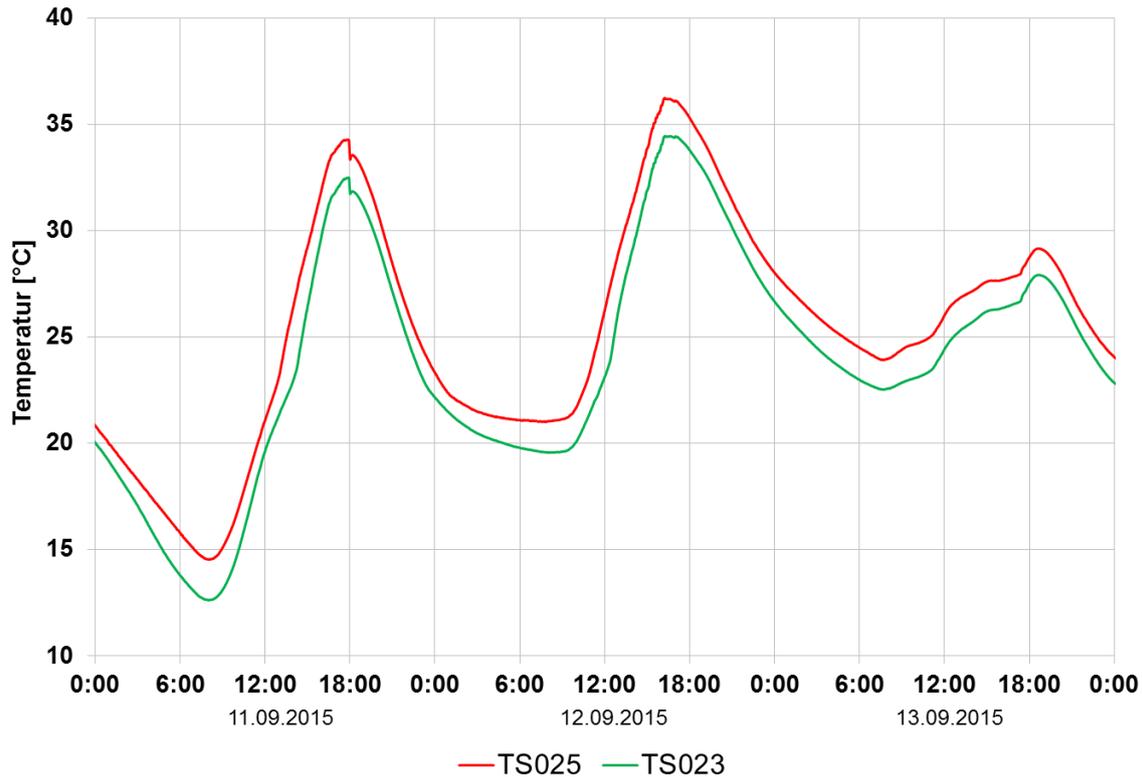


Abb. 7.23: Temperaturen der Anlegtemperaturfühler TS025 und TS023 in verschiedenen Höhen an der Prototyprückwand

Anhand der hier gezeigten Ergebnisse dieser zusätzlichen Messungen mit den Anlegtemperaturfühlern an der Prototyprückwand können die Thermografieaufnahmen, speziell Abbildung 7.18, bestätigt werden. Es zeigt sich erstens, dass die in Abbildung 7.18 zu beobachtenden Temperaturdifferenzen über der Höhe auch in der von der Wärmebildkamera ausgegebenen Größenordnung, d.h. von bis zu 10 K, tatsächlich auftreten. Ferner kann festgehalten werden, dass eine Temperaturdifferenz über der Höhe immer besteht, diese jedoch erst in der Folge der Einstrahlung über den Tag in den Nachmittags- und frühen Abendstunden stärker ausgeprägt ist. Zu den anderen Tageszeiten oder aber bei geringer Einstrahlung ergeben sich deutlich geringere Temperaturdifferenzen.

Zweitens konnte nachgewiesen werden, dass die Oberflächentemperatur an den Stellen, unter denen sich die Metallständer befinden, tatsächlich geringfügig höher ist als in den Zwischenräumen. Dabei steigen die Temperaturdifferenzen mit steigender Höhe über dem Boden. Dies ist vor allem in den Thermografieaufnahmen der Abbildungen 7.18 und 7.19 (links) erkennbar.

Außenaufnahmen des Prototyps

In Abbildung 7.24 ist eine Thermografieaufnahme der Außenseite des Containers (Südwand) mit dem eingebauten Prototyp am Nachmittag des 26.08.2015 dargestellt, wobei der an der Wärmebildkamera eingestellte Emissionsgrad 0,95 betrug. „Normale“ Aufnahmen der entsprechenden Seite des Containers sind in den Abbildungen 7.1 und 7.2 dargestellt.

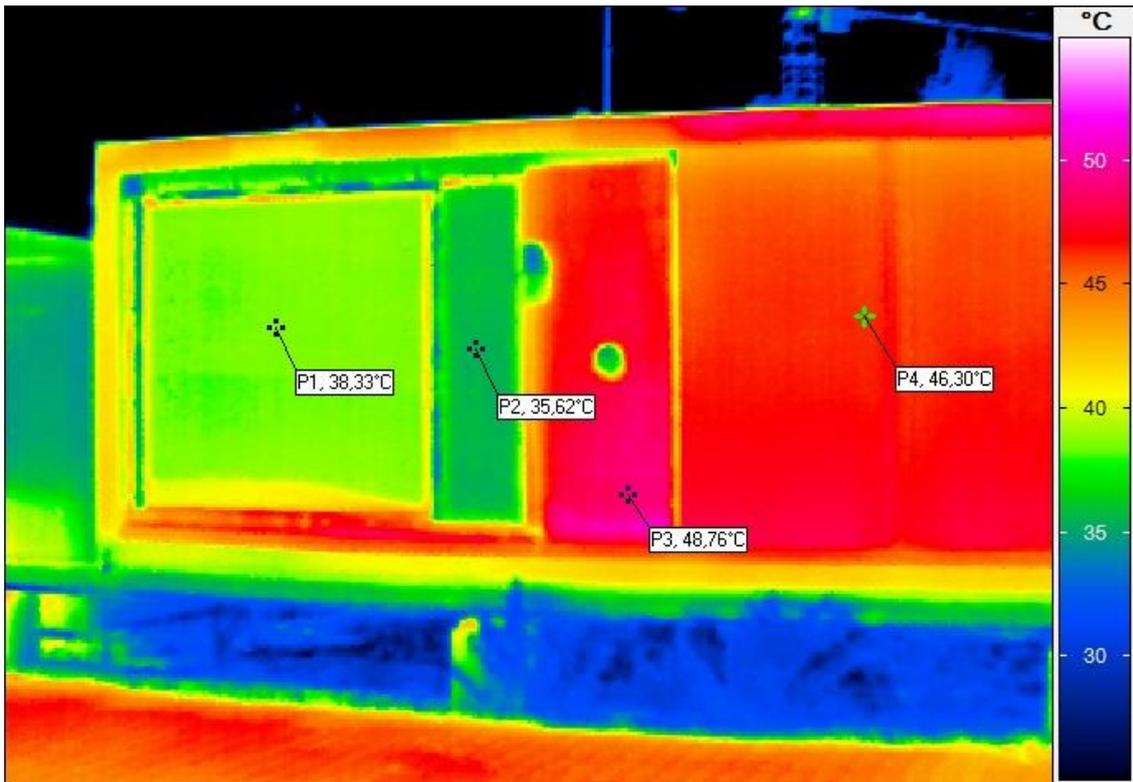


Abb. 7.24: Thermografieaufnahme der Südwand des Containers mit eingebautem Prototyp am Nachmittag des 26.08.2015; eingestellter Emissionsgrad: 0,95; Speichertemperaturen von 31 °C (unten), 43 °C (Mitte) und 47 °C (oben)

In Abbildung 7.25 ist eine Thermografieaufnahme der Südseite des Containers aus einem etwas anderen Blickwinkel und von etwas größerer Entfernung für den Morgen des 27.08.2015 gezeigt, der Emissionsgrad betrug hierbei wieder 0,95.

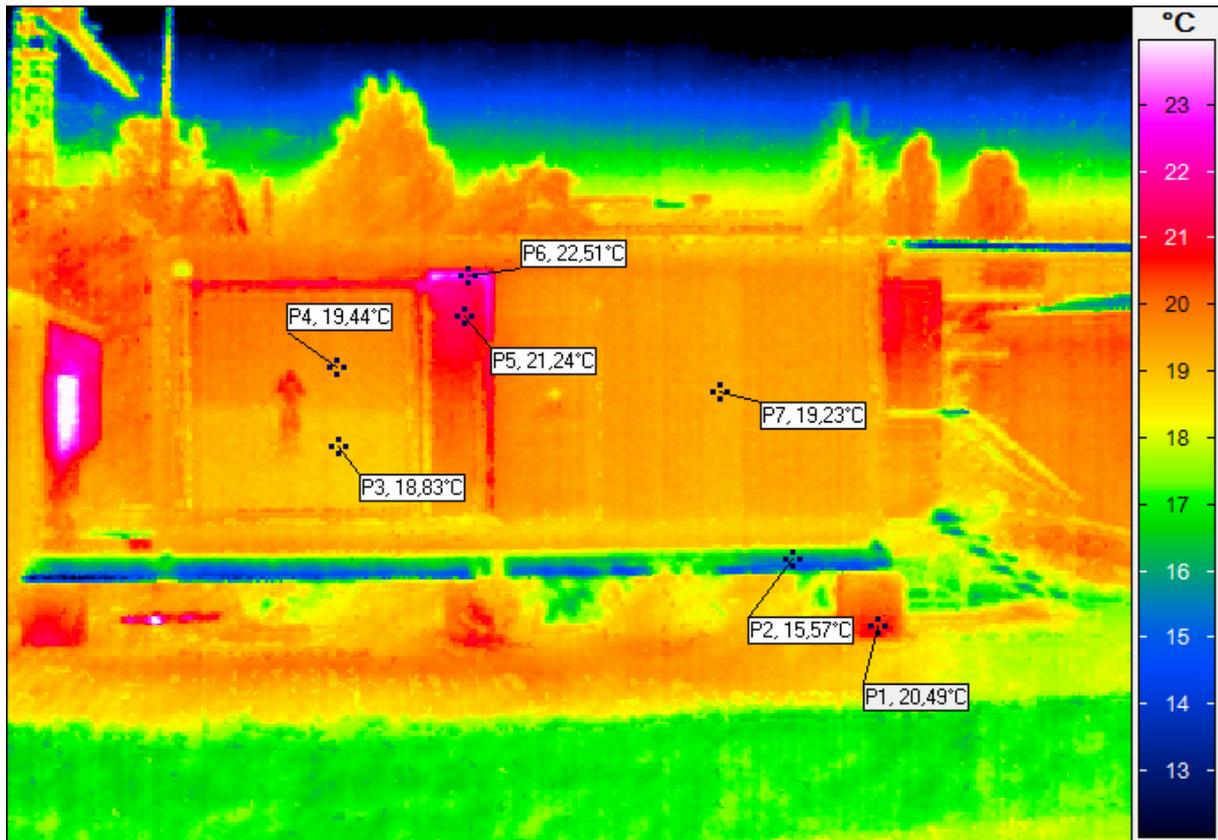


Abb. 7.25: Thermografieaufnahme der Südwand des Containers mit eingebautem Prototyp am Morgen des 27.08.2015; eingestellter Emissionsgrad: 0,95; Speichertemperaturen von 28 °C (unten), 34 °C (Mitte) und 39 °C (oben)

Weitere Thermografieaufnahmen mit Fokus auf den Prototyp sind zu unterschiedlichen Tageszeiten erfolgt, siehe Abbildungen 7.26 bis 7.28. Bei diesen Abbildungen fällt auf, dass im Thermografiebild sehr viele unterschiedlich temperierte Bereiche, z.T. direkt nebeneinander, auftreten, sodass eine Interpretation dieser Aufnahmen sehr viel schwieriger ist als der im Inneren des Containers durchgeführten Aufnahmen. Die Schwierigkeit besteht vor allem in der Vielzahl an Flächen unterschiedlichen Materials in einem Thermografiebild, die dementsprechend auch verschiedene Emissionsgrade aufweisen. Wie aus den visuellen Aufnahmen der Südseite des Containers erkennbar ist, siehe Abbildungen 7.1 und 7.2, gibt es zum einen mehrere metallische Flächen, beispielsweise die Aluminiumprofile rechts und oberhalb des Hydraulikraums, die verzinkten Stahlprofile als Einfassung der TWD, die Bleche an den beiden rechten Original-Wandelementen des Containers, die Stahlträger unter dem Container, den Stahlrahmen des Containers selbst sowie einige Winkel und Schrauben zur Befestigung von Holzabdeckungen. Zum anderen gibt es Holzleisten, die äußere PVC-Abdeckung des Hydraulikraumes und die Gummiprofile zur Abdichtung der TWD.

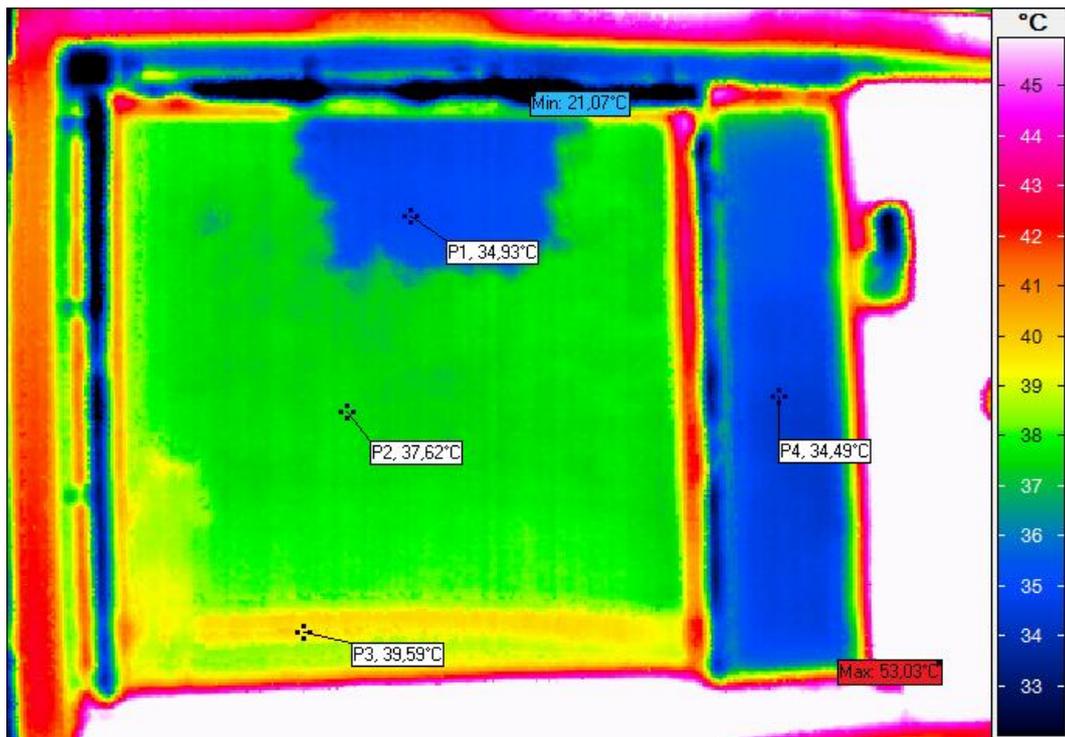


Abb. 7.26: Thermografieaufnahme der Außenseite des Prototyps am Nachmittag des 26.08.2015; eingestellter Emissionsgrad: 0,95; Speichertemperaturen von 31 °C (unten), 43 °C (Mitte) und 47 °C (oben)

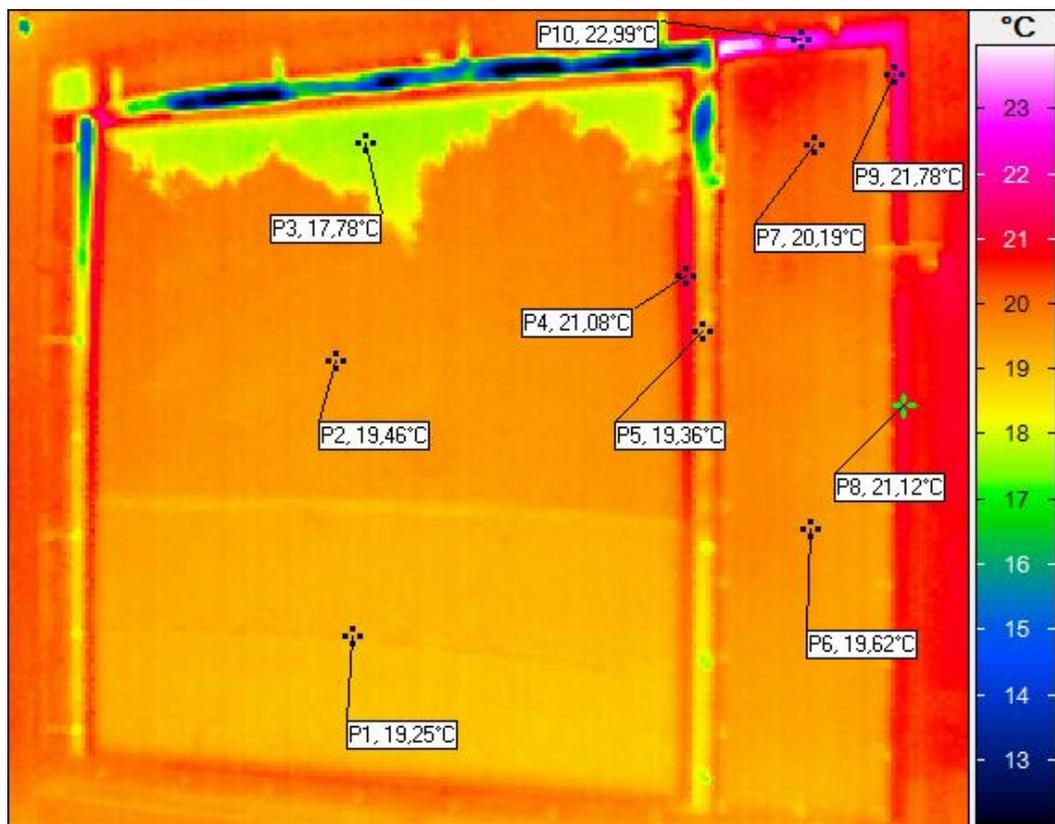


Abb. 7.27: Thermografieaufnahme der Außenseite des Prototyps am Morgen des 27.08.2015; eingestellter Emissionsgrad: 0,95; Speichertemperaturen von 28 °C (unten), 34 °C (Mitte) und 39 °C (oben)

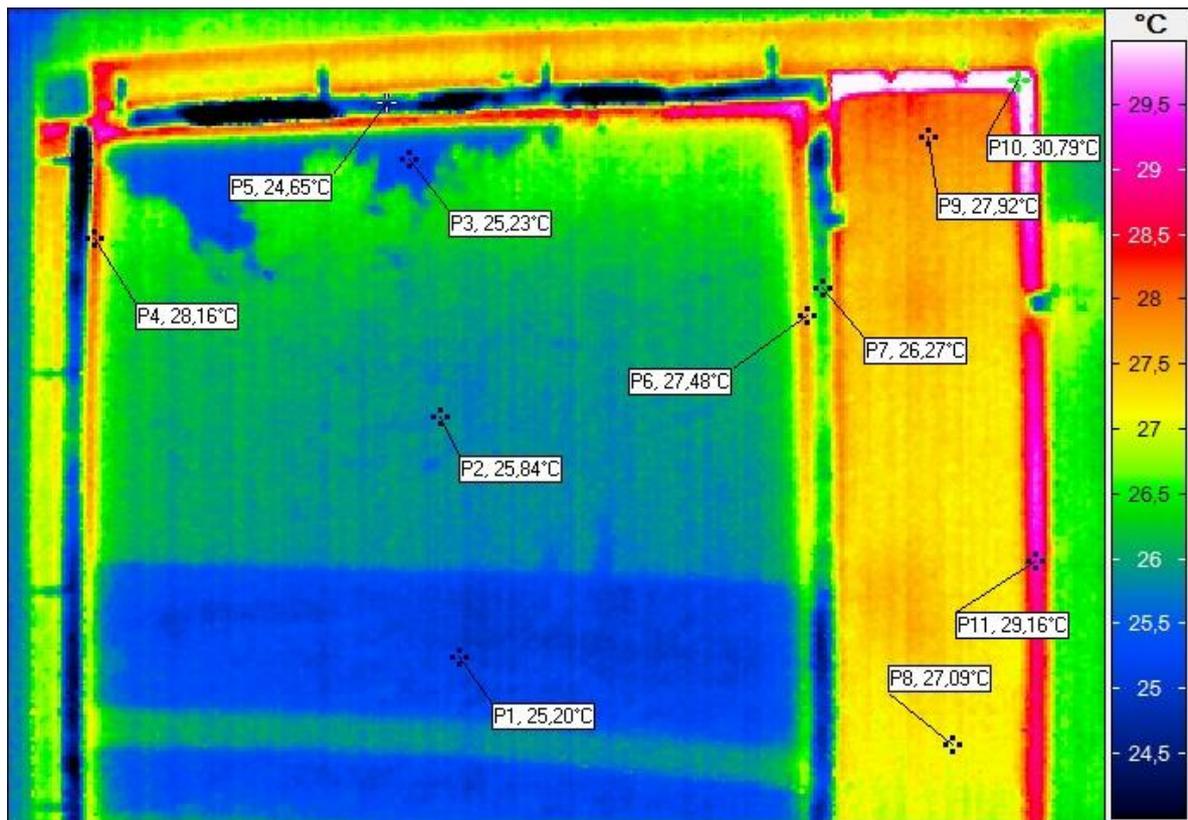


Abb. 7.28: Thermografieaufnahme der Außenseite des Prototyps am 27.08.2015 nach Sonnenuntergang; eingestellter Emissionsgrad: 0,95; Speichertemperaturen von 34 °C (unten), 41 °C (Mitte) und 48 °C (oben)

Ein weiterer, bei der Interpretation der Thermografieaufnahmen zu berücksichtigender Aspekt besteht im Auftreten von Störstrahlung, was beispielsweise durch die Reflexionen an der Glasscheibe der TWD sichtbar ist. In der Abbildung 7.27 sind z.B. sehr deutlich die Umrisse von einigen über 50 m entfernten Bäumen zu sehen und in Abbildung 7.25 ist in der Mitte der TWD als roter Umriss die Person erkennbar, welche die Thermografieaufnahmen durchführt. Wie in Abbildung 7.28 erkennbar ist, tritt Störstrahlung auch nach Sonnenuntergang auf, denn die Bäume sind auch hier in der Glasscheibe erkennbar.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte ist es kritisch zu hinterfragen, in welchem Umfang die in den Thermografieaufnahmen erkennbaren Temperaturunterschiede der TWD-Glasscheibe tatsächlich so auftreten. Aufgrund der am Absorber gemessenen Temperaturen wäre z.B. zu erwarten gewesen, dass auch hier eine mit der Höhe zunehmende Temperatur zu beobachten ist. Dies zeigt sich jedoch nur bedingt z.B. in den Abbildung 7.25, 7.27 und 7.28 und wird durch die Reflexionen sichtlich verfälscht. Bei Abbildung 7.26 hingegen ist die Temperatur im oberen Teil der Glasscheibe niedriger als im unteren Bereich. Rückschlüsse auf die Absorbtemperaturen sind mittels der Thermografieaufnahmen auch deshalb nur sehr bedingt möglich, da sowohl die TWD als insbesondere auch die Glasscheibe für Wärmestrahlung weitgehend opak sind.

Erstaunlich ist auch, dass die TWD-Einlassprofile aus verzinktem Stahlblech im Vergleich zu den übrigen Flächen deutlich kälter erscheinen. Die höheren Temperaturen der Gummidichtprofile am äußeren Rand der TWD sind jedoch aufgrund ihrer dunklen Färbung und damit guten Absorptionseigenschaften durchaus plausibel.

Aufgrund der vielen unterschiedlichen Emissionsgrade der einzelnen Materialien ist eine Aussage über den Realitätsbezug der angezeigten Temperaturwerte, schwierig. Da für die metallischen Flächen sehr wahrscheinlich der eingestellte hohe Emissionsgrad von 0,95 nicht zutreffend ist, wurde für Abbildung 7.27 eine nachträgliche Korrektur des Emissionsgrades für einige Flächen mithilfe der Auswertesoftware der Thermografieaufnahmen vorgenommen. Hierzu wurde den Aluminiumprofilen am Hydraulikraum ein Emissionsgrad von 0,6 zugewiesen und für die verzinkten Stahlprofile der TWD wurde ein Emissionsgrad von 0,2 definiert. Dies führte allerdings nicht zu eindeutigeren Ergebnissen.

Auch wenn Aussagen zu den Temperaturen von Flächen aus unterschiedlichen Materialien schwierig sind, so lassen sich doch zumindest die Temperaturen von Flächen gleichen Materials miteinander vergleichen. So ist beispielsweise aus den hier gezeigten Thermografieaufnahmen in den Abbildungen 7.25, 7.27 und 7.28 erkennbar, dass die Temperatur am Aluminiumprofil mit zunehmender Höhe ansteigt und an dem oberhalb der TWD horizontal verlaufenden Profil am höchsten ist. Auch an der Abdeckung des Hydraulikraumes können steigende Temperaturen mit zunehmender Höhe beobachtet werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass mithilfe der Thermografieaufnahmen die Temperaturen an der Rückwand des Trinkwassermoduls unter wesentlich realistischeren Umgebungsbedingungen untersucht werden konnten, als dies im Sonnensimulator möglich war. Es zeigten sich insbesondere deutliche Temperaturdifferenzen an der Rückwandoberfläche in Abhängigkeit von der Höhe, welche um so ausgeprägter sind, je höher die Einstrahlung ist. Die Thermografieaufnahmen der Vorderseite des Trinkwassermoduls sind aufgrund der Verglasung der TWD und der vielen unterschiedlichen Emissionsgrade der einzelnen Flächen sowie aufgrund der vorhandenen Störstrahlung mit großen Unsicherheiten behaftet.

8 Auswertung der Messergebnisse (AP7)

Im Folgenden wird eine Zusammenfassung der in den Kapiteln 6 und 7 dargestellten Messergebnisse der beiden Prototypen gegeben. Ausgehend von diesen Messergebnissen werden Maßnahmen bzw. Vorschläge abgeleitet, wie die in diesem Projekt entwickelten fassadenintegrierten solarthermischen Anlagen in technischer Hinsicht, d.h. z.B. in Bezug auf deren thermische Leistungsfähigkeit, weiter verbessert werden können. Die ökologische und ökonomische Bewertung ist für den ersten Prototyp in den Kapitel 9 bzw. 10 dargelegt.

8.1 Auswertung der Messergebnisse für Prototyp 1

Für den Prototypen 1, d.h. das Trinkwassermodul, kann als erstes und wichtigstes Ergebnis festgehalten werden, dass die Messungen im dynamischen Sonnensimulator und auf dem Außenprüfstand gezeigt haben, dass das Konzept dieses kompakten solarthermischen Fassadenelementes mit einer direkten Beladung eines Warmwasserspeichers über eine davor angeordnete transparente Wärmedämmung grundsätzlich funktioniert. Durch die auf die vordere Speicherwand auftreffende Solarstrahlung wird das Wasser im Speicher erwärmt und über den externen Plattenwärmeübertrager in Kombination mit den weiteren hydraulischen Komponenten kann anschließend warmes Wasser gezapft werden.

Des Weiteren konnte beobachtet werden, dass sich eine ausgeprägte thermische Schichtung im Speicher ausbildet und diese auch über längere Zeit erhalten bleibt bzw. sich auch nach erfolgter Warmwasserzapfung bei weiterer solarer Beladung wieder ausbildet. Während einer solchen Warmwasserzapfung wird der Durchmischung des Speichers durch die drei im Speicher befindlichen Leitbleche gut entgegengewirkt.

Die Speicherprüfungen zeigten jedoch auch, dass Konstruktion und Wärmedämmkonzept des Speichers noch verbessert werden sollten. Das Verhältnis von nutzbarem Speichervolumen zum gesamten Speichervolumen ist zwar durch die drucklose Ausführung des Speichers beschränkt, lässt sich aber durch eine bessere Positionierung der Anschlüsse durchaus noch erhöhen. Die relativ hohe Wärmeverlustrate ist zu einem Großteil auf die rechteckige Speichergeometrie zurückzuführen, weil damit im Vergleich zu einem zylindrischen Speicher das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen größer ist. Diese Speichergeometrie sollte jedoch für den Einsatz in der Fassade auch beibehalten werden. Gleichwohl lässt sich die Wärmeverlustrate des Speichers durch Änderungen an der Wärmedämmung reduzieren, beispielsweise durch eine stärkere Dämmung an der Seite zum Hydraulikraum und durch die Vermeidung von Wärmebrücken über die Versteifungs- und Rahmenprofile.

Eine der wichtigsten Optimierungsmaßnahmen, die sich aufgrund der Messergebnisse im dynamischen Sonnensimulator und auf dem Außenprüfstand ableiten lassen, ist die Reduzierung des spezifischen, d.h. auf die Kollektor- bzw. TWD-Fläche bezogenen Speichervolumens. Im ersten Prototyp wurde ein sehr hohes Verhältnis zwischen Speichervolumen und TWD-Fläche von mehr als 100 l/m² gewählt um eine Überhitzung des Speichers in Sommerzeiten ohne Warmwasserzapfungen zu vermeiden. Dies führt jedoch zu einer sehr hohen Trägheit des Speichers, d.h. aufgrund der großen thermischen Kapazität des Speichers erwärmt sich dieser nur sehr langsam. Die große thermische Kapazität des Speichers führte jedoch auch zu positiven Effekten, wie die Messungen auf dem Außenprüfstand zeigten. So konnte festgestellt werden, dass es mit dieser Auslegung im praktischen Betrieb tatsächlich nicht zu einer Gefahr der Überhitzung des Speichermediums oder einzelner Bauteile des multifunktionalen Fassadenelementes kommt. Ebenso reduziert eine hohe thermische Kapazität des Speichers die Gefahr des Einfrierens des Speichermediums, wobei innerhalb

der Projektlaufzeit nicht abschließend geklärt werden konnte, ob der Speicher des Prototyps in dieser Auslegung tatsächlich nicht einfriert. Es kann aber festgehalten werden, dass mit einer Reduzierung des Verhältnisses von Speichervolumen zu TWD-Fläche auf jeden Fall über weitergehende Maßnahmen sowohl zum Schutz vor Überhitzung als auch zur Verhinderung eines Einfrierens nachgedacht werden muss.

Weiterhin müssen die Modulgröße an sich sowie die Aufteilung zwischen solarthermisch aktivem Teil mit TWD und Warmwasserspeicher auf der einen und dem Hydraulikraum auf der anderen Seite verändert werden. Weshalb der Prototyp für die im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Messungen größer aufgebaut wurde als für den realen Anwendungsfall zum Ersatz einer Fensterbrüstung vorgesehen, wurde bereits in Kapitel 5.1.3 erläutert.

Des Weiteren wurde für die Simulationen (Kapitel 3) sowie für die ökologische und ökonomische Bewertung (Kapitel 9 und 10) bereits von einer Trennung zwischen solarthermisch aktiven Fassadenelementen und einem separaten, in einer Wohneinheit befindlichen Hydraulikmodul ausgegangen. Die in diesen Kapiteln betrachteten Fassadenelemente besitzen die Größe üblicher Fensterbrüstungen, mit einer TWD-Fläche im Bereich von 0,8 - 1,4 m².

Eine Verkleinerung des Hydraulikraumes sollte auf jeden Fall angestrebt werden und ist mit Sicherheit auch möglich, da bei dem in diesem Projekt aufgebauten Prototyp ein nicht unerheblicher Teil des Hydraulikraumes der Unterbringung der Messtechnik dient. Das Herauslösen des Hydraulikteils aus dem Fassadenelement ist auch aus Gründen der Frostgefahr sinnvoll, weil das Wasser in den Rohrleitungen eher gefriert als das Wasser im Speicher mit seiner großen Wärmekapazität.

In diesem Zusammenhang sollte auch darüber nachgedacht werden, ob auf den Hydraulikteil eventuell gänzlich verzichtet werden kann. Dies wäre z.B. durch die Verwendung eines speziellen, an den Speicher angepassten internen Wärmeübertragers möglich. Das Konzept könnte so aussehen, dass kaltes Wasser direkt aus der bestehenden Trinkwasserleitung durch den speicherintegrierten Wärmeübertrager fließt, dabei erwärmt oder zumindest vorgewärmt wird und dann in einem nachgeschalteten elektrischen Durchlauferhitzer ggf. noch weiter bis auf die gewünschte Temperatur erwärmt wird.

Um vor allem die thermische Leistungsfähigkeit des multifunktionalen solarthermischen Fassadenelementes zur Trinkwassererwärmung noch weiter zu erhöhen, können folgende Details an den beiden Hauptkomponenten "Sonnenkollektor" bzw. transparente Wärmedämmung in Kombination mit der Vorderseite des Speichers und dem Warmwasserspeicher selbst verbessert werden.

Als erstes wäre die Verwendung einer **selektiven Schicht** am Absorber, d.h. auf der vorderen Speicheroberfläche sinnvoll, um die Absorption weiter zu erhöhen und gleichzeitig die Emission von Wärme von der Speicheroberfläche zu reduzieren. Zum Zweiten sollte versucht werden, **den Luftspalt zwischen transparenter Wärmedämmung und Speicher zu reduzieren**, um eine mögliche Konvektion in diesem Bereich und damit zu hohe vorderseitige Wärmeverluste des Speichers zu verhindern. Dies kann erreicht werden, wenn es gelingt, den Speicherbehälter ohne äußere Versteifungsrahmen zu realisieren. Mögliche Ansätze hierfür sind: die bereits oben angesprochene Reduzierung der Größe des Fassadenelementes selbst und damit auch des Speichers, die Verwendung alternativer Speichermaterialien mit höherer Festigkeit und Temperaturbelastbarkeit wie z.B. faserverstärkte Kunststoffe, oder die Erhöhung der Festigkeit des Speichers durch entsprechende interne Versteifungen, soweit diese fertigungstechnisch einfach realisierbar

sind. Im Zusammenhang mit der Speicherkonstruktion ist es ferner sinnvoll, über eine Lösung nachzudenken, bei der die transparente Wärmedämmung integrierter Bestandteil des Speichers ist. Dies bedeutet, dass die innere Fläche der transparenten Wärmedämmung die vorderseitige Außenwand des Speichers ersetzt, wodurch es keinen Luftspalt und auch keinen Absorber im eigentlichen Sinne mehr geben würde, was zu deutlich höheren Strahlungsgewinnen führen würde. Da die vorderseitigen Wärmeverluste damit ebenfalls steigen würden, müsste auch über die Wahl der transparenten Wärmedämmung noch einmal nachgedacht werden.

Des Weiteren ist kritisch zu hinterfragen, inwieweit das mikroverkapselte Phasenwechselmaterial als Bestandteil der innenseitigen Trockenbauwand des Fassadenelementes wirklich benötigt wird. Die Messungen im dynamischen Sonnensimulator und auf dem Außenprüfstand konnten kein abschließendes Ergebnis hierzu liefern, jedoch liegt u.a. deshalb der Schluss nahe, dass der Effekt des PCMs sehr gering ist. Wenn mithilfe von PCM die Temperaturspitzen im Innenraum insbesondere während des Sommers reduziert werden sollen, dann ist es sicherlich sinnvoller, dieses großflächig im Innenraum anzubringen, als nur einen kleinen begrenzten Innenwandbereich hinter dem Fassadenelement mit PCM zu versehen.

Neben den bisher angesprochenen Optimierungsmaßnahmen, die vor allem die thermische Leistungsfähigkeit des Fassadenelementes betreffen, gibt es mit Sicherheit auch noch Verbesserungspotenzial hinsichtlich einer möglichst einfachen Integrierbarkeit des Fassadenelementes in die Gebäudehülle sowie hinsichtlich der Ästhetik. Ein besseres, weil einheitliches äußeres Erscheinungsbild würde sich einerseits z.B. durch den Verzicht auf den Hydraulikraum bzw. durch das Herausnehmen dieses Hydraulikteils aus der Fassade ergeben. Andererseits lässt sich das äußere Erscheinungsbild durch die Wahl einer geeigneten transparenten Wärmedämmung und ihrer konstruktiven Anbindung an die vorhandenen baulichen Gegebenheiten anpassen. Eine einfachere Integration des Fassadenelementes in die Gebäudehülle lässt sich beispielsweise über Änderungen an der Rahmenkonstruktion vornehmen, wobei an dieser Stelle keine konkreten Maßnahmen vorgeschlagen werden können, da die Rahmenkonstruktion auch vom Gebäude- bzw. Fassadentyp abhängt und im Rahmen dieses Projektes kein Einbau des Fassadenelementes in ein reales Wohngebäude erfolgte.

8.2 Auswertung der Messergebnisse für Prototyp 2

Für den zweiten Prototyp, d.h. das Kombimodul, bestehend aus zwei Flachkollektoren, einem Speichermodul und einem Hydraulikmodul, konnte die prinzipielle Funktionstüchtigkeit aufgezeigt werden. So konnten bei den Messungen im dynamischen Sonnensimulator die über das Hydraulikmodul realisierten einzelnen Betriebsmodi der solarthermischen Anlage nachgebildet werden.

Für den zweiten Prototyp konnten im Rahmen dieses Projektes aufgrund der erheblichen zeitlichen Verzögerungen beim Aufbau des Außenprüfstands keine Messungen unter realen Umgebungsbedingungen durchgeführt werden. Von daher stand die konkrete Fassadenintegration wie in Kapitel 5.2.1 dargestellt bei den Labormessungen im Hintergrund. Diese konkrete Fassadenintegration muss mit Sicherheit das vorrangige Ziel einer möglichen Weiterentwicklung dieser fassadenintegrierten solarthermischen Kombianlage sein. Dies betrifft einerseits das als Ersatz einer Fensterbrüstung vorgesehene fassadenintegrierte Speichermodul und andererseits die der Fassade vorgehängten Flachkollektoren. Aber auch für das Hydraulikmodul muss überlegt werden, wo dieses genau positioniert werden kann und wie es eventuell noch kompakter gebaut werden kann, um so wenig wie möglich wertvollen Platz im Gebäude zu benötigen.

Bezüglich möglicher Verbesserungen des Aufbaus des Speichermoduls konnten anhand der Charakterisierung des thermischen Verhaltens der Speicher bei den Messungen auf dem Speicherprüfstand wichtige Erkenntnisse gewonnen werden. Als wesentlichste Optimierungsmaßnahme ist hier die konstruktive Umgestaltung der Speicheranschlüsse zu nennen, um Vermischungen im Speicher signifikant zu reduzieren und somit die thermische Schichtung zu verbessern. Des Weiteren weist auch das Wärmedämmkonzept noch ein deutliches Optimierungspotenzial auf.

9 Ökologische Bewertung von multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten

9.1 Definitionen und Vorbemerkungen

Auf Wunsch des Projektträgers nach einer Kosten-Nutzen-Analyse für die neuentwickelten multifunktionalen Fassadenelemente und der Ermittlung der ökonomischen und energetischen Amortisationszeit wurde zunächst eine vollständige Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA) für den ersten Prototyp zur Trinkwassererwärmung erstellt. Die wichtigsten Ergebnisse werden im Folgenden aufgeführt. Eine Ökobilanzierung des zweiten Prototyps war aus zeitlichen und personellen Gründen innerhalb der Projektlaufzeit nicht mehr möglich, u.a. auch weil die Lizenzverträge für die verwendete Software Mitte März 2015 ausliefen und aus Kostengründen nicht mehr verlängert werden konnten.

Für den neuentwickelten Prototyp einer multifunktionalen solaren Gebäudekomponente zur Trinkwassererwärmung (Prototyp 1 bzw. Trinkwassermodul) wurde zunächst eine ökologische und primärenergetische Bewertung durchgeführt. Der im Labormaßstab aufgebaute Prototyp wurde hierfür auf den vorgesehenen Anwendungsfall, wie weiter unten beschrieben, skaliert. Wie bereits mehrfach erwähnt ist die beabsichtigte Anwendung der multifunktionalen Gebäudekomponente eine nichttragende Fassadenintegration, z.B. als Ersatz einer Fensterbrüstung in einzelne Wohneinheiten von Mehrgeschossbauten, sowohl im Bestand als auch im Neubau.

Für die hier folgenden ökologischen Bewertungen wurde das gleiche Vorgehen wie für die in Kapitel 3.3 beschriebenen Simulationen und wie für die in Kapitel 10 dargelegte Wirtschaftlichkeitsrechnung gewählt, d.h. es wird der Einbau eines oder mehrerer Trinkwassermodule in eines der zwölf im Kapitel 3.3 definierten Referenzwohngebäude betrachtet, wobei sich der Hydraulikteil in der Wohneinheit befindet, die ersetzte Fassadenfläche also vollständig durch den solarthermisch aktiven Teil mit der transparenten Wärmedämmung (TWD) belegt ist. Zur Veranschaulichung der hier betrachteten Fassadenintegration der Trinkwassermodule in ein Referenzgebäude wird nochmals auf die Bestimmung der Brüstungsfläche als möglichen Einbauort für das Trinkwassermodul in einer Referenzwohneinheit verwiesen, siehe Abbildung 9.1.

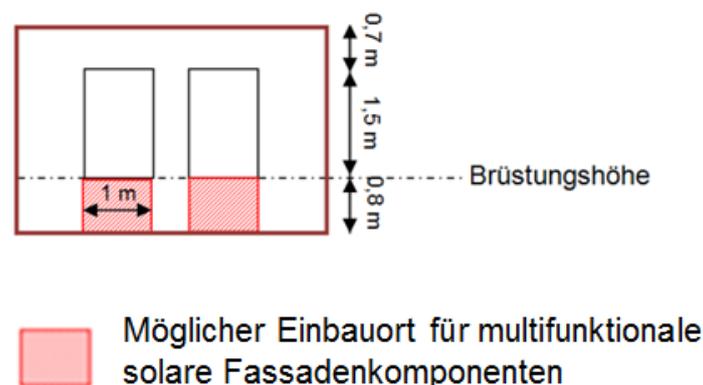


Abb. 9.1: Bestimmung der Brüstungsfläche in einer Referenzwohneinheit

Wie in Abbildung 9.1 zu sehen ist, ergibt sich für ein als Ersatz einer Fensterbrüstung in die Fassade der Referenzwohneinheit integriertes, solarthermisch aktives Fassadenelement eine typische Außenfläche von $0,8 \text{ m}^2$. Für die folgende Ökobilanz wird nun eine **funktionelle Einheit**, aus vier Fassadenmodulen bestehend aus TWD und Warmwasserspeicher und einem gemeinsamen Hydraulikmodul, in dem sich der externe Plattenwärmeübertrager für die Trinkwassererwärmung befindet, pro Wohneinheit definiert. Nicht Bestandteil der funktionellen Einheit sind die Unterkonstruktion zum Transport der Module, die Tür und die äußere Abdeckung des Moduls sowie die Messtechnik des Prototyps, da diese Komponenten im realen Anwendungsfall nicht benötigt werden.

Für die Ökobilanz wurde als Referenzgebäude eine Gebäudeform mit einem möglichst hohen solaren Deckungsanteil entsprechend der Simulationsergebnisse ausgewählt. Es fiel die Wahl auf eines der etwa 500.000 Bestandsgebäude mit dem Baujahr bzw. der Baualtersklasse vor 1919, bei denen sich bei wärmegeämmter Außenfassade entsprechend der Simulationen durch den Einbau der Trinkwassermodule solare Deckungsanteile von 62,3 % ergeben. Vergleiche hierzu auch Abbildung 3.7 in Kapitel 3.3.3 für die Referenzwohneinheit II.1 mit einer Modulfläche von $3,2 \text{ m}^2$ (= 4 Module à $0,8 \text{ m}^2$ als eine funktionelle Einheit). Das verwendete Referenzgebäude mit der darin befindlichen Referenzwohneinheit ist in Abbildung 9.2 dargestellt. Als Referenzwohneinheit dient eine der in Abbildung 9.2 violett markierten, mittig gelegenen Wohneinheiten mit einer Fläche von 88 m^2 und mit zwei nach außen gewandten Fassadenteilen. Der zuvor genannte solare Deckungsanteil von 62,3 % bezieht sich auf einen Einbau sämtlicher vier Trinkwassermodule in die Südfassade dieser Referenzwohneinheit.

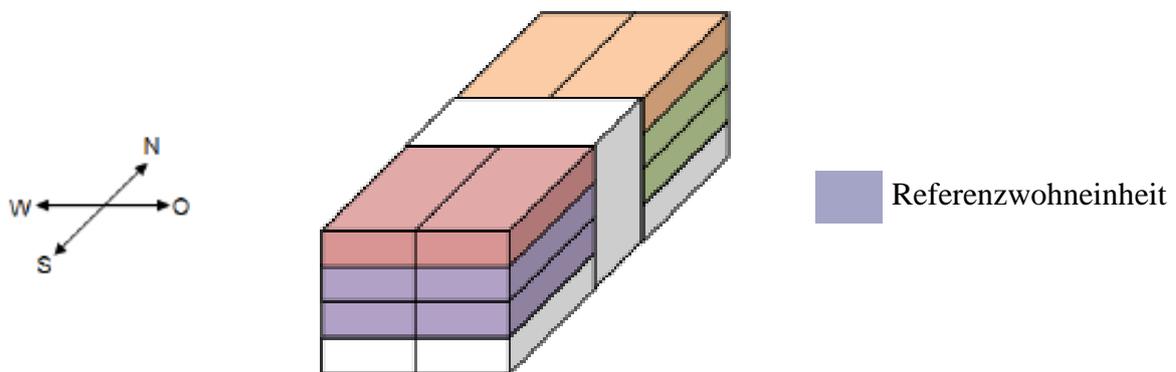


Abb. 9.2: Für die Ökobilanzierung ausgewählte Referenzwohneinheit innerhalb eines Referenzwohngebäudes der Baualtersklasse vor 1919

Das Wärmedämmmaterial der Außenwand ist 10 cm dickes expandiertes Polystyrol mit einer angenommenen Dichte von 20 kg/m^3 , welches durch Wiederverwertung beim Einbau der Fassadenmodule dem System gutgeschrieben wird. Als Mauerwerk dient leichter Sediment-Naturstein mit einer Wanddicke von $0,38 \text{ m}$. In einer Variante der Wirkungsabschätzung werden sowohl das Wärmedämmmaterial als auch das durch die funktionelle Einheit ersetzbare Mauerwerk als Energiegutschrift behandelt.

Wie bereits erwähnt ergeben sich für diese Referenzwohneinheit 4 Fassadenelemente à $0,8 \text{ m}^2$ Außenfläche zzgl. eines Hydraulikmoduls. Die Größe der Kollektorfläche bzw. des Warmwasserspeichers der bei der ökologischen Bewertung mit betrachteten solarthermischen Referenzanlage wurde zur besseren Vergleichbarkeit an diese Werte angepasst.

Die Untersuchung erfolgte mittels einer Ökobilanz nach DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044. Hierbei wird eine Bewertung des gesamten Lebenszyklus einer Anlage von der Rohstoffbeschaffung über die Nutzung bis zur Entsorgung durchgeführt, sodass eine kritische und ganzheitliche Betrachtung des regenerativen Energiesystems ermöglicht wird.

Die sogenannte Modellierung erfolgte mithilfe der Software *Umberto NXT Universal* der ifu Hamburg GmbH. Für die Modellierung und anschließende Wirkungsabschätzung wurde auf die Datenbank Ecoinvent v3.1 zurückgegriffen. Sowohl die verwendeten Materialien als auch die Produktionsverfahren und Transportwege sind hierbei Teil der Modellierung. Es wurden, sofern vorhanden, passende Datensätze und die darin enthaltenen Systemgrenzen übernommen. Soweit möglich wurden die Sachbilanzergebnisse auf den globalen Markt bezogen, andernfalls auf den europäischen Markt. Der Strombezug der funktionellen Einheit wurde für den Standort Deutschland ausgewählt. Aufgrund einer schlechten Datenlage wurden für die Lebensphase Entsorgung Allokationsmodelle aus der Schweiz übernommen.

Als Bewertungskriterien dienten hierbei der **kumulierte Energieaufwand**, die **energetische Amortisationszeit** und der **ökologische Fußabdruck**. Ferner wurden anhand weiterer ausgewählter Wirkungsindikatoren potentielle **Umweltwirkungen** erfasst. Für einen objektiven Vergleich wurden zwei Referenzsysteme definiert: Zum einen eine herkömmliche solarthermische Anlage mit fassadenvorgehängten Flachkollektoren, zum anderen ein konventionelles Referenzsystem auf Erdgasbasis. Diese wurden unter denselben Rahmenbedingungen und Dimensionierungen betrachtet wie die multifunktionale Gebäudekomponente.

Notwendige Grundlage zur Berechnung der zuvor genannten Bewertungskriterien ist eine sehr detaillierte Sachbilanz der im Prototyp bzw. in den Referenzsystemen zum Einsatz kommenden Materialien, Herstellungs- und Verwertungsprozesse.

9.2 Kumulierter Energieaufwand

Mithilfe des kumulierten Energieaufwandes lässt sich der primärenergetische Energieaufwand der Herstellung (KEA_H), des Betriebs (KEA_B), der Wartung (KEA_W) und der Entsorgung (KEA_E) einer Anlage betrachten. Aufgrund der Umrechnung des energetischen Aufwandes der einzelnen Positionen auf die einheitliche primärenergetische Bezugsbasis wird als Einheit des kumulierten Energieaufwandes eine Kilowattstunde Primärenergieäquivalent kWh_{Eq} verwendet. Die Vorgehensweise der Berechnung des kumulierten Energieaufwandes ist in der VDI Richtlinie 4600 geregelt und ermöglicht eine ganzheitliche Betrachtung des zu untersuchenden Systems von der Rohstoffgewinnung bis zur Entsorgung.

Das eingesetzte Primärenergieäquivalent (PEA_{Ein}) des gesamten Lebenszykluses ergibt sich damit durch folgende Gleichung (9.1):

$$PEA_{Ein}(t) = KEA_H + (KEA_B * t) + (KEA_W * t) + KEA_E \quad (9.1)$$

PEA_{Ein} beschreibt die Summation des jeweiligen kumulierten Energieaufwandes für Herstellung inkl. Transport und Installation (KEA_H), Betrieb (KEA_B), Wartung (KEA_W) und Entsorgung (KEA_E). Der Energieaufwand zur Entsorgung umfasst zum einen die Ablagerung auf einer Deponie und das Verbrennen des entstehenden Abfalls, zum anderen das Recyclen des Produkts. Da die für den Betrieb und die Wartung benötigten kumulierten Energieaufwände zeitabhängig sind, werden diese Größen mit der Gesamtbetriebszeit bzw. Lebensdauer der Anlage bzw. der funktionellen Einheit (t) multipliziert. Es ist hierbei

möglich, dass bei der Modellierung und Bilanzierung eines Produktsystems der Energieaufwand für das Recycling einen negativen Wert annimmt. Dies wird dann als Energiegutschrift behandelt. Primärenergie, die der Umwelt entzogen wird, d.h. erneuerbare Energie, fließt bei den Berechnungen nicht mit ein. Somit setzt sich der kumulierte Energieaufwand nur aus nuklearen und fossilen Teilen zusammen.

Der kumulierte Energieaufwand des solarthermischen Referenzsystems und des konventionellen Referenzsystems wurde gleichermaßen wie derjenige für die multifunktionalen Gebäudekomponenten mit der Software Umberto NXT Universal berechnet bzw. modelliert.

Abbildung 9.3 zeigt den jeweiligen kumulierten Energieaufwand der funktionellen Einheit für die drei Lebensphasen Herstellung, Betrieb und Entsorgung bei einer angenommenen durchschnittlichen Recyclingquote von 50 %. Die Abbildungen 9.4 und 9.5 zeigen die Ergebnisse einer detaillierteren Analyse auf Komponentenebene.

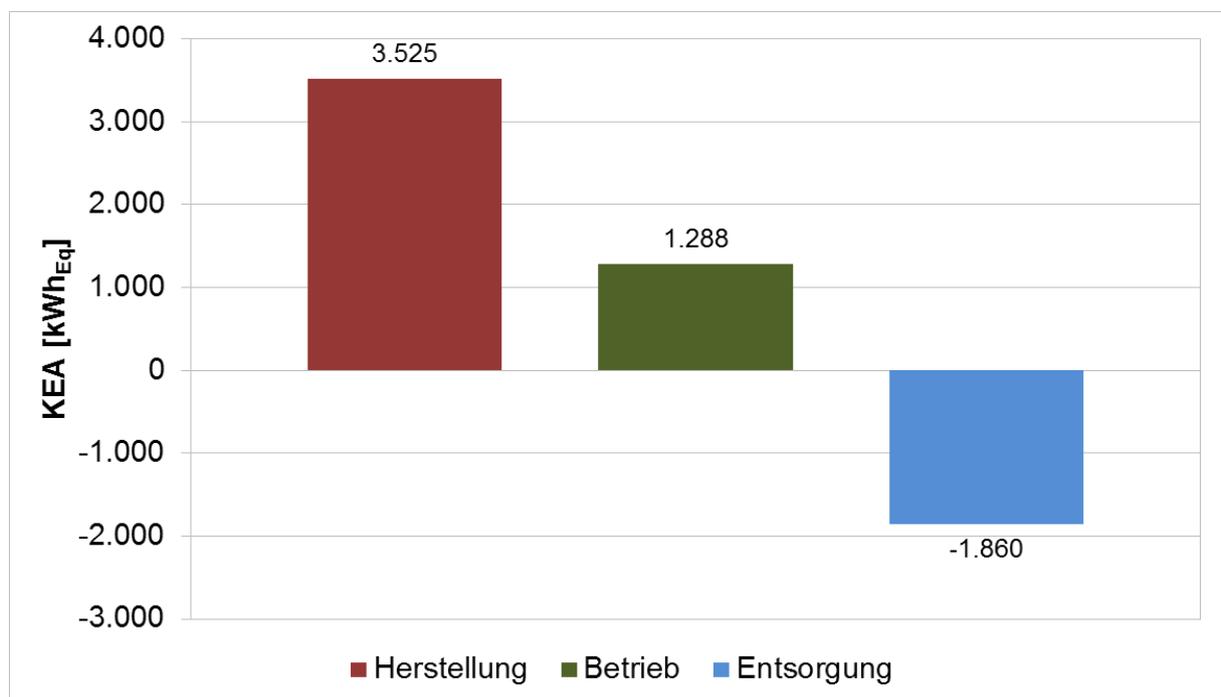


Abb. 9.3: Kumulierter Energieaufwand (KEA) der funktionellen Einheit bei zusätzlicher Mauerwerksgutschrift

Die Herstellung der funktionellen Einheit stellt mit einem kumulierten Energieaufwand von über 3.500 kWh_{Eq} die mit Abstand energieaufwendigste Phase dar. Auffallend niedrig ist der Energieaufwand während der 20 Betriebsjahre inklusive des zweijährigen Wartungszyklus. Der kumulierte Energieaufwand der Entsorgung nimmt aufgrund der Wiederverwertung von Materialien mittels Recycling einen negativen Wert an. Dieser geht mit negativem Vorzeichen in die Bilanzierung ein und stellt somit eine sogenannte Energiegutschrift dar. Abbildung 9.4 veranschaulicht den jeweiligen kumulierten Energieaufwand der einzelnen Komponenten in der Lebensphase Herstellung. Hierbei werden sowohl die Komponenten als auch das Verpackungsmaterial, der anfallende Transportenergieaufwand und die Installationsarbeiten näher analysiert.

Bei der Berechnung des kumulierten Energieaufwandes werden ferner sog. Gutschriften für die Wiederverwertung des Wärmedämmmaterials sowie des Mauerwerks der Bestandswand bei Einbau der multifunktionalen Gebäudekomponenten verwendet. Energetische Gutschriften wie z.B. das Wiederverwerten des Wärmedämmmaterials oder auch eine Dachziegelgutschrift bei dachintegrierten Solaranlagen sind durchaus üblich bei Ökobilanzstudien [43]. Für die Wiederverwertung des Mauerwerks aus Natursteinen wird von einer Außenfläche von 3,2 m², einer Mauerdicke von 0,38 m und einer Dichte von 2600 kg/m³ ausgegangen. Mittels dieser Annahmen für die Modellierung mit der Software Umberto NXT Universal resultiert hieraus eine Gutschrift von etwa -6.718,3 kWh_{Eq}.

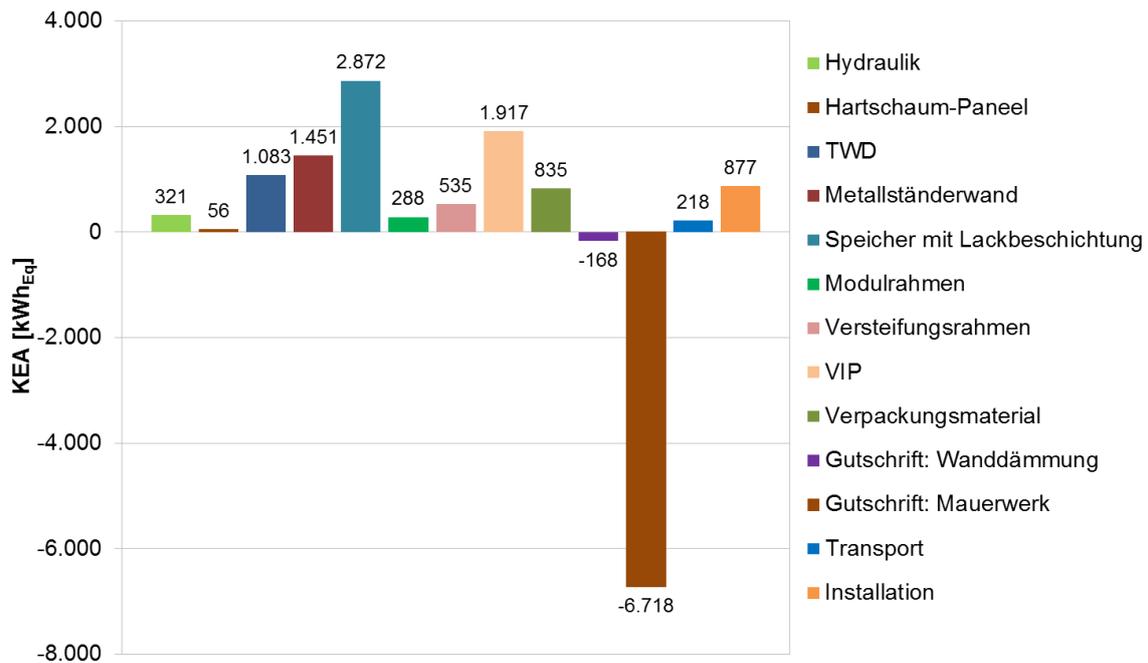


Abb. 9.4: Kumulierter Energieaufwand (KEA) der Herstellung der funktionellen Einheit bei zusätzlicher Mauerwerksgutschrift

Der kumulierte Energieaufwand der Speicher ist mit einem prozentualen Anteil von 28 % am Gesamtenergieaufwand mit Abstand am höchsten. Hierbei lässt sich der erhöhte Wert fast ausschließlich auf die Herstellung der Speicher aus Polypropylen zurückführen, da der verwendete Solarlack einen im Gegensatz dazu vernachlässigbaren kumulierten Energieaufwand aufweist. Weiterhin ist zu bemerken, dass das Herstellen des Polypropylengranulats über das Dreifache energieaufwändiger ist als der Prozess des Spritzgießens der Speicher. Bei einer alternativen Fertigung aus Stahl würde sich des Weiteren der kumulierte Energieaufwand auf über das Doppelte erhöhen. Auch eine Ausführung durch faserverstärkten Kunststoff stellt energetisch gesehen keine Alternative dar. Die Vakuum-Isolationspaneele stellen die Komponenten mit dem zweithöchsten kumulierten Energieaufwand dar. Der Anteil der VIPs am gesamten kumulierten Energieaufwand beträgt trotz ihrer geringen Masse knapp 19 % aufgrund des energieintensiven Herstellungsprozesses. Die Komponenten mit dem dritthöchsten kumulierten Energieaufwand sind die Metallständerwände mit einem um etwa 500 kWh_{Eq} niedrigeren kumulierten Energieaufwand im Vergleich zu den Vakuum-Isolationspaneelen. Einen ebenfalls relativ hohen kumulierten Energieaufwand haben die transparenten Wärmedämmungen. Hierbei setzt sich der kumulierte Energieaufwand zu großen Teilen aus der Glasherstellung und der Aerogel-

produktion zusammen, wobei die Glasproduktion doppelt so viel Energie benötigt wie die Herstellung des Aerogels.

Der kumulierte Energieaufwand für Installationsarbeiten setzt sich per Definition aus einem Gesamtenergieaufwand von 10 % der Herstellung der Komponenten und einer Transportpauschale von 40 km zusammen und ist damit relativ hoch. Der kumulierte Energieaufwand für das Verpackungsmaterial setzt sich im Gegensatz dazu nur aus dem Gesamtenergieaufwand von 10 % zusammen und ist somit in dieser und in allen weiteren Analysen stets etwas geringer als der kumulierte Energieaufwand für die Installationsarbeiten. Die Versteifungsrahmen zur Stabilisation der Speicher benötigen einen kumulierten Energieaufwand von 535 kWh_{Eq} zur Herstellung. Die Hydraulikkomponenten weisen einen um über 200 kWh_{Eq} geringeren kumulierten Energieaufwand als die Versteifungsrahmen auf. Weiterhin umfasst die Herstellung der Modulrahmen einen kumulierten Energieaufwand von 288 kWh_{Eq}. Der kumulierte Energieaufwand für den Transport und die Herstellung der Hartschaum-Paneele stellt sich als keine ausschlaggebende Größe heraus. Eine Gutschrift von 168 kWh_{Eq} erfährt das System durch die Wiederverwertung der ausgebauten Wanddämmung des Bestandgebäudes und wie oben bereits angegeben eine Gutschrift von 6.718,3 kWh_{Eq} für das Mauerwerk.

In Abbildung 9.5 ist der kumulierte Energieaufwand für die Phasen Betrieb und Entsorgung detaillierter dargestellt. Hierbei wurde wie bereits erwähnt eine Betriebszeit bzw. Lebensdauer von 20 Jahren angenommen. Entsprechend dieser Abbildung verzeichnet der Betrieb der Pumpe einen kumulierten Energieaufwand von etwa 669 kWh_{Eq}. Die Berechnung dieses Wertes beruht auf der Annahme, dass die Pumpe nur bei Trinkwasserzapfungen betrieben wird und als Hocheffizienzpumpe eine durchschnittliche elektrische Leistungsaufnahme von 10 W aufweist. Im Vergleich dazu benötigen die Wartungsarbeiten einen etwas geringeren kumulierten Energieaufwand, sodass diese keinesfalls vernachlässigbar sind. Mit einem kumulierten Energieaufwand von etwa 92 kWh_{Eq} geht die Entsorgungsvariante Deponie und Verbrennung in die Wirkungsabschätzung ein. Das Verbrennen des anfallenden Kunststoffmülls fällt mit etwa 7 kWh_{Eq} äußerst gering aus, da hierbei Nutzenergie gewonnen werden kann. Als Energiegutschrift geht der kumulierte Energieaufwand von -2.008 kWh_{Eq} des Recyclings in die Bilanz ein. Weiterhin ist auffällig, dass der kumulierte Energieaufwand für den Transport der Materialien zur Entsorgungsstelle sehr gering ist.

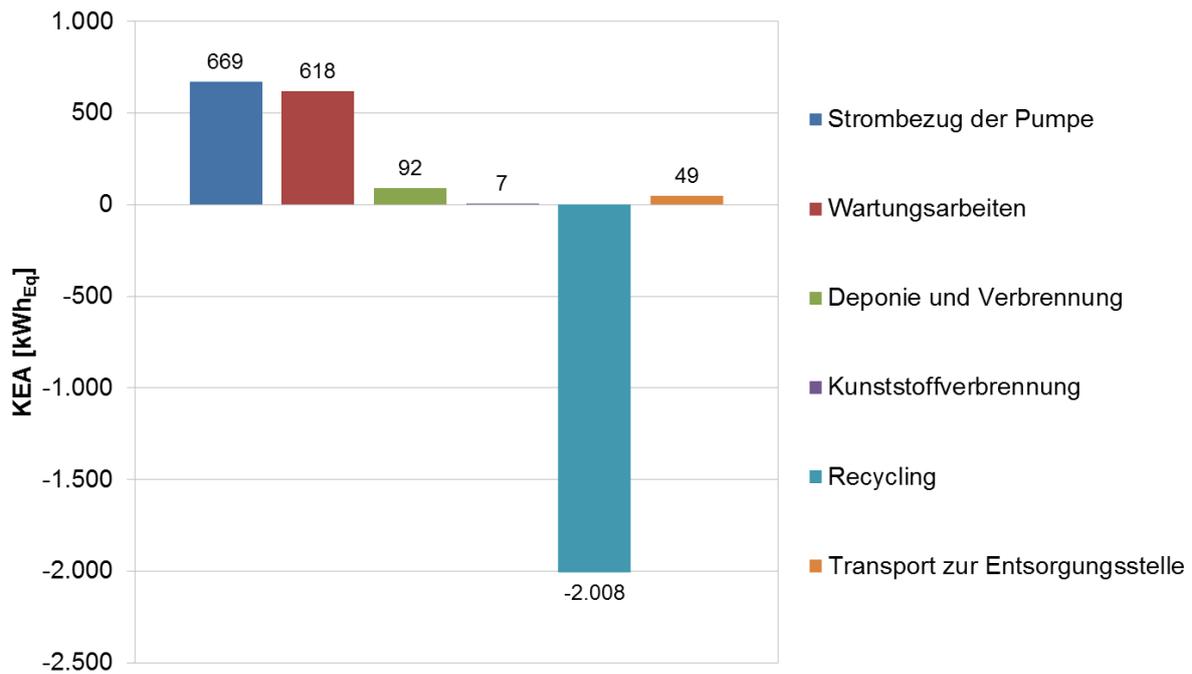


Abb. 9.5: Kumulierter Energieaufwand (KEA) des Betriebs und Entsorgung der funktionellen Einheit

Der kumulierte Energieaufwand des solarthermischen Referenzsystems wurde gleichermaßen wie derjenige für die funktionelle Einheit mit der Software Umberto NXT Universal modelliert und ist in Abbildung 9.6 für die drei Lebensphasen Herstellung, Betrieb und Entsorgung dargestellt. Der energetische Aufwand zur Herstellung der Komponenten von etwa 3.215 kWh_{Eq} liegt in der gleichen Größenordnung wie der für die funktionelle Einheit, wenn eine Gutschrift für die Bestandsmauer verwendet wird (siehe Abbildung 9.3). Der kumulierte Energieaufwand der 20-jährigen Betriebszeit fällt mit 5.515 kWh_{Eq} etwa 4,3-mal höher aus als bei den multifunktionalen Gebäudekomponenten. Dies ist maßgeblich darauf zurückzuführen, dass es sich beim Referenzsystem um eine zwangsumgewälzte Solaranlage handelt, bei der die Laufzeit der Kollektorkreispumpe mit 1.500 Stunden pro Jahr und die elektrische Leistungsaufnahme der Pumpe mit 43 W angenommen wurde. Die Pumpe der funktionellen Einheit wird hingegen nur bei Trinkwasserzapfungen betrieben und weist als Hocheffizienzpumpe eine durchschnittliche elektrische Leistungsaufnahme von 10 W auf. Eine Entsorgungsgutschrift von -708 kWh_{Eq} verbessert weiterhin die Bilanz hinsichtlich des Gesamtaufwandes. Diese ist jedoch fast um das Dreifache geringer als die der funktionellen Einheit.

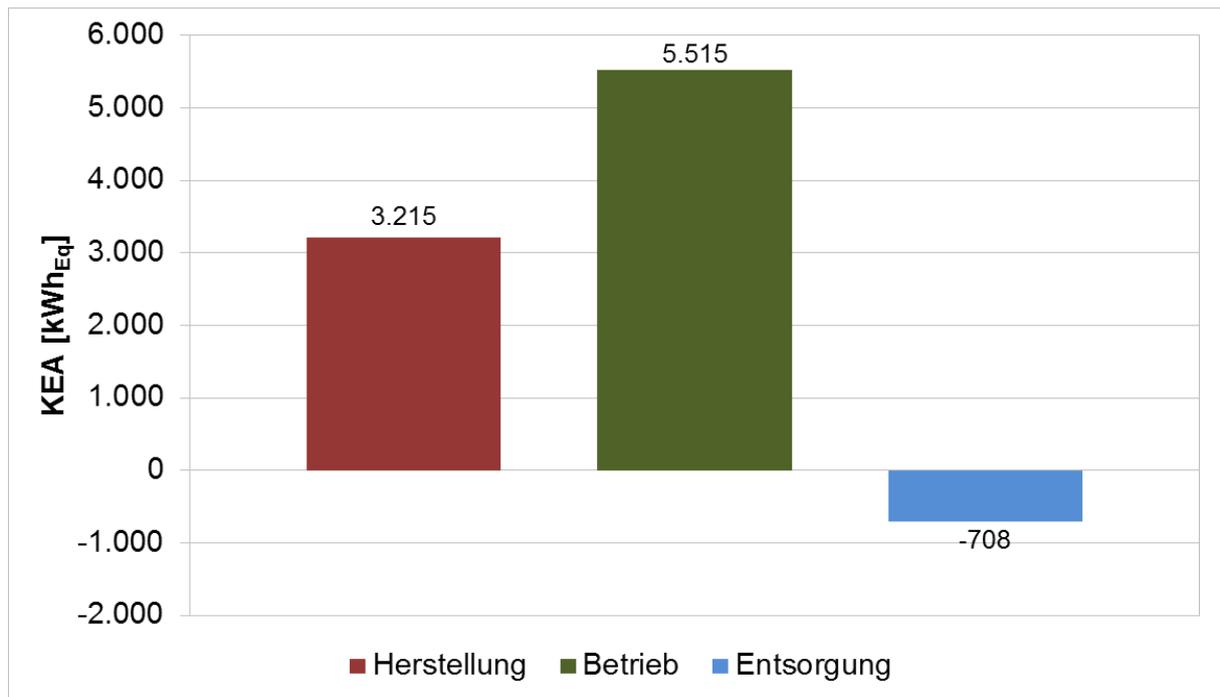


Abb. 9.6: Kumulierter Energieaufwand (KEA) des solarthermischen Referenzsystems

Abbildung 9.7 veranschaulicht den kumulierten Energieaufwand des konventionellen Referenzsystems auf Erdgasbasis hinsichtlich seiner drei Lebensphasen.

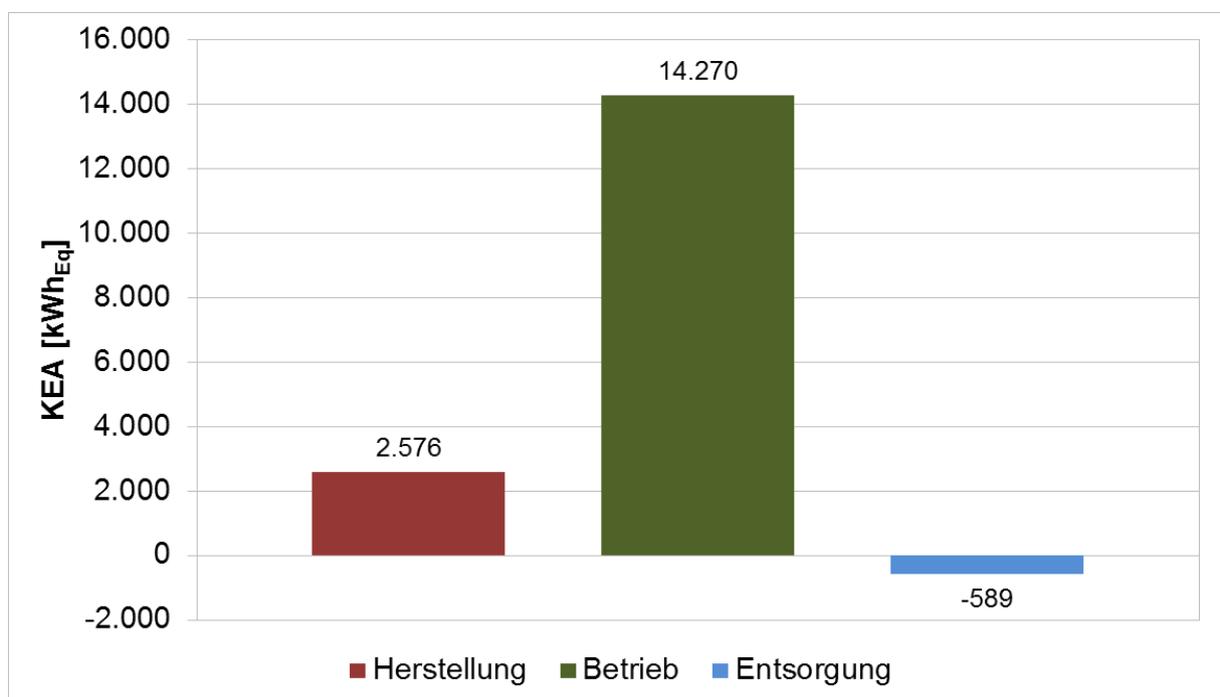


Abb. 9.7: Kumulierter Energieaufwand (KEA) des konventionellen Referenzsystems auf Erdgasbasis

Als konventionelles Referenzsystem zur Trinkwassererwärmung dient ein Erdgaskessel mit Trinkwarmwasserspeicher und Frischwasserstation. Das konventionelle Referenzsystem verzeichnet mit $2.576 \text{ kWh}_{\text{Eq}}$ einen geringeren primärenergetischen Aufwand für die Herstellung als das solarthermische Referenzsystem und als die funktionelle Einheit. Negativ ist jedoch der immens hohe Betriebsaufwand von knapp $14.270 \text{ kWh}_{\text{Eq}}$ innerhalb von 20 Jahren. Dieser Wert ist etwa 2,7-mal so hoch wie der kumulierte Energieaufwand des Betriebs des solarthermischen Referenzsystems und etwa 11-mal höher als der Energieaufwand für den Betrieb der funktionellen Einheit. Ursächlich hierfür ist, dass die Wärmeerzeugung ausschließlich mit Erdgas erfolgt und keine regenerativen Energien genutzt werden. Eine Entsorgungsgutschrift von etwa $589 \text{ kWh}_{\text{Eq}}$ mildert den Gesamtenergieaufwand des konventionellen Referenzsystems geringfügig. Diese ist jedoch aufgrund der wenigen Komponenten geringer als die Entsorgungsgutschriften der funktionellen Einheit und des solarthermischen Referenzsystems.

9.3 Energetische Amortisationszeit

Mithilfe des kumulierten Energieaufwands (KEA) und dem Vergleich mit einem entsprechenden Referenzsystem kann die auf dem KEA basierende energetische Amortisationszeit (AZ_{KEA}) bestimmt werden. Die energetische Amortisationszeit beschreibt die Betriebszeit einer Anlage, die notwendig ist, um die Primärenergie einzusparen, die zur Herstellung, zum Betrieb und zur Wartung sowie Entsorgung benötigt wird. Erst nach Ablauf der energetischen Amortisationszeit erfolgt bei einer ganzheitlichen Betrachtung eine tatsächliche Primärenergieeinsparung. Für die Ermittlung der energetischen Amortisationszeit wird zum einen der auf den Primärenergieverbrauch umgerechnete Energiebedarf $\text{KEA}_{\text{conv,tot}}$ einer konventionellen Referenzanlage (Gasheizung) zur Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs benötigt, zum anderen die für die Nachheizung notwendige Brennstoffmenge $\text{KEA}_{\text{aux,tot}}$, die nach dem Einbau der zu untersuchenden Anlage noch benötigt wird. Durch Subtraktion lässt sich die eingesparte fossile Brennstoffmenge bzw. das substituierte Primärenergieäquivalent PEA_{sub} entsprechend Gl. (9.2) berechnen:

$$\text{PEA}_{\text{sub}} = \text{KEA}_{\text{conv,tot}} - \text{KEA}_{\text{aux,tot}} \quad (9.2)$$

Durch Gleichsetzen des substituierten Primärenergieäquivalents mit dem eingesetzten Primärenergieäquivalent und nach dem Auflösen der Gleichung nach der Zeit t ergibt sich die energetische Amortisationszeit (AZ_{KEA}):

$$t = AZ_{\text{KEA}} = \frac{\text{KEA}_{\text{H}} + \text{KEA}_{\text{E}}}{\text{KEA}_{\text{conv,tot}} - \text{KEA}_{\text{aux,tot}} - \text{KEA}_{\text{B}} - \text{KEA}_{\text{W}}} \quad (9.3)$$

Weiterhin lässt sich die Einsparung an Primärenergie über die Lebensdauer aus den vorhandenen Werten mit Gleichung (9.4) bestimmen. Hierbei kann eine langfristige Prognose erstellt werden, die jedoch nicht etwaige Leistungsminderungen durch Alterung der Anlagen berücksichtigt.

$$\text{PEA}_{\text{sav}} = -(\text{KEA}_{\text{H}} + \text{KEA}_{\text{E}}) + ((\text{PEA}_{\text{sub}} - \text{KEA}_{\text{B}} - \text{KEA}_{\text{W}}) \cdot t) \quad (9.4)$$

Mit dem in den Simulationsrechnungen ermittelten solaren Deckungsanteil der funktionellen Einheit von 62,3 % errechnet sich die Brennstoffmenge für die Nachheizung zu rund 388 kWh_{Eq}. Somit beträgt das jährliche substituierte Primärenergieäquivalent 633 kWh_{Eq} des Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung von insgesamt 1.021 kWh_{Eq}. Weiterhin ist das eingesetzte Primärenergieäquivalent PEA_{ein} bekannt, sodass alle Parameter definiert sind und die energetische Amortisationszeit berechnet werden kann.

Aufgrund des relativ niedrigen kumulierten Energieaufwands zur Herstellung abzgl. Entsorgung kann bei einem Vergleich mit dem substituierten Primärenergieäquivalent eine Amortisation nach nur etwa 2,93 Jahren erfolgen (vgl. Abb. 9.8), sofern die Mauerwerksgutschrift mit eingerechnet wird. Des Weiteren kann eine Brennstoffeinsparung von fast 9.719 kWh_{Eq} nach 20 Jahren Lebensdauer erreicht werden.

Die Mauerwerksgutschrift hat einen erheblichen Einfluss auf die erreichte energetische Amortisationszeit der funktionellen Einheit. Wird diese nicht berücksichtigt, so erhöht sich die energetische Amortisationszeit von den in Abbildung 9.8 gezeigten 2,93 Jahren auf 14,74 Jahre.

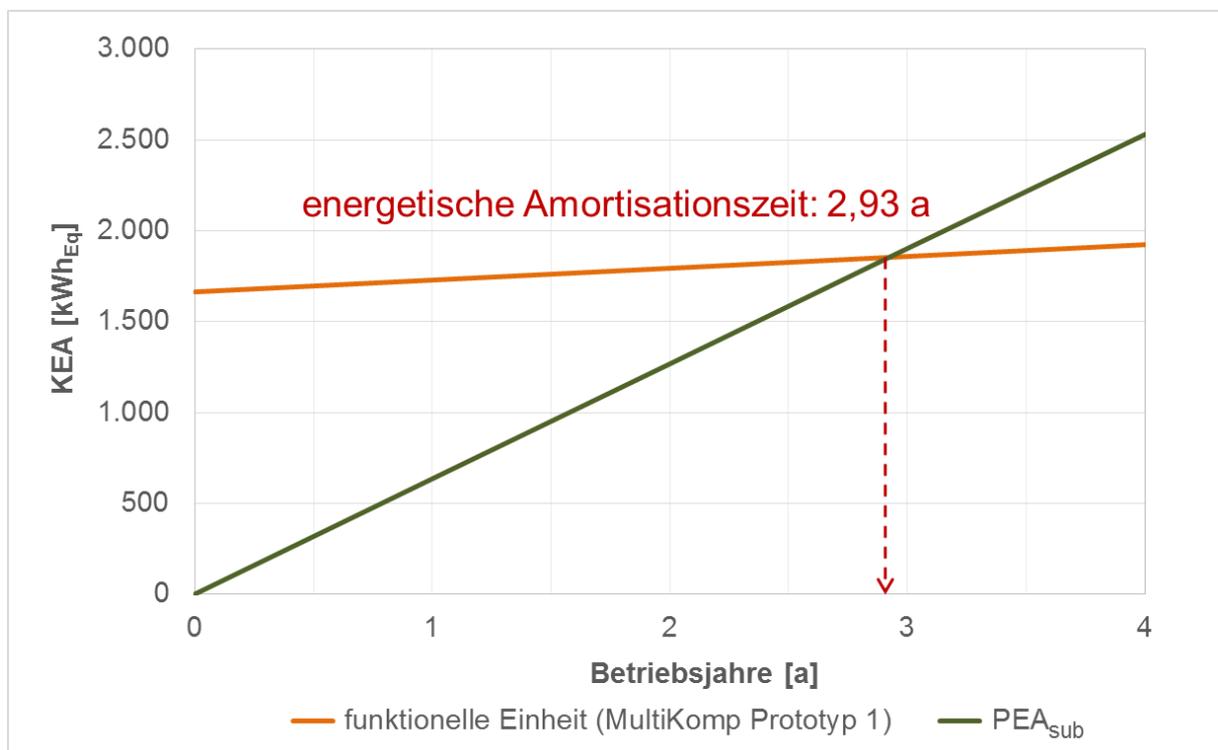


Abb. 9.8: Energetische Amortisationszeit der funktionellen Einheit bei zusätzlicher Mauerwerksgutschrift

Das solarthermische Referenzsystem verzeichnet einen solaren Deckungsanteil von 65 %, sodass eine verminderte Brennstoffmenge von ca. 357 kWh_{Eq} zur Nachheizung benötigt wird. Dies bedeutet, dass jedes Jahr eine Brennstoffmenge von 664 kWh_{Eq} eingespart bzw. substituiert werden kann. Es ergibt sich für die skalierte solarthermische Referenzanlage eine energetische Amortisationszeit bzw. Betriebszeit von 6,26 Jahren, um das eingesetzte Primärenergieäquivalent aus Herstellung, Betrieb und Entsorgung im Vergleich zu dem konventionellen Referenzsystem einzusparen. Abbildung 9.9 zeigt die grafische Ermittlung der energetischen Amortisationszeit für das solarthermische Referenzsystem.

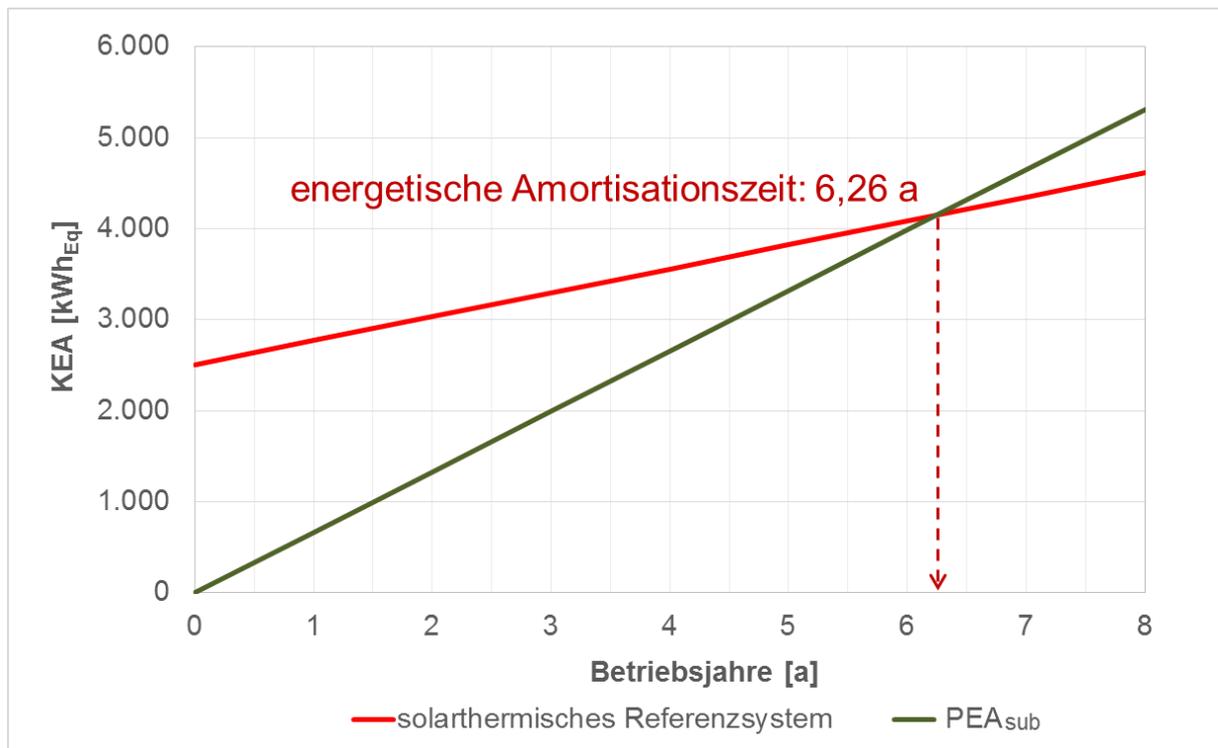


Abb. 9.9: Energetische Amortisationszeit des solarthermischen Referenzsystems

9.4 Ökologischer Fußabdruck

Das Konzept des ökologischen Fußabdrucks wurde 1994 von Mathis Wackernagel und William Rees entwickelt. Es basiert auf der Überzeugung, dass Mensch und Natur nicht getrennt voneinander betrachtet werden können, sodass menschliches Handeln immer im Kontext mit der Natur gesehen werden sollte. Der ökologische Fußabdruck stellt somit das natürliche Angebot der Erde, die sogenannte Biokapazität, der menschlichen Nachfrage gegenüber. Der ökologische Fußabdruck wird in globalen Hektar angegeben und umfasst jene Fläche, die benötigt wird, um den Ressourcenverbrauch einer definierten Einheit in einem festgelegten Zeitraum von meist einem Jahr mit den derzeit vorhandenen Technologien aufrechtzuerhalten, Abfall- und Schadstoffe aufzunehmen und die nötige Infrastruktur bereitzustellen. Alle unten aufgeführten Ergebnisse für die funktionelle Einheit sind in gha/a angegeben, d.h. auch der ökologische Fußabdruck für die Herstellung und Entsorgung, welcher nur einmal während der Lebensdauer der Anlage anfällt, wird auf die Betriebsjahre umgerechnet. Die Daten, auf die sich die Berechnung des ökologischen Fußabdrucks stützen, werden von international agierenden und anerkannten Institutionen wie der FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations) und des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) bereitgestellt.

Der ökologische Fußabdruck ist ein interessantes Mittel, die multifunktionalen Gebäudekomponenten auf verständliche Weise auf Nachhaltigkeit zu prüfen. So benötigt die Herstellung der funktionellen Einheit einen ökologischen Fußabdruck von etwa 5.410 m² im Jahr laut Umberto NXT Universal, was einem ökologischen Fußabdruck von etwa 0,54 globalen Hektar (gha) im Jahr entspricht. Weltweit betrachtet entspricht dies einem prozentualen Anteil von etwa 30 % der durch Bioproduktivität regenerierbaren Fläche eines Menschen. Aus europäischer Sicht kann jährlich eine Fläche von 2,7 gha pro Kopf regeneriert werden, sodass die Herstellung der funktionellen Einheit hierbei etwa 20 % des jährlichen

Flächenvermögens eines Menschen verbraucht. Weiterhin benötigt der Betrieb der funktionellen Einheit 891 m² im Jahr, was einem ökologischen Fußabdruck von 0,09 gha im Jahr entspricht. Die Entsorgung kommt dem System mit -1.025 m² im Jahr zu Gute. Abbildung 9.10 zeigt die Ergebnisse einer detaillierten Analyse der Ergebnisse der Lebensphase Herstellung, wobei hierbei die Ergebnisse in m²/a in die weltweit gültige Einheit gha/a umgewandelt wurden.

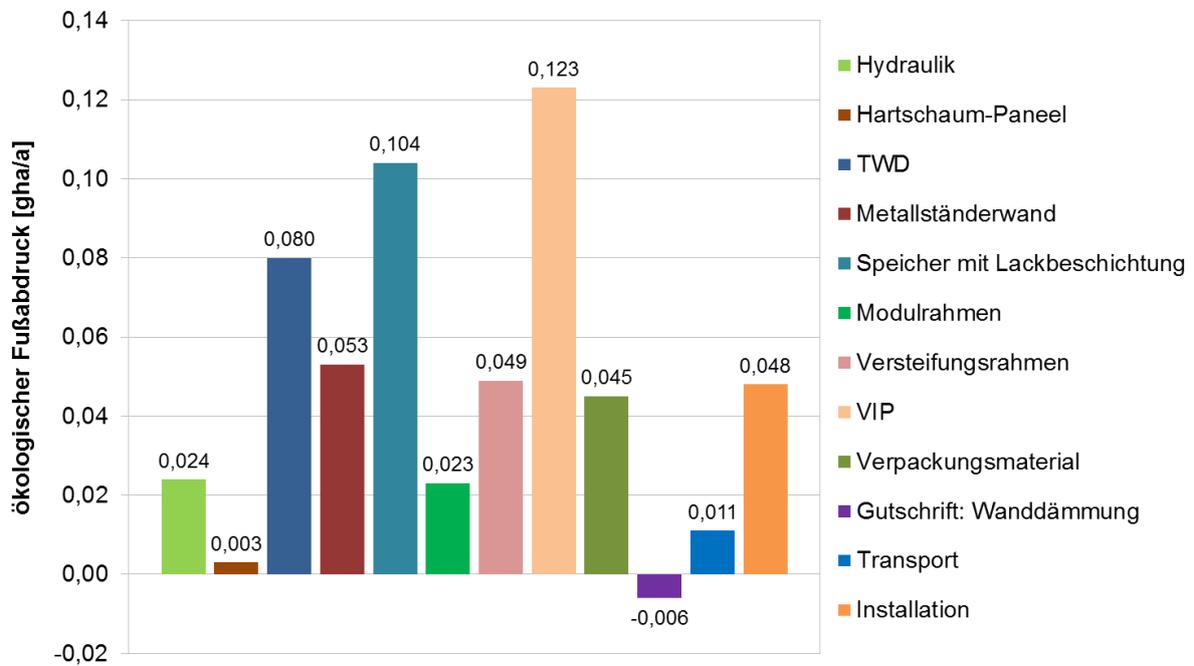


Abb. 9.10: Ökologischer Fußabdruck der Herstellung der funktionellen Einheit

Wie aus Abbildung 9.10 ersichtlich ist, sind die Vakuum-Isolationspaneele mit über 0,123 gha im Jahr die Komponente mit dem höchsten Flächenverbrauch. Dies entspricht auf europäischer Ebene einem prozentualen Anteil von etwa 4,5 % der durch Bioproduktivität regenerierbaren Umwelt pro Kopf. An zweiter Stelle sind die Trinkwasserspeicher aus Polypropylen mit etwa 0,104 gha/a und somit einem Anteil von 4 % an regenerierbarer Fläche zu nennen. Danach fallen die TWDs mit knapp 0,08 gha im Jahr negativ ins Gewicht. Ebenfalls nicht unerheblich ist die Produktion der Metallständerwände. Die Versteifungsrahmen, das Verpackungsmaterial und die Installationsarbeiten verzeichnen einen etwa ähnlichen ökologischen Fußabdruck von rund 0,05 gha im Jahr. Die Hydraulik umfasst zur Herstellung eine Fläche von 0,024 gha im Jahr und die Modulrahmen eine Fläche von 0,023 gha/a. Der ökologische Fußabdruck des Transports fällt mit 0,011 gha im Jahr relativ niedrig aus. Einen äußerst niedrigen ökologischen Fußabdruck verzeichnen die Hartschaum-Paneele. Abbildung 9.11 vervollständigt die Analyse des ökologischen Fußabdrucks für die funktionelle Einheit durch die Betrachtung der Lebensphasen Betrieb und Entsorgung.

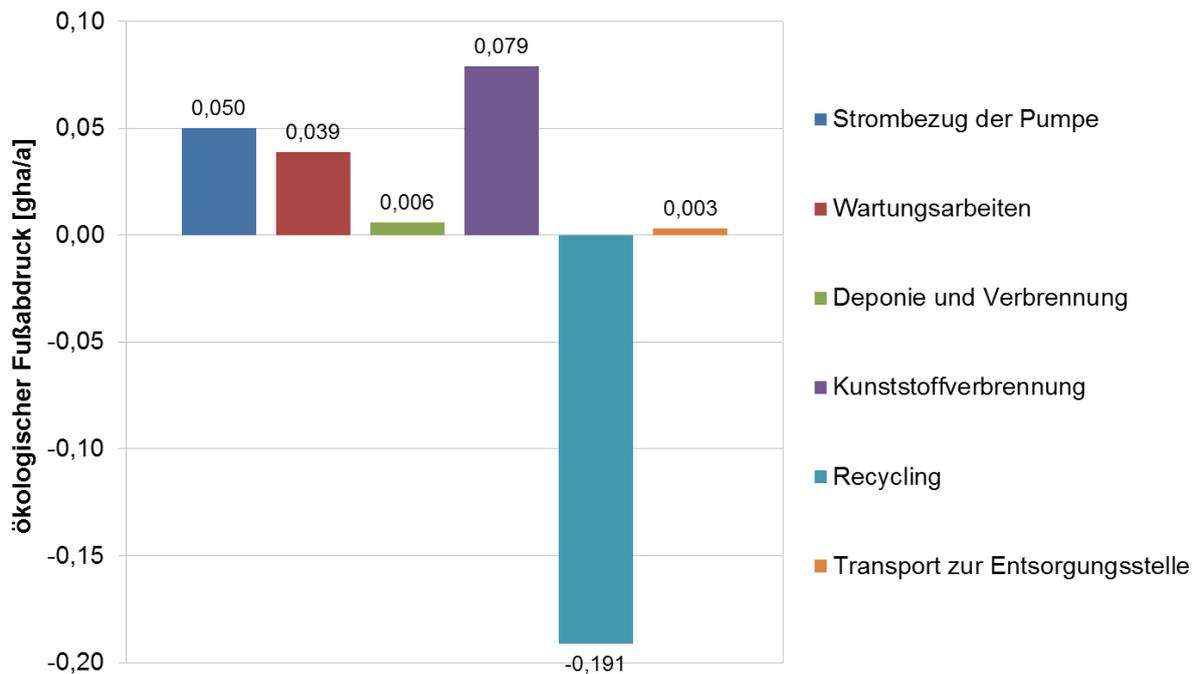


Abb. 9.11: Ökologischer Fußabdruck des Betriebs und der Entsorgung der funktionellen Einheit

Auffallend ist der hohe ökologische Fußabdruck von 0,079 gha im Jahr für die Kunststoffverbrennung - und dies trotz des extrem niedrigen kumulierten Energieaufwands von knapp 7 kWh_{Eq} (siehe Abbildung 9.5 in Kapitel 9.2). Das Recycling leistet einen erheblichen Beitrag zur Reduktion des ökologischen Fußabdrucks mit einer Gutschrift von -0,191 gha im Jahr. Der eigentlich geringe Strombetrieb fällt in Anbetracht der geringen Zeit mit 0,050 gha im Jahr dennoch erheblich ins Gewicht.

Des Weiteren sind die Wartungsarbeiten mit je 60 km Fahrtpauschale alle 2 Jahre mit 0,039 gha/a relevant. Der ökologische Fußabdruck ist hierbei über dreimal so hoch wie der Transport in der Lebensphase Herstellung. Die Entsorgungsvariante Deponie und Verbrennung und der Transport zu den verschiedenen Entsorgungsstellen haben im Vergleich zu den anderen Aspekten einen geringen Einfluss auf den gesamten ökologischen Fußabdruck.

9.5 Umweltwirkungen (ReCIPE Midpoint Methode)

Die sogenannte ReCIPE Methode fasst die Fülle an Ergebnissen der Wirkungsabschätzung zu aussagekräftigen Wirkungskategorien zusammen und hilft dadurch bei der Interpretation der Ergebnisse. Hierbei wird in die Midpoint- und in die Endpoint-Ebene unterteilt. Die Midpoint-Ebene verzeichnet 18 Wirkungskategorien, auf welche die entstehenden Emissionen des Produktsystems gemäß potentiellen Umweltwirkungen aufgeteilt werden. Da es des Weiteren keine Gewichtung zwischen den Kategorien gibt, kann kaum ein Vergleich zwischen diesen gezogen werden. Durch charakteristische Faktoren können eine Gewichtung der unterschiedlichen Substanzen ermöglicht und die dazugehörigen Wirkungsindikatoren berechnet werden. So dient in der Kategorie Klimawandel beispielweise CO₂ als Referenzsubstanz, sodass dieser Wert auf 1 normiert wird und alle anderen klimaschädlichen Substanzen mit dem dazugehörigen Treibhauspotential gewichtet werden.

Die Wirkungskategorie Klimawandel (**Treibhauspotential**) oder auch GWP (Global Warming Potential) beschreibt den Beitrag eines Spurengases zum Treibhauseffekt relativ zur Wirkung von Kohlendioxid mithilfe von CO₂-Äquivalenten. Das verwendete Modell aus Umberto NXT Universal stützt sich auf einen Zeithorizont von 100 Jahren. Abbildung 9.12 veranschaulicht die aus der Untersuchung der einzelnen Komponenten resultierenden Ergebnisse.

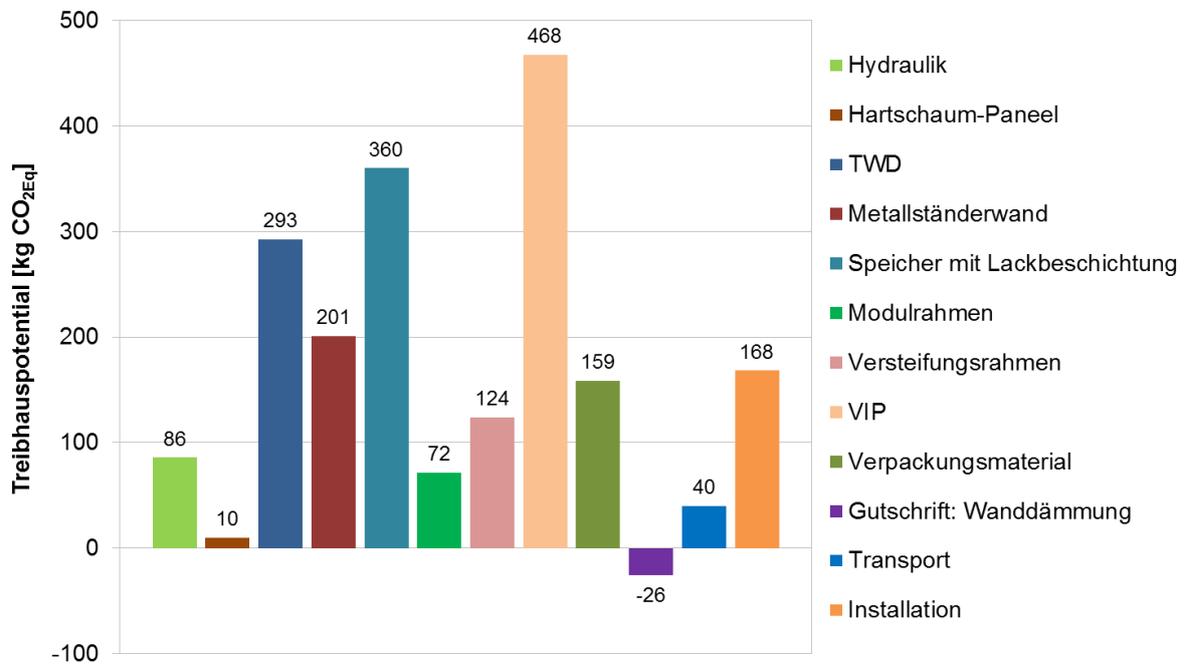


Abb. 9.12: ReCIPe Midpoint Treibhauspotential der Herstellung der funktionellen Einheit

Den stärksten Beitrag an klimaschädlichen Substanzen liefert die Produktion der Vakuum-Isolationspaneele aufgrund des hochenergieintensiven Herstellungsprozesses. Der Speicher liegt mit einem Wert von über 360 kg CO₂-Äquivalenten an zweiter Stelle, wobei die Produktion des Polypropylengranulats mit einem Gesamtanteil von 67 % der ausschlaggebende Faktor hierfür ist. Die Lackproduktion ist mit einem CO₂-Ausstoß von nur 1,2 kg im Vergleich dazu vernachlässigbar. Der hohe CO₂-Ausstoß bei der Produktion der TWDs wird zu 54 % durch die Glasproduktion verursacht. Weiterhin sind die Aerogelproduktion und das Herstellen des Stahls etwa gleichwertig hinsichtlich klimaschädlicher Substanzen. Die Metallständerwände erzeugen bei ihrer Herstellung einen CO₂-Ausstoß von etwa 200 kg. Dies kann vor allem durch die energieintensive Herstellung des Aerogel-Dämmvlieses erklärt werden. Darüber hinaus ist auch die Paraffinproduktion mit einem relativ hohen CO₂-Ausstoß verbunden. Die Versteifungsrahmen der Speicher schneiden mit einem CO₂-Äquivalent von 124 kg im Vergleich hierzu etwas besser ab. Auch die Produktion der Hydraulikbaugruppen verzeichnet einen vergleichsweise geringeren Wert. Hierbei sind vor allem die Herstellung des Plattenwärmeübertragers und die Ventile aus Messing als klimaschädliche Komponenten zu identifizieren. Die Transportpauschale von 40 km ist mit 40 kg CO₂eq eine weniger relevante Größe. Die Hartschaum-Paneele schneiden, wie auch schon in den vorherigen Untersuchungen des kumulierten Energieaufwandes und des ökologischen Fußabdrucks, mit 9,8 kg CO₂eq vernachlässigbar klein ab. Durch die Wiederverwertung der Wärmedämmung der Bestandswand kann eine Gutschrift von 26 kg CO₂eq generiert werden.

Die Wirkungskategorie **Ozonabbaupotential** oder auch ODP (Ozone Depletion Potential) beschreibt den Beitrag eines Spurengases zum Abbau der Ozonschicht in Relation zum Wirkungsindikator Trichlorfluormethan (CFC-11). Abbildung 9.13 veranschaulicht die Ergebnisse dieser Wirkungskategorie bezüglich der Herstellungsphase der funktionellen Einheit. Aufgrund des Bezuges des ODPs auf den Wirkungsindikator Trichlorfluormethan, ist die Einheit des ODPs in CFC-11-Äquivalenten angegeben.

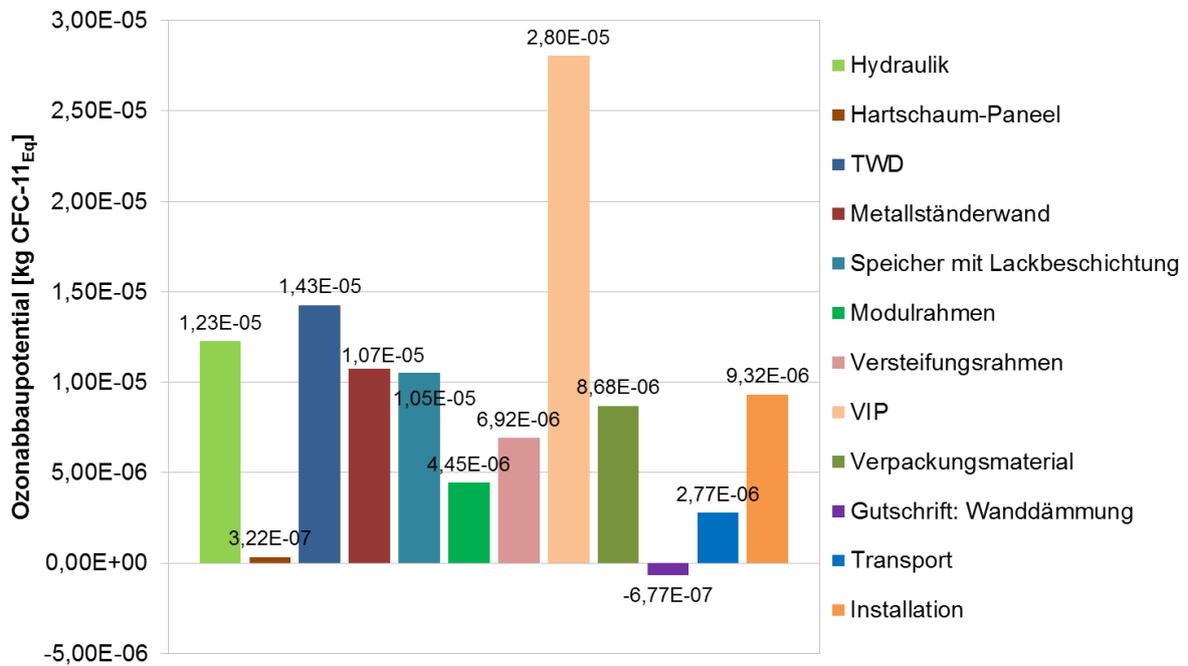


Abb. 9.13: ReCIpe Midpoint Ozonabbaupotential der Herstellung der funktionellen Einheit

In den folgenden Abbildungen 9.14 bis 9.17 ist eine Auswahl von vier aussagekräftigen Wirkungskategorien der ReCIpe Midpoint-Ebene für die Herstellung und den Betrieb der funktionellen Einheit verzeichnet: die **photochemische Oxidation** (auch „Sommersmog“ genannt), die Eutrophierung oder **Überdüngung von Frischwasser** (d.h. das ungewünschte Anreichern von Nährstoffen im Frischwasser), die **landwirtschaftliche Landnutzung** und die **Feinstaubbildung**. Die photochemische Oxidation erfasst dabei flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC). Die Eutrophierung von Gewässern basiert wiederum vor allem auf der Anreicherung von Phosphaten und die landwirtschaftliche Landnutzung definiert sich als Flächennutzung innerhalb eines Jahres. Die Wirkungskategorie Feinstaubbildung bezieht sich auf Partikel mit einer Größe von unter 10 µm als Wirkungsindikator.

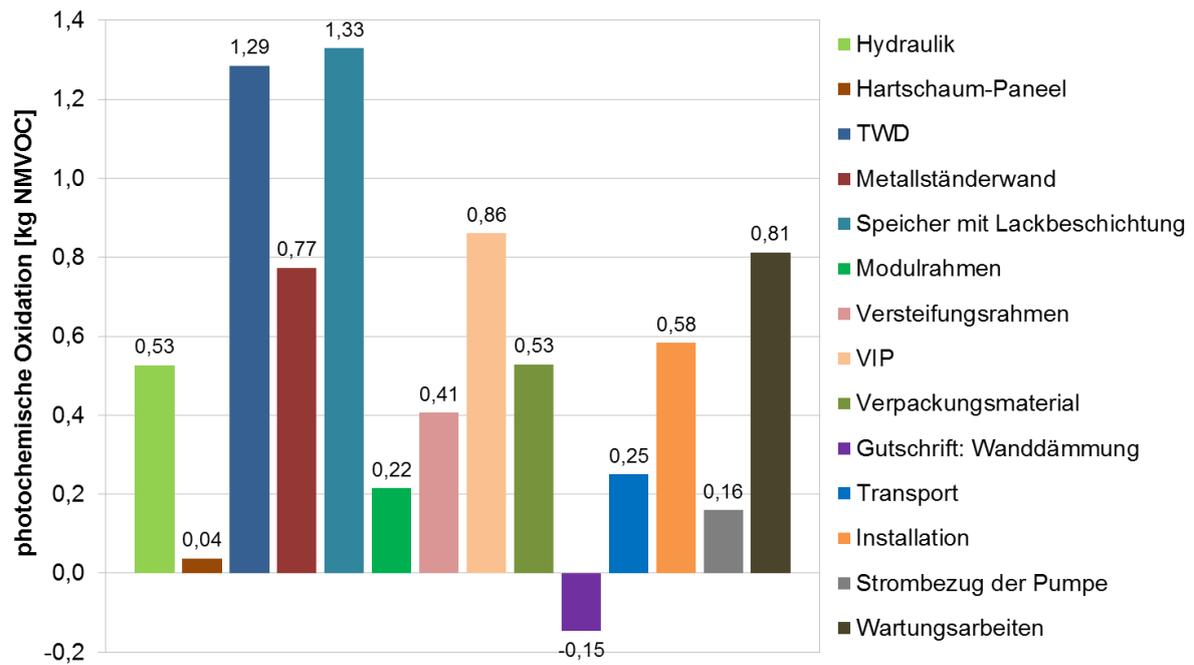


Abb. 9.14: ReCIPE Midpoint Photochemische Oxidation der Herstellung und des Betriebs der funktionellen Einheit (NMVOC – non methane volatile organic compounds)

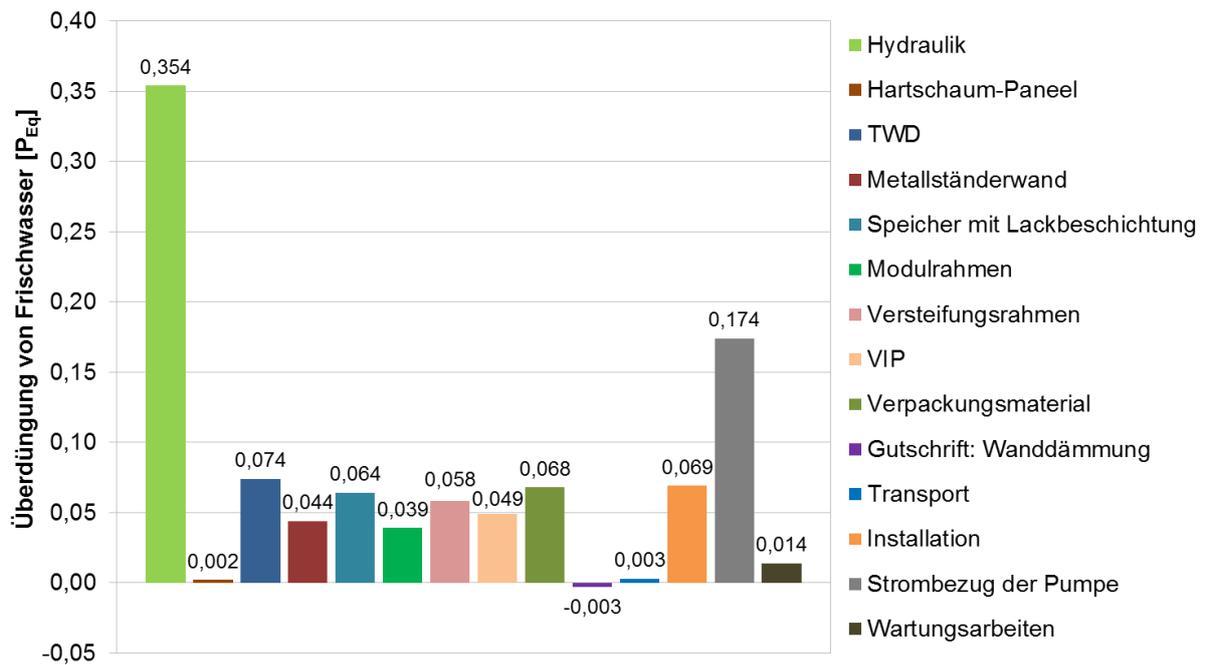


Abb. 9.15: ReCIPE Midpoint Überdüngung von Frischwasser der Herstellung und des Betriebs der funktionellen Einheit (P_{Eq} – Phosphat-Äquivalente)

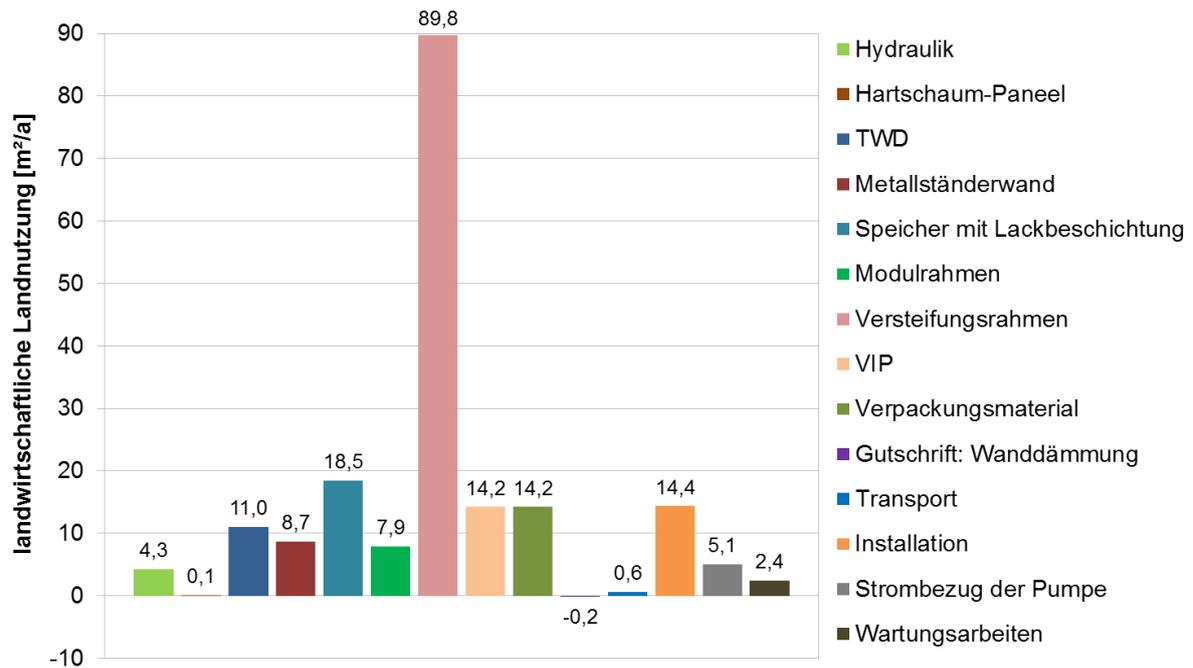


Abb. 9.16: ReCIPE Midpoint Landwirtschaftliche Landnutzung der Herstellung und des Betriebs der funktionellen Einheit

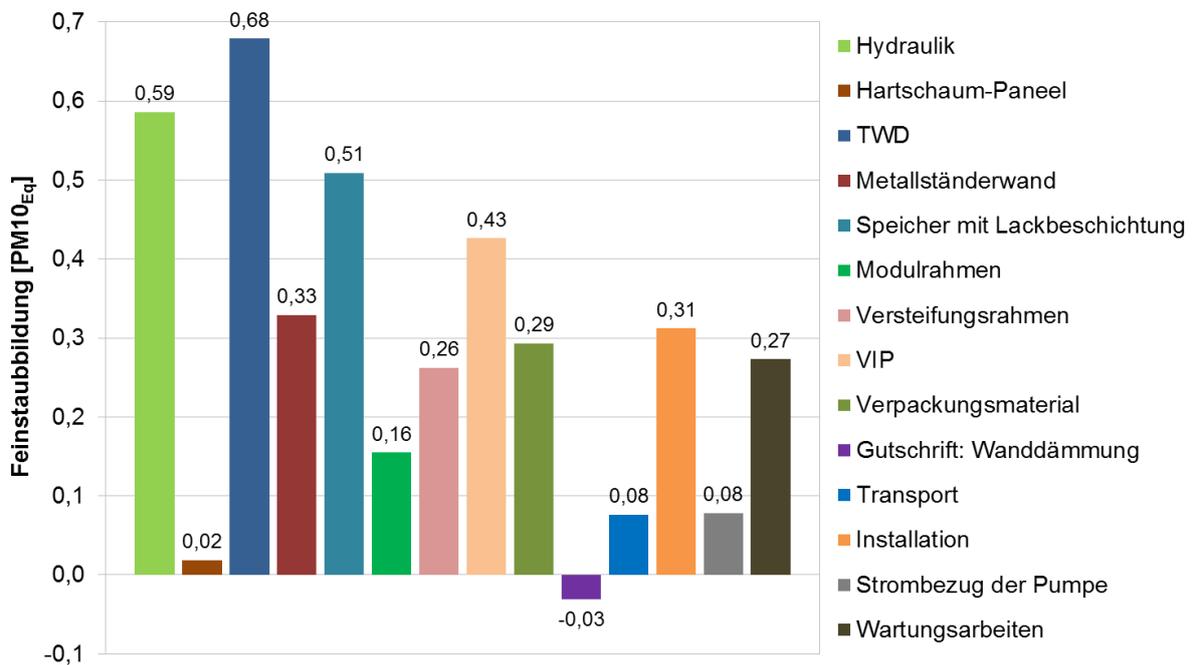


Abb. 9.17: ReCIPE Midpoint Feinstaubbildung der Herstellung und des Betriebs der funktionellen Einheit (PM10Eq – Particulate matter formation < 10 µm)

9.6 Fazit der ökologischen Bewertung

Ökologisch und auch primärenergetisch gesehen ist vor allem hinsichtlich einiger Komponenten, wie dem Wärmespeicher, der transparenten Wärmedämmung, der Hydraulik oder der verwendeten Wärmedämmmaterialien wie der Vakuum- und Aerogeldämmung noch Verbesserungspotential vorhanden. Der ökologische Fußabdruck der funktionalen Einheit aus multifunktionalen Gebäudekomponenten fällt erhöht aus und sollte vor allem durch eine Reduktion der verwendeten Materialien oder die Verwendung anderer Materialien und weniger energieintensiver Herstellungsprozesse verbessert werden. Veranschlagte Verbesserungsvorschläge wie die Ersetzung des Polypropylens durch faserverstärkten Kunststoff als Speichermaterial oder eine transparente Wärmedämmung aus Kunststoff führen zu einer verschlechterten Umweltbilanz und brauchen zumindest aus ökologischer wie auch aus energetischer Sicht nicht weiter betrachtet werden.

Insgesamt zeigt sich in der ökologischen und primärenergetischen Bewertung, dass die multifunktionalen Gebäudekomponenten – hier als eine funktionelle Einheit aus vier solarthermisch aktiven Fassadenelementen und einem gemeinsamen Hydraulikmodul pro Wohneinheit betrachtet – vor allem hinsichtlich des kumulierten Energieaufwandes in der Betriebszeit Vorteile gegenüber den Referenzsystemen vorweisen können. Aufgrund eines stark erhöhten kumulierten Energieaufwandes der Herstellung fällt die energetische Amortisationszeit im Vergleich zu dem solarthermischen Referenzsystem jedoch dann schlechter aus, wenn keine Gutschrift für das Mauerwerk des Gebäudes erteilt wird. Durch das zusätzliche Wiederverwerten der Bestandswand aus Natursteinen im Sanierungsfall bzw. durch die Einsparung der Steine im Falle eines Neubaus kann eine beträchtliche Energieeinsparung der Herstellung generiert werden, sodass sich die multifunktionalen Gebäudekomponenten in diesem Fall viel schneller energetisch amortisieren als das solarthermische Referenzsystem (vgl. Abbildungen 9.8 und 9.9 in Kapitel 9.3). Auf lange Sicht betrachtet sind außerdem beide solarthermische Anlagen, d.h. die funktionelle Einheit aus multifunktionalen Gebäudekomponenten und das solarthermische Referenzsystem, dem konventionellen Referenzsystem auf Erdgasbasis durch eine sehr hohe Energieeinsparung innerhalb der Betriebszeit in Bezug auf den Primärenergieverbrauch überlegen.

10 Ökonomische Bewertung von multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten

10.1 Vorbemerkungen

Für den ersten Prototyp zur solaren Unterstützung der Trinkwassererwärmung, das sogenannte Trinkwassermodul, wurde auf Wunsch des Projektträgers zusätzlich zu der ökologischen Bewertung (siehe Kapitel 9) auch eine ökonomische Bewertung durchgeführt. Eine ökonomische Bewertung des zweiten Prototyps war innerhalb der Projektlaufzeit nicht mehr möglich, u.a. da aufgrund der Verzögerungen beim Aufbau des zweiten Prototyps einige für die Wirtschaftlichkeitsrechnung notwendige Daten zum Ende der Projektlaufzeit nicht zur Verfügung standen.

Für die im Folgenden beschriebene Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde ein dem Grundsatz nach ähnliches Vorgehen gewählt, wie in Kapitel 3.3 für die dynamischen Gebäudesimulationen beschrieben. Das bedeutet, es wurden die gleichen, bereits für die Simulationen definierten Referenzgebäude und Referenzwohneinheiten auch für die Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde gelegt. Jedes der 12 Referenzwohngebäude besteht aus einer bestimmten Anzahl von Referenzwohneinheiten und für jede dieser Referenzwohneinheiten ist, wie in Abbildung 3.6 beispielhaft gezeigt, eine bestimmte Konfiguration an eingebauten solarthermischen Fassadenelementen definiert. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben, weicht der Einbau der Fassadenelemente insofern von dem in Kapitel 5.1 beschriebenen Aufbau des ersten Prototyps ab, als dass für die Simulationen und für die Wirtschaftlichkeitsrechnung Fassadenelemente ohne Hydraulikteil, aber dafür ein separates Hydraulikmodul pro Wohneinheit betrachtet werden. Entsprechend der hierfür vorliegenden Simulationsergebnisse ist damit bereits die Nutzenseite der Wirtschaftlichkeitsrechnung, d.h. die jährliche Energieeinsparung infolge der Verwendung der multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente, bekannt.

In Kapitel 10.5 wird anhand von Beispielen das Vorgehen bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Bezug auf die Referenzwohngebäude noch einmal verdeutlicht.

10.2 Kosten der solarthermischen Fassadenelemente

Auf der Kostenseite der Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde zwischen zwei Kostenarten unterschieden. Zum einen entstehen Kosten für den Bau der solarthermischen Anlage bzw. des Trinkwassermoduls an sich und zum anderen ergeben sich Kosten, welche im Zusammenhang mit dem Einbau des Trinkwassermoduls, d.h. durch die Sanierung der Fassade entstehen. Im Folgenden ist dargelegt, wie die Kosten für den Bau des Trinkwassermoduls bzw. der solarthermischen Anlage bestimmt wurden; die Kosten für den Einbau sind in Kapitel 10.3 näher erläutert.

Infolge der zuvor erwähnten Unterteilung in die Fassadenelemente an sich und das separate Hydraulikmodul wurden auch die Kosten entsprechend unterteilt, d.h. es wurden die Kosten für ein Fassadenelement und für ein Hydraulikmodul bestimmt. Die Kosten für das jeweilige Bauteil sind nochmals unterteilt in einerseits die reinen Materialkosten und andererseits die Lohnkosten zur Fertigung des jeweiligen Bauteils. Außerdem muss noch beachtet werden, dass die Kosten im Vergleich zu den tatsächlichen Kosten für den Prototyp 1 skaliert wurden,

weil der Prototyp 1 für die Vermessung im Labor größere Dimensionen aufweist als eine solche fassadenintegrierte solarthermische Anlage im realen Einbaufall als Ersatz einer Fensterbrüstung haben wird. Während der Prototyp samt Hydraulikraum eine Frontfläche von etwa 5 m² aufweist, sind die für die Simulationen definierten Fassadenelemente als Ersatz der Fensterbrüstung deutlich kleiner und haben bei den meisten Referenzwohneinheiten eine Fläche von nur 0,8 m², vgl. Abbildung 3.6.

10.2.1 Materialkosten

Zunächst wurden anhand der vorhandenen Rechnungen die Materialkosten für den ersten Prototyp zusammengestellt. Kleinteile wurden dabei zu übergeordneten Positionen zusammengefasst. Für einige Positionen, wie etwa die transparente Wärmedämmung, die Vakuum-Isolationspaneel und die PCM-Gipsbauplatten wurden keine marktüblichen Preise bezahlt. In diesem Falle wurde anhand der Angebote des Herstellers sowie Angebote weiterer Hersteller mit ähnlichen Produkten ein Marktpreis ermittelt. Des Weiteren wurden die Kosten für die Unterkonstruktion und die Tür des Hydraulikbereichs abgezogen, da sie nicht Bestandteil der solarthermischen Anlage sind, sondern nur für die Messungen im Labor benötigt wurden. Ebenso wurde die eingebaute Messtechnik nicht mit berücksichtigt, da diese ebenfalls im realen Anwendungsfall nicht benötigt wird. An reinen Materialkosten abzüglich Unterkonstruktion und Tür wurde ein Netto-Betrag von ca. 7.260 € ermittelt, wobei sich die in der folgenden Abbildung dargestellte prozentuale Aufteilung auf die einzelnen Positionen ergibt:

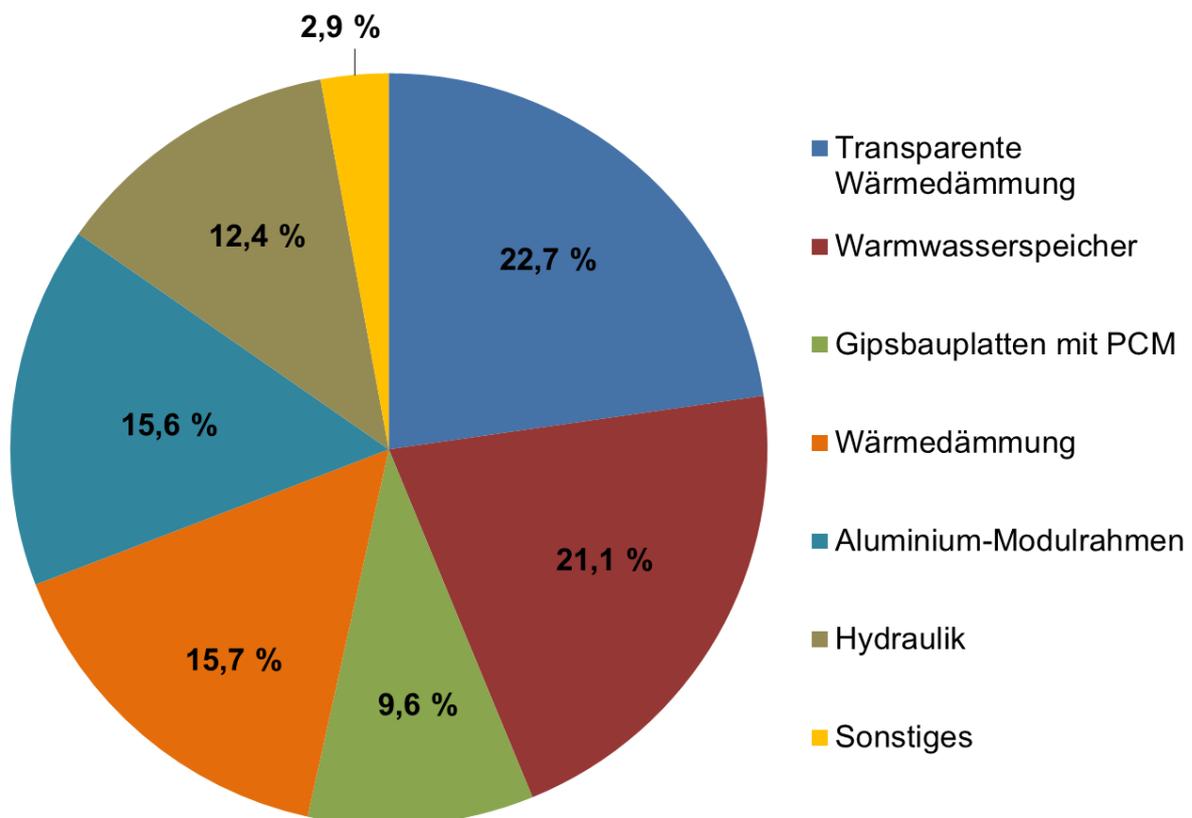


Abb. 10.1: Prozentuale Anteile der einzelnen Komponenten an den gesamten Materialkosten des ersten Prototyps (ohne Unterkonstruktion und Tür); 100 % entsprechen einem Netto-Wert an Materialausgaben von 7.260 €

Wie aus Abbildung 10.1 erkennbar ist, sind die transparente Wärmedämmung und der Warmwasserspeicher die beiden teuersten Komponenten des ersten Prototyps. Bei der transparenten Wärmedämmung sind hierbei die Kosten für die Einfassung der TWD durch die entsprechenden Profile mit inbegriffen. Die Position Wärmedämmung kann weiterhin unterteilt werden in die Vakuum-Isolationspaneel, welche nur etwa 2,8 % der gesamten Materialkosten des ersten Prototyps kosten, und in die Aerogelfilz-Wärmedämmung mit einem Anteil von 12,3 %. Die restlichen 0,6 % der Position Wärmedämmung ergeben sich durch das Hartschaum-Paneel und die Polystyrolplatten. Die Position Hydraulik umfasst sämtliche hydraulischen Komponenten, wie z.B. den Wärmeübertrager, die Pumpe, Fittings, Rohrleitungen sowie auch die Wärmedämmung der hydraulischen Komponenten. Die Gipsbauplatten mit dem mikroverkapseltem PCM machen immerhin fast ein Zehntel der gesamten Materialkosten aus. Wobei diese Position nur die PCM-Gipsbauplatten an sich umfasst und die Metallständer der Trockenbauwand ein Teil der Position Sonstiges sind.

Um die Kosten nun einerseits zu skalieren und andererseits entweder dem Fassadenelement oder dem Hydraulikmodul zuzuordnen, wurden die Kosten der einzelnen Komponenten auf sinnvolle Bezugsgrößen bezogen. Beispielsweise können für die transparente Wärmedämmung flächenspezifische Kosten pro m² TWD-Fläche angegeben werden, für die TWD-Einfassung spezifische Kosten pro umlaufendem Meter und für den Warmwasserspeicher spezifische Kosten in Euro pro Liter Speichervolumen. Damit können anschließend die Kosten der einzelnen Komponenten auf das 0,8 m² große Fassadenelement skaliert werden.

Für das Hydraulikmodul stellt sich die Frage, welche Größe dieses annimmt, was z.B. von der Anzahl der pro Wohneinheit verbauten Fassadenelemente und eventuell auch von deren konkretem Einbauort abhängt. Vereinfachend wurde für die folgenden Berechnungen angenommen, dass es ein Standard-Hydraulikmodul für eine flexible Anzahl an Fassadenelementen gibt, wobei sich die Größe dieses Hydraulikmoduls am Hydraulikraum des ersten Prototyps orientiert. Für dieses Hydraulikmodul werden in irgendeiner Form auch wieder ein Modulrahmen und eine äußere Abdeckung notwendig sein, dies wurde berücksichtigt, wobei die bereits berechneten Werte für das Fassadenelement herangezogen wurden. Auf weitere Details, z.B. zur Betrachtung der Kosten für Pumpe, Wärmeübertrager und sonstige hydraulische Komponenten soll hier nicht eingegangen werden.

Als Ergebnis wurden letztlich reine Netto-Materialkosten, d.h. ohne Versand und Zusammenbau der einzelnen Bauteile, von ca. 1.400 € für ein 0,8 m² großes Fassadenelement und etwa 680 € für das Hydraulikmodul berechnet.

10.2.2 Fertigungskosten und Gesamtkosten

Für den Aufbau des Fassadenelementes und des Hydraulikmoduls aus ihren jeweiligen Komponenten sind bestimmte Arbeitsschritte notwendig, die einen bestimmten Zeitaufwand erfordern. Beispielsweise müssen zuerst der Modulrahmen des Fassadenelementes aus den Aluminium-Profilen zusammengebaut, dann Bodenblech und Hartschaum-Paneel zurechtgeschnitten, anschließend der Warmwasserspeicher eingesetzt werden usw. (siehe auch Kapitel 5.1.3) Für alle diese Arbeitsschritte wurde ausgehend von den Erfahrungen beim Aufbau des ersten Prototyps der Zeitaufwand abgeschätzt, wobei berücksichtigt wurde, dass sich bei einer entsprechenden Arbeitsteilung und -spezialisierung bei der Fertigung einer größeren Anzahl solcher Fassadenelemente und Hydraulikmodule (deutlich) geringere Aufbauzeiten ergeben als in diesem Projekt für einen einzelnen und allerersten Prototyp. Für diese überwiegend handwerklichen Tätigkeiten ergeben sich für das 0,8 m² große Fassaden-

element ein Zeitaufwand von ca. 11 h und für das Hydraulikmodul ein Zeitaufwand von ca. 8,5 h, was mit einem angesetzten Netto-Arbeitslohn von 40 € Fertigungskosten von 440 € bzw. 340 € entspricht.

Damit ergeben sich für die Herstellung des Fassadenelementes Netto-Gesamtkosten von etwa 1.840 € und für das Hydraulikmodul von etwa 1.020 €.

Da diese Kosten noch relativ hoch sind und an dem Aufbau des in diesem Projekt entwickelten Prototyps ohnehin noch Verbesserungen vorgenommen werden können bzw. sollten (siehe hierzu Kapitel 8.1), wurde in einem nächsten Schritt erörtert, welche Einsparpotenziale sich beim Bau des Fassadenelementes und des Hydraulikmoduls ergeben. Beispielsweise lässt sich durch die Verwendung einer anderen, kostengünstigeren TWD, z.B. einer Dreifachverglasung, durch die Reduzierung des Speichervolumens oder durch den teilweisen Ersatz der teuren Aerogel- und Vakuumwärmemedämmung eine Reduzierung der Materialkosten erreichen. Auch die Fertigungskosten lassen sich senken, beispielsweise durch das Aufsprühen des Solarlacks anstelle des Streichens, durch einen geringeren Aufwand beim Einbau der Wärmedämmung durch die Verwendung von Standardwärmemedämmung oder auch durch ein generell einfacheres, effektiveres und schnelleres Zusammenbauen der einzelnen Komponenten. Anhand der Abschätzung der jeweiligen Einsparpotenziale wurden schließlich Netto-Gesamtkosten für das Fassadenelement von etwa 1.380 € und für das Hydraulikmodul von etwa 900 € bestimmt, die sich bei der Realisierung der berücksichtigten Optimierungsmaßnahmen ergeben würden. In der folgenden Tabelle sind nochmals für beide Varianten die Gesamtkosten von Fassadenelement und Hydraulikmodul aufgeführt; zum einen die Kosten, welche sich momentan bei der Fertigung eines solchen Elementes ergeben würden (Kosten normal) und zum anderen die Kosten, welche sich bei einer Fertigung nach der nächsten Weiterentwicklung des Konzeptes ergeben würden; diese Kosten sind in Tabelle 10.1 als „Kosten reduziert“ bezeichnet.

Tab. 10.1: Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendete Werte für die Netto-Gesamtkosten eines 0,8 m² großen Fassadenelementes und des Hydraulikmoduls

	Kosten normal [€]	Kosten reduziert [€]
Fassadenelement	1.840	1.380
Hydraulikmodul	1.020	900

Anmerkung: Bei einigen Referenzwohneinheiten sind auch größere Fassadenelemente mit z.B. 1,0, 1,2 oder 1,4 m² definiert. In diesem Fall wurden die oben aufgeführten Kosten über einen Dreisatz auf das größere Fassadenelement umgerechnet. Das Hydraulikmodul hat für die hier durchgeführten Berechnungen wie bereits erwähnt nur eine Größe und es befindet sich stets genau ein Hydraulikmodul in jeder Wohneinheit.

10.3 Kosten für den Einbau der Fassadenelemente

Eine genaue Bestimmung der Kosten für den Einbau einer solchen fassadenintegrierten solarthermischen Anlage lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nur sehr schwer vornehmen, da die konkrete Fassadeneinbindung und damit auch alle hiermit verbundenen Arbeitsschritte, angefangen von der Planung über die Vorbereitung der Baustelle bis hin zum eigentlichen Herausnehmen der Fensterbrüstungen und Einsetzen der neuen Fassadenelemente, nicht Teil

dieses Forschungsprojektes waren. Deshalb konnte für die Wirtschaftlichkeitsrechnung nur abgeschätzt werden, welche Arbeitsschritte welchen zeitlichen und finanziellen Aufwand erfordern.

Bei der hier dargelegten Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde davon ausgegangen, dass der Einbau der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage im Zuge einer ohnehin durchzuführenden Gebäudesanierung erfolgt. Das bedeutet, dass beispielsweise Kosten für Gerüste oder Kräne nicht bzw. nur als Mehraufwand der solarthermischen Anlage zugeschlagen werden. Ein solches Vorgehen ist sinnvoll, weil eine Sanierungsmaßnahme, welche nur die Installation der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage zum Ziel hat, aufgrund des damit verbundenen hohen Aufwands, z.B. allein schon durch das Herausnehmen der Fensterbrüstungen, nicht darstellbar ist. Deshalb wurde abgeschätzt, welcher Mehraufwand sich bei einer entsprechenden Sanierungsmaßnahme durch den Einbau der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage ergibt und dieser Wert als Kosten für den Einbau angesetzt.

Ein Mehraufwand entsteht einerseits beim Einbau der Fassadenelemente und beim hydraulischen und elektrischen Anschluss von Fassadenelementen und Hydraulikmodul. Andererseits ist der Einbau einer fassadenintegrierten solarthermischen Anlage mit Sicherheit auch mit einem höheren Planungsaufwand, beispielsweise für Architekten, Statiker und Bauplaner verbunden. Für alle diese Tätigkeiten wurde abgeschätzt, welcher zeitliche – bzw. multipliziert mit einem je nach Gewerk entsprechenden durchschnittlichen Netto-Arbeitslohn – finanzielle Mehraufwand sich ergibt.

Dem Mehraufwand bei Planung und Einbau der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage wurde nun noch eine Gutschrift für die Fassadenelemente gegenübergestellt, da durch den Einbau der solarthermischen Fassadenelemente ein entsprechendes Stück Fassade eingespart wird. Je nach konkretem Wandaufbau variieren die Kosten pro m² Fassadenfläche. Hier wurde überschlägig folgende Rechnung angesetzt: Für den Massivteil der Wand, bestehend aus z.B. Ziegeln, Porenbeton, Naturstein o.Ä. ergeben sich bei einer üblichen Dicke von 20 - 30 cm Kosten zwischen 20 und 50 €/m² [44], die Außendämmung der Wand kostet etwa 90 - 150 €/m² [45] und für die ein oder zwei Putzschichten müssen weitere 20 - 30 €/m² eingeplant werden. Hinzu kommt noch der Arbeitsaufwand, welcher hier grob mit zwei bis drei Stunden bei 40 €/h Lohnkosten angesetzt wird. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurde die Gutschrift daher zwischen 200 und 350 €/m² variiert wobei der Standardwert 300 €/m² waren.

10.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Es wurde eine **dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung**, d.h. eine Rechnung mit abgezinnten Geldwerten, durchgeführt. Das primäre Ziel bestand dabei in der Ermittlung zweier Kennwerte: der **dynamischen Amortisationszeit** und dem **Kapitalwert** nach einer bestimmten Zeitspanne, die sich üblicherweise an der Lebens- bzw. Nutzungsdauer orientiert. Für die hier zu betrachtende bauliche Maßnahme, d.h. den Einbau der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage im Zuge einer generellen Fassadensanierung, wurde ein maximaler Betrachtungszeitraum von 50 Jahren gewählt. Diese Zeitspanne stellt eine sinnvolle Zielgröße für die Nutzungsdauer der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage dar, d.h. innerhalb dieser 50 Jahre sollen kein Ersatz der Anlage und damit auch keine baulichen Sanierungsmaßnahmen zum Aus-/Einbau der Fassadenelemente erfolgen, Reparatur- und Wartungsmaßnahmen sind aber selbstverständlich möglich. Wie in den Kapiteln 10.2 und 10.3 für die

Kosten bereits erwähnt, sind alle Geldbeträge Nettowerte, d.h. die Umsatzsteuer ist in diesen nicht enthalten.

Um die Wirtschaftlichkeitsrechnung durchführen zu können, müssen neben den Kosten und den jährlichen Energieeinsparungen noch einige weitere Angaben festgelegt werden. Als erstes wird für das Referenzwohngebäude ein Heizsystem festgelegt, welches dieses Gebäude mit Wärme für die Raumheizung und Trinkwassererwärmung versorgt. Diesem Heizsystem ist einerseits ein Jahresnutzungsgrad bzw. im Falle einer Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl und andererseits ein Nettopreis des jeweiligen Energieträgers entsprechend nachfolgender Tabelle 10.2 zugeordnet. Die Preise der Energieträger orientieren sich dabei an den Daten zur Energiepreisentwicklung des Statistischen Bundesamtes [46] sowie an im Internet verfügbaren Angaben entsprechender Anbieter zum Zeitpunkt der Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnung (Anfang 2015).

Neben den bereits in den Kapitel 10.2 und 10.3 dargelegten Kosten für die fassadenintegrierte solarthermische Anlage an sich sowie für deren Einbau in das Referenzwohngebäude werden weiterhin noch die laufenden Betriebskosten der solarthermischen Anlage berücksichtigt. Diese entstehen zum einen durch den Strombedarf für die im Hydraulikmodul eingebaute Pumpe und zum anderen werden Ausgaben für Wartung und Instandhaltung berücksichtigt. Der jährliche Strombedarf der Pumpe wird über einen festgelegten Prozentsatz der jährlich eingesparten Energiemenge berechnet und dann mit dem in Tabelle 10.2 angegebenen Strompreis multipliziert, während der finanzielle Aufwand für Wartung und Instandhaltung über einen prozentualen Anteil an der Investitionssumme bestimmt wird.

Tab. 10.2: Übersicht über die bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung betrachteten Heizsysteme und die hierfür hinterlegten Werte für Nutzungsgrad bzw. Jahresarbeitszahl des Heizsystems sowie den Preis des jeweiligen Energieträgers

Heizsystem	Nutzungsgrad bzw. Jahresarbeitszahl [-]	Energieträger	Preis des Energieträgers [ct/kWh]
Gasheizung	0,85	Erdgas	6,5
Ölheizung	0,85	Heizöl	7,4
Holzpellettheizung	0,85	Holzpellets	5,2
Fernwärmeheizung	1,00	Fernwärme	8,8
Luft/Wasser-Wärmepumpe	2,50	Strom	28,0
Sole/Wasser-Wärmepumpe	3,50	Strom	28,0
Wasser/Wasser-Wärmepumpe	3,20	Strom	28,0
(Stromheizung)	1,00	Strom	28,0

Als weitere, noch für die Wirtschaftlichkeitsrechnung benötigte Angaben werden die prognostizierte jährliche Inflationsrate, die angenommene jährliche Energiepreissteigerung sowie der angesetzte Kalkulationszinssatz festgelegt. Welche Werte im Einzelnen verwendet wurden, wird im nächsten Kapitel anhand der ausgewählten Ergebnisse für einige konkrete Beispiele dargestellt.

10.5 Ausgewählte Ergebnisse

Um zu untersuchen, ob bzw. unter welchen Randbedingungen eine solche in diesem Forschungsprojekt entwickelte fassadenintegrierte solarthermische Anlage auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten für den Anwender von Interesse ist, wurden bei den Wirtschaftlichkeitsrechnungen eine Reihe von Parametern variiert, wie dies z.T. in den vorangegangenen Kapiteln bereits erläutert wurde. Folgende Parameter wurden variiert:

- **Gebäudetyp:** insgesamt 12 verschiedene Referenzwohngebäude, z.T. mit unterschiedlichen Wärmedämmstandards
- **Zapfprofil** und damit jährlicher Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung: 768,3 kWh pro Jahr und Wohneinheit (kleines Zapfprofil entsprechend European Tapping Cycle Size S) und 2138,5 kWh pro Jahr und Wohneinheit (großes Zapfprofil entsprechend European Tapping Cycle Size M)
- **Kosten für die Fassadenelemente und Hydraulikmodule:** *normal* und *reduziert*, siehe Tabelle 10.1
- **Heizsystem** im Referenzwohngebäude: siehe Tabelle 10.2
- **Höhe der Gutschrift** pro eingespartem Quadratmeter Fassadenfläche: Standardwert 300 €/m²
- **Festlegungen für die Berechnung der Betriebskosten:** Prozentsätze für die Berechnung des Pumpenstroms und für den Anteil an Wartung und Instandhaltung
- **wirtschaftliche Randbedingungen:** Inflationsrate, Energiepreissteigerung, Kalkulationszinssatz

Als erstes Beispiel werden im Folgenden einige Ergebnisse für das Referenzwohngebäude XI vorgestellt, welches in Abbildung 10.2 schematisch dargestellt ist. Bei diesem Referenzwohngebäude handelt es sich um ein zwischen 1996 und 2002 erbautes Wohngebäude mit insgesamt 16 jeweils 80 m² großen Wohneinheiten.

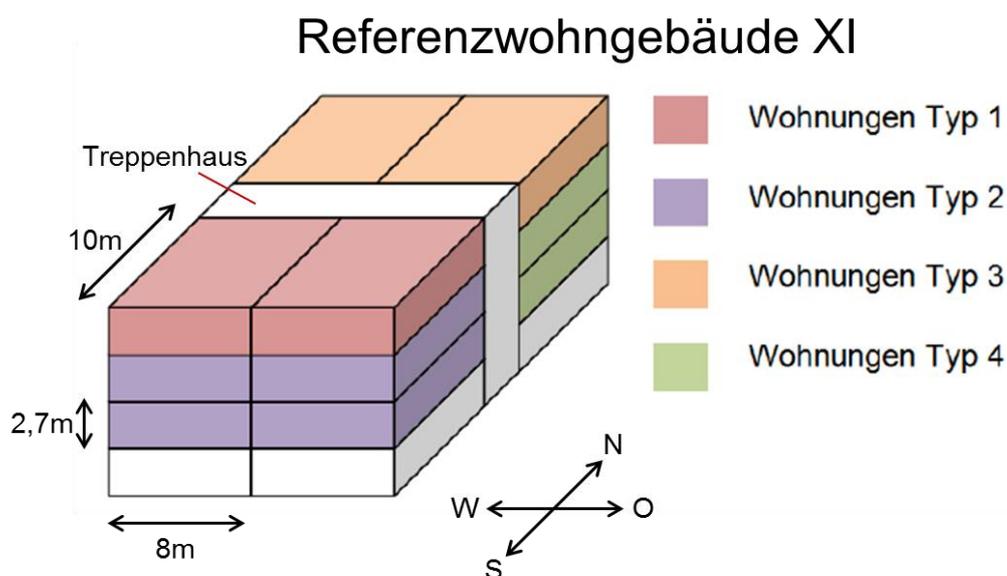


Abb. 10.2: Schematische Darstellung des Referenzwohngebäudes XI

Für die Berechnung der solarthermischen Deckungsanteile am Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung wurden bei der dynamischen Gebäudesimulation vier verschiedene Typen von Referenzwohneinheiten definiert: zum einen Wohneinheiten im Dachgeschoss und zum anderen Wohneinheiten zwischen Dach- und Erdgeschoss, jeweils mit einer Nord- oder Südausrichtung der schmalen Stirnseiten. Die Erdgeschosswohneinheiten wurden bei dieser Wirtschaftlichkeitsrechnung wie Wohneinheiten vom Typ 2 bzw. 4 (vgl. Abbildung 10.2) behandelt. Jede der 16 Wohneinheiten besitzt unter der Annahme eines kleinen Zapfprofils entsprechend dem European Tapping Cycle Size S einen jährlichen Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung von 768,3 kWh/a, d.h. für das gesamte Referenzwohngebäude ergibt sich ein Jahres-Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung von etwa 12.293 kWh.

In die Wohneinheiten vom Typ 1 und 2 sowie die südorientierten Erdgeschosswohneinheiten werden in die Südseite drei je 0,8 m² große Fassadenelemente und ein 1,2 m² großes Fassadenelement eingebaut. In alle anderen Wohneinheiten werden jeweils zwei 0,8 m² große und zwei 1,2 m² große Fassadenelemente in die west- bzw. ostseitige Fassade eingebaut. Damit ergibt sich für dieses Referenzwohngebäude XI eine gesamte Anzahl von 64 Fassadenelementen mit einer „Kollektor“- bzw. Modulfläche von insgesamt 60,8 m². Mit dieser fassadenintegrierten solarthermischen Anlage werden entsprechend der Simulationsergebnisse 6.951 kWh des Jahres-Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung gedeckt, was einem solarthermischen Deckungsanteil von ca. 56,5 % entspricht.

Für die Fertigung der insgesamt 64 Fassadenelemente sowie 16 Hydraulikmodule fallen entsprechend den Angaben in Tabelle 10.2 Kosten in Höhe von etwa 156.000 € (normal) bzw. 119.000 € (reduziert) an. Der geschätzte Mehraufwand für den Einbau der 64 Fassadenelemente durch die in Kapitel 10.3 genannten zusätzlichen Arbeiten beträgt etwa 10.000 €. Für die durch die Fassadenelemente eingesparte Fassadenfläche wurde eine Gutschrift von 300 € pro m² Fassade angesetzt, sodass sich multipliziert mit den 60,8 m² eine Gesamtgutschrift von 18.000 € ergibt.

Anhand der weiterhin angegebenen Festlegungen für die Berechnung der Betriebskosten und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können nun für die verschiedenen Heizsysteme die jährlichen (abgezinsten) Einnahmen und Ausgaben berechnet und daraus schließlich die dynamische Amortisationszeit sowie der Kapitalwert nach 50 Jahren ermittelt werden. Eine Übersicht über die für dieses Beispiel am Referenzwohngebäude XI bei reduzierten Kosten der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage bestimmten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist für drei verschiedene Heizsysteme in der folgenden Tabelle 10.3 aufgeführt.

Tab. 10.3: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung für drei verschiedene Heizsysteme am Beispiel des Referenzwohngebäudes XI bei reduzierten Kosten für die fassadenintegrierte solarthermische Anlage; Geldbeträge auf 1.000 € gerundet

Festlegungen für die Berechnung der Betriebskosten			
jährlicher Strombedarf Umwälzpumpe	1,0 % der jährlich eingesparten Energiemenge		
jährlicher Aufwand für Wartung und Instandhaltung	0,2 % der Investitionskosten		
Wirtschaftliche Randbedingungen			
prognostizierte jährliche Inflationsrate	2,0 %		
prognostizierte jährliche Preissteigerung aller Energieträger (nominal)	5,0 %		
Kalkulationszinssatz (nominal)	3,0 %		
Berechnung der Investitionskosten			
Kosten der Fassadenelemente	105.000 €		
Kosten der Hydraulikmodule	14.000 €		
Gesamtkosten der Solaranlage	119.000 €		
Kosten für den Einbau der Fassadenelemente	10.000 €		
Gutschrift	-18.000 €		
Investitionssumme	111.000 €		
Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung			
Heizsystem des Gebäudes	Gasheizung	Fernwärme	Luft/Wasser-Wärmepumpe
dynamische Amortisationszeit	keine Amortisation	keine Amortisation	keine Amortisation
Kapitalwert nach 50 Jahren	-83.000 €	-76.000 €	-61.000 €

Aus Tabelle 10.3 ist ersichtlich, dass für dieses Referenzwohngebäude selbst bei reduzierten Kosten für die fassadenintegrierte solarthermische Anlage sowie einer Gutschrift von immerhin 300 € pro m² eingesparter Fassadenfläche für keines der Heizsysteme eine Amortisation innerhalb von 50 Jahren auftritt. Warum dies so ist, zeigt ein Blick auf die jährlichen Einnahmen und Ausgaben:

Für die oben genannten 6.951 kWh oder 56,5 % des Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung an eingesparter Energie ergibt sich bei den in Tabelle 10.2 aufgeführten Zahlen für die Gasheizung eine Einsparung von gerade einmal 532 € im ersten Betriebsjahr. Aufgrund der jährlichen Energiepreissteigerung von nominal 5 % steigen diese Einsparungen auf immerhin 2.262 € im 50. Betriebsjahr an. Die laufenden Ausgaben aufgrund des Strombedarfs der Pumpe und für Wartung und Instandhaltung betragen im ersten Betriebsjahr 245 € und im 50. Betriebsjahr aufgrund der Inflation und der Energiepreissteigerung für den Pumpenstrom 684 €. Als Summe aus laufenden Einsparungen und Ausgaben ergibt sich damit ein Plus von 287 € im ersten und 1.578 € im 50. Betriebsjahr. Diese Beträge werden jedoch

noch abgezinst, d.h. mit zunehmender Betriebszeit sind diese Einnahmen immer weniger wert. Im Vergleich zu der hohen Investitionssumme von 111.000 € wird schnell klar, dass mit jährlichen Einnahmen von einigen Hundert Euro nach 50 Jahren keine Amortisation erreicht werden kann. Für die anderen beiden Heizsysteme Fernwärme und Luft/Wasser-Wärmepumpe sind die Kapitalwerte etwas höher, aber auch hier wird nach 50 Jahren keine Amortisation erreicht. Nur mit einer Stromheizung würde sich bei diesem Beispiel eine dynamische Amortisationszeit von 42 Jahren bei einem Kapitalwert von 35.000 € nach 50 Jahren ergeben. Allerdings wird eine rein elektrische Erwärmung von Trinkwasser so gut wie nirgends vorgenommen und ist daher hier nur als eher theoretisches Rechenbeispiel angeführt. Ebenso wird die Erwärmung von Trinkwasser mit einer Luft/Wasser-Wärmepumpe eher selten praktiziert.

Aus diesen ersten Ergebnissen ist ersichtlich, dass die im Verhältnis zu den Investitionskosten sehr geringen jährlichen Einsparungen der Hauptgrund für die extrem langen Amortisationszeiten von deutlich über 50 Jahren sind. Dies wiederum ist auch auf das kleine angenommene Zapfprofil von nur 768,3kWh/a zurückzuführen. Auf der anderen Seite kann geschlussfolgert werden, dass die Kosten der solarthermischen Anlage, welche den wesentlichen Anteil der Investitionssumme darstellen, noch deutlich zu hoch sind da sie sich an den Kosten des ersten Prototyps orientieren. Für die nachfolgenden Berechnungen wurden daher nur noch das große Zapfprofil mit einem Trinkwasserwärmebedarf von 2138,5 kWh/a und reduzierten Kosten für die Fassadenelemente und Hydraulikmodule entsprechend Tabelle 10.1 verwendet.

Bezüglich der anderen, eingangs dieses Kapitels aufgeführten Einflussparameter kann festgestellt werden, dass die Wahl des Referenzgebäudes und des Wärmedämmstandard einen relativ geringen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Bei der Betrachtung der verschiedenen Heizsysteme ergeben sich die kürzesten Amortisationszeiten im Vergleich zur Stromheizung und zur Luft/Wasser-Wärmepumpe: Dies sind allerdings zwei Heizsysteme, welche für diese Art der Anwendung sehr ineffizient sind und deshalb auch kaum verwendet werden. Die längsten Amortisationszeiten ergeben sich im Vergleich zur Holzpellettheizung, gefolgt von der Gasheizung. Die Höhe der Gutschrift hat einen relativ geringen Einfluss, weil sich dadurch die Investitionssumme relativ betrachtet nur um einige wenige Prozentpunkte ändert. Durch die Festlegung der wirtschaftlichen Randbedingungen, insbesondere die angesetzte Energiepreissteigerung, lässt sich jedoch größerer Einfluss auf die Amortisationszeit nehmen. Dies soll anhand des folgenden Beispiels gezeigt werden:

Für das Referenzwohngebäude I, ein dreistöckiges Wohngebäude der Baualtersklasse vor 1919 mit insgesamt sechs 60 m² großen Wohneinheiten, beträgt der jährliche Wärmebedarf für die Erwärmung des Trinkwarmwassers bei Verwendung des großen Zapfprofils 12.831 kWh. In jede der sechs Wohneinheiten werden zwei 0,8 m² große Fassadenelemente eingebaut. Durch die Verwendung dieser insgesamt 12 Fassadenelemente mit einer Modulfläche von 9,6 m² werden 3.069 kWh bzw. 23,9 % des jährlichen Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung solarthermisch gedeckt. Die Kosten für die 12 Fassadenelemente betragen ca. 16.600 € und für die 6 Hydraulikmodule 5.400 €. Für den Einbau der Fassadenelemente belaufen sich die Kosten auf ca. 2.500 € und als Gutschrift für die eingesparte Fassadenfläche ergeben sich 2.900 €. Somit betragen die Investitionskosten etwa 21.600 €. Für den Stromverbrauch der Pumpe wurden 1 % der eingesparten Energiemenge, d.h. 30,7 kWh jährlich, und als Aufwand für Wartung und Instandhaltung 0,2 % der Investitionssumme angesetzt. Die Inflationsrate wurde mit 2 % und der Kalkulationszinssatz wurde mit nominal 3 % angesetzt. Variiert wurde zum einen die jährliche Preissteigerung der Energieträger mit nominal 3 %, 5 % und 8 % und zum anderen wurden bei diesem Beispiel zwei verschiedene Heizsysteme, Gasheizung und Fernwärme, betrachtet. Die zeitliche

Entwicklung der Kapitalwerte über den Betrachtungszeitraum von 50 Jahren ist in der folgenden Abbildung 10.3 dargestellt.

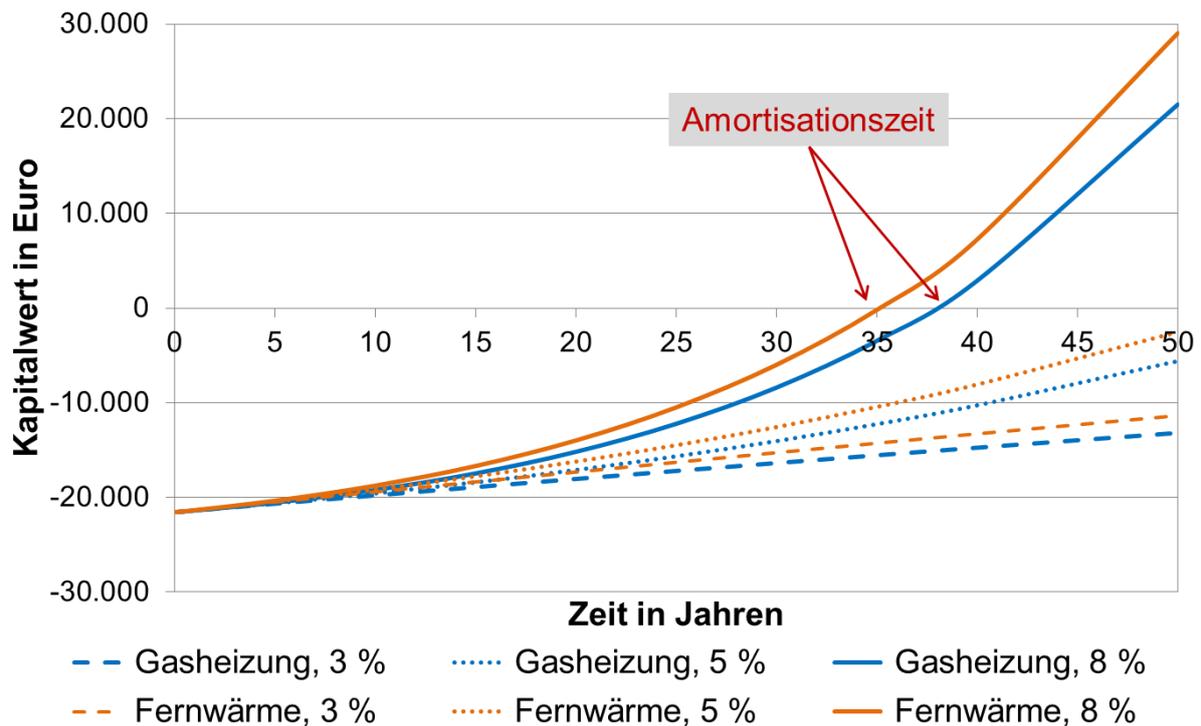


Abb. 10.3: Zeitliche Entwicklung des Kapitalwertes für drei verschiedene angenommene Energiepreissteigerungen und zwei verschiedene Heizsysteme am Beispiel für das Referenzwohngebäude I bei Annahme des großen Zapfprofils und reduzierten Kosten für die fassadenintegrierte solarthermische Anlage

Aus Abbildung 10.3 ist ersichtlich, dass die Abschätzung der prognostizierten jährlichen Energiepreissteigerung einen wesentlichen Einfluss auf die Kapitalwertentwicklung und damit auf die Amortisationszeit besitzt. Bei einer angenommenen Energiepreissteigerung von 8 % ergibt sich eine Amortisationszeit von 35 Jahren bei der Verwendung von Fernwärme und eine Amortisationszeit von 38 Jahren für die Gasheizung. Die Kapitalwerte nach 50 Jahren betragen bei dieser Energiepreissteigerung 29.000 € (Fernwärme) bzw. 21.500 € (Gasheizung). Bei einer Energiepreissteigerung von jährlich 5 % wird eine Amortisation nach 50 Jahren knapp nicht und bei einer Energiepreissteigerung von nur 3 % nach 50 Jahren deutlich nicht erreicht.

10.6 Fazit der ökonomischen Bewertung

Die in Kapitel 10.5 dargestellten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen zeigen, dass die Kosten der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage, bestehend aus mehreren Fassadenelementen und einem Hydraulikmodul pro Wohneinheit, bisher noch deutlich zu hoch im Vergleich zu den jährlichen Einsparungen durch die teilweise solarthermische Deckung des Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung sind. Auch die Rechnung mit reduzierten Kosten für die Fassadenelemente und Hydraulikmodule, welche einen Teil der noch bestehenden Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich Auf- und Zusammenbau der fassadenintegrierten solarthermischen Anlage berücksichtigt, resultiert in nicht akzeptablen Amortisationszeiten von zumeist über 50 Jahren. Nur unter der Annahme von im Sinne der

solarthermischen Anlage sehr positiven wirtschaftlichen Randbedingungen, z.B. einer jährlichen Energiepreissteigerung von 8 % oder mehr, lassen sich Amortisationszeiten unterhalb von 50 Jahren realisieren, siehe Abbildung 10.3. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass auch eine Amortisationszeit im Bereich zwischen 35 und 40 Jahren noch deutlich zu hoch ist. Außerdem zeigten die Ergebnisse, dass die Wirtschaftlichkeit ganz entscheidend vom vorhandenen Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung abhängt. Es muss ein ausreichend hoher Wärmebedarf vorhanden sein, damit auch entsprechende jährliche Einsparungen erzielt werden können.

Aus den in diesem Kapitel vorgestellten Ergebnissen ist ersichtlich, dass die Kosten für die fassadenintegrierte solarthermische Anlage noch deutlich gesenkt werden müssen. Dies ist jedoch problemlos möglich und Ansätze hierfür wurden bereits in den Kapiteln 8.1 und 10.2.2 genannt. Außerdem lassen sich die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung bzgl. Kapitalwerten und Amortisationszeiten verbessern, indem beispielsweise noch eine mögliche Förderung z.B. durch das Marktanreizprogramm mit berücksichtigt wird oder weitere Gutschriften berücksichtigt werden, z.B. indem angenommen wird, dass bestimmte Komponenten des konventionellen Heizsystems kleiner ausgelegt werden können. Allerdings ist auch zu berücksichtigen, dass die in Kapitel 10.2 berechneten Kosten für die Fassadenelemente und Hydraulikmodule nur die Summe aus Material- und Fertigungskosten darstellen, also z.B. noch keine Gewinnmarge enthalten und somit keinen möglichen Marktpreis darstellen.

Im Marktanreizprogramm werden derzeit, d.h. im Sommer 2015, in der Basisförderung 50 €/m² Kollektorfläche für solarthermische Anlagen zur ausschließlichen Warmwasserbereitung mit 11 bis 40 m² Bruttokollektorfläche und in der Innovationsförderung im Gebäudebestand 100 €/m² bzw. beim Neubau 75 €/m² für solarthermische Anlagen zur ausschließlichen Warmwasserbereitung mit 20 bis 100 m² Bruttokollektorfläche an Zuschüssen gezahlt. Allerdings müssen vom Kollektor bzw. der Solaranlage bestimmte Mindestanforderungen erfüllt sein, um als förderfähig eingestuft zu werden. Förderfähige Kollektoren und Solaranlagen werden vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gelistet. Nicht gelistete Kollektoren und Solaranlagen können förderfähig sein, dies muss jedoch beim BAFA angefragt werden. Für die in diesem Projekt entwickelte fassadenintegrierte solarthermische Anlage zur Trinkwassererwärmung ist unklar, ob bzw. in welchem Umfang diese gefördert würde. Auch, weil beispielsweise fraglich ist, inwieweit der Nachweis bzw. die Anforderung eines jährlichen Kollektorertrages von mindestens 525 kWh/(m²·a) für eine solche Anlage gilt bzw. überhaupt sinnvoll ist, da allein durch die vertikale Ausrichtung der Fassadenelemente der Ertrag geringer ist als bei den üblichen dachmontierten Kollektoren [47].

11 Koordination und Öffentlichkeitsarbeit (AP8)

Ein Hindernis beim Einsatz und der Verbreitung fassadenintegrierter solarthermischer Anlagen ist der derzeit noch niedrige Wissensstand bei Herstellern, Planern, Architekten und weiteren an der Realisierung solcher Anlagen beteiligten Akteure. Neben wirtschaftlichen Gesichtspunkten stellt dieses Wissensdefizit bei den relevanten Akteuren das zweitwichtigste Hemmnis für eine Marktdurchdringung fassadenintegrierter solarthermischer Anlagen dar [48]. Im Rahmen dieses Projektes wurde deshalb eine Vielzahl von Publikationen in Form von Konferenzbeiträgen, Artikeln in Fachzeitschriften sowie in Form von Vorträgen angefertigt bzw. durchgeführt. Hiermit wurde ein wichtiger Beitrag für den Abbau des oben genannten Wissensdefizites bei den relevanten Akteuren geleistet, um die Verbreitung fassadenintegrierter solarthermischer Anlagen zu erhöhen und insbesondere auch eine Sensibilisierung für die Notwendigkeit von solch ambitionierten multifunktionalen Lösungen wie sie in diesem Projekt entwickelt wurden zu schaffen. Die im Rahmen des Projektes „MultiKomp-I“ entstandenen Publikationen sind in den folgenden Abschnitten aufgeführt.

11.1 Projektlogo

Für das Projekt „MultiKomp-I“ wurde zu Projektbeginn das im Folgenden dargestellte Projektlogo entwickelt.

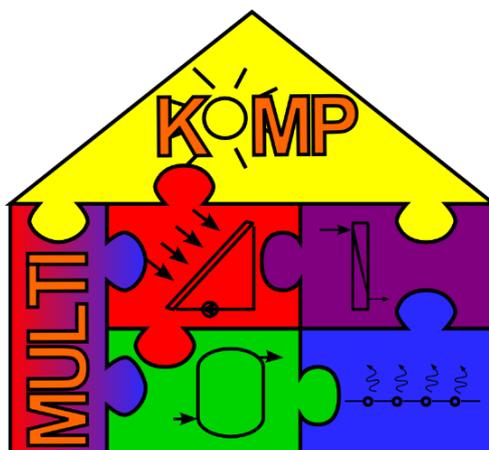


Abb. 11.1: Projektlogo für das Projekt „Multikomp-I“

Das an „Lego-Bausteine“ bzw. an ein Puzzle angelehnte Logo in Form eines Gebäudes soll die Multifunktionalität und das Zusammenspiel verschiedener Komponenten widerspiegeln. Das hellgelbe Dach symbolisiert, dass es sich um solarthermische Komponenten für Gebäude handelt, während der Farbverlauf innerhalb der linken Fassade auf die Fassadenintegration bzw. auf die Beheizung des Gebäudes über die Fassade hindeutet.

11.2 Publikation der Ergebnisse in Konferenzbeiträgen

Folgende Beiträge wurden in der Projektlaufzeit geleistet, um über das Thema multifunktionale solare Gebäudekomponenten sowie über die erzielten Projektergebnisse zu informieren. Hierbei handelt es sich um deutsche und internationale Vorträge, Poster und schriftliche Veröffentlichungen bzw. Konferenzbeiträge:

- 1) N. Gohl, A. Loose, S. Stark, H. Drück, „Development of multifunctional building components (MultiKomp) – Comparison of different concepts”. In: Proceedings of the SHC 2013, International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry, Freiburg, 23.-25.09.2013 (auch in Energy Procedia 48 (2014) 1365 – 1373)
- 2) N. Gohl, A. Loose, S. Stark, H. Drück. „Entwicklung multifunktionaler solarthermischer Gebäudekomponenten - simulationsbasierte Voruntersuchungen“, Tagungsband zum 24. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 07. – 09.05.14, ISBN 978-3-943891-35-5
- 3) S. Stark, N. Gohl, A. Loose, H. Drück. „Entwicklung eines kompakten fassadenintegrierten Moduls zur solaren Trinkwassererwärmung“, Tagungsband zum 24. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 07. – 09.05.14, ISBN 978-3-943891-35-
- 4) N. Gohl, A. Loose, S. Stark, H. Drück. „Simulation und Prototyp eines multifunktionalen solarthermischen Fassadenmoduls“, Gleisdorf Solar Konferenz 2014, Gleisdorf, Österreich, 25.-27.06.2014
- 5) S. Stark, N. Gohl, A. Loose, H. Drück. “Prototype development and construction of a façade-integrated solar thermal system for domestic hot water preparation” In: Proceedings of the EuroSun 2014 International Conference on Solar Energy and Buildings, Aix-Les-Bains, France, 16.-19.09.2014
- 6) S. Stark, N. Gohl, A. Loose, H. Drück. „Entwicklung einer fassadenintegrierten solarthermischen Anlage für die kombinierte solare Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung“, Tagungsband zum 25. Symposium Thermische Solaranlagen, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 06. – 08.05.15, ISBN 978-3-943891-51-5, OTTI e.V., 2015
- 7) N. Gohl, S. Stark, A. Loose, H. Drück. „Messtechnische Untersuchung eines modular aufgebauten solarthermischen Fassadenelements“, Tagungsband zum 25. Symposium Thermische Solaranlagen, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 06. – 08.05.15, ISBN 978-3-943891-51-5, OTTI e.V.
- 8) A. Loose, N. Gohl, S. Stark, H. Drück. „Multifunktionale solarthermische Fassadenelemente für mehrgeschossige Wohngebäude im Bestand“, OTTI - 1. Fachforum Energieeffizienzhaus-Plus, Hamburg 14.-15. Juli 2015

11.3 Publikation der Ergebnisse in Fachzeitschriften

- 1) N. Gohl, A. Loose, S. Stark, H. Drück, „Development of multifunctional building components (MultiKomp) – Comparison of different concepts”, Energy Procedia 48 (2014) 1365 – 1373

11.4 Publikationen in Form von Vorträgen

- 1) 3. DSTTP-Konferenz (DSTTP: Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform), Berlin, 30.-31.01.2013, Kurzvortrag und Postervorstellung
A. Loose: „Entwicklung von multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten (MultiKomp-I)“
- 2) Projektvorstellung für Projektträger Jülich (PTJ), ITW, Stuttgart, 27.08.2013
A. Loose, N. Gohl, S. Stark: „Projekt MultiKomp-I - Entwicklung von multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten“
- 3) AKTIFAS General Assembly und MultiKomp Projektvorstellung, ITW, Stuttgart, 23.01.2014
A. Loose, N. Gohl, S. Stark: “Research Project MultiKomp-I - Development of multifunctional solar building components”
- 4) Gleisdorf Solar Konferenz 2014, Gleisdorf, Österreich, 25.-27.06.2014
N. Gohl: “Simulation und Prototyp eines multifunktionalen solarthermischen Fassadenmoduls”
- 5) EuroSun 2014 International Conference on Solar Energy and Buildings, Aix-Les-Bains, Frankreich, 16.-19.09.2014
S. Stark: “Prototype development and construction of a façade-integrated solar thermal system for domestic hot water preparation”
- 6) 6. Internationaler Kongress Bauhaus.SOLAR, Weimar, 02.-03.12.2014
A. Loose: “Entwicklung multifunktionaler solarthermischer Fassadenkomponenten für Wohngebäude”
- 7) 10. Fachtagung “Gebäudeenergie und Wärmepumpe“, Fachhochschule Bingen, 25.02.2015
A. Loose: “Entwicklung multifunktionaler solarthermischer Fassadenkomponenten für Wohngebäude“
- 8) Fachforum “Thermische Solarenergie“, Bauzentrum München, 20.05.2015
S. Stark: “Forschungsprojekt MultiKomp-I. Entwicklung und Test von zwei Prototypen fassadenintegrierter solarthermischer Anlagen“
- 9) OTTI - 1. Fachforum Energieeffizienzhaus-Plus, Hamburg 14.-15. Juli 2015
S. Stark: “ Multifunktionale solarthermische Fassadenelemente für mehrgeschossige Wohngebäude im Bestand“

12 Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel des Forschungsprojektes „MultiKomp-I“ bestand darin, sogenannte multifunktionale solare Gebäudekomponenten zu entwickeln, welche einerseits die klassischen architektonischen Funktionen einer Gebäudehülle abdecken und andererseits Funktionen einer solarthermischen Anlage übernehmen, um dadurch einen Teil des Wärmebedarfs des Gebäudes solarthermisch zu decken. Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wurden zunächst etliche Konzepte für solche multifunktionalen solaren Gebäudekomponenten entwickelt und anschließend unter anderem anhand umfangreicher dynamischer Gebäudesimulationen bewertet. Die zwei vielversprechendsten Konzepte wurden schließlich als Prototypen aufgebaut und sowohl im dynamischen Sonnensimulator als auch an einem Speicherprüfstand vermessen. Der erste Prototyp wurde außerdem in einen als Außenprüfstand dienenden Wohn- bzw. Bürocontainer eingebaut und dort unter realen Bedingungen vermessen. Des Weiteren wurden für den ersten Prototyp eine ökologische und eine ökonomische Bewertung vorgenommen.

Der erste Prototyp stellt ein kompaktes solarthermisches Fassadenelement für die solare Unterstützung der Trinkwassererwärmung dar, das sogenannte „Trinkwassermodul“. Bei dieser fassadenintegrierten solarthermischen Anlage wird ein in diesem Fassadenelement befindlicher Warmwasserspeicher direkt über eine davor angeordnete transparente Wärmedämmung beladen, während die Entladung des Speichers über einen externen Wärmeübertrager erfolgt. Anhand der umfangreichen Messergebnisse im Labor und auf dem Außenprüfstand konnte gezeigt werden, dass die Funktionsfähigkeit des Konzeptes dieses solarthermischen Fassadenelementes grundsätzlich gegeben ist. Des Weiteren konnte eine Vielzahl von Maßnahmen abgeleitet werden, wodurch sich vor allem eine Verbesserung der thermischen Leistungsfähigkeit, aber auch anderer, z.B. konstruktiver und ästhetischer Aspekte erreichen lässt.

Der zweite innerhalb des Vorhabens konzipierte Prototyp stellt eine fassadenintegrierte solarthermische Kombianlage für die solare Unterstützung von sowohl Trinkwassererwärmung als auch Raumheizung dar. Eine wichtige Erkenntnis bei der Umsetzung dieses Konzeptes war, dass für eine solche fassadenintegrierte solarthermische Kombianlage, bestehend aus Kollektoren, je einem Speicher für die Trinkwassererwärmung und Raumheizung sowie der hydraulischen Anbindung an das bestehende Heiz- und Trinkwarmwassersystem, die Realisierung all dieser Funktionen in einem kompakten Fassadenelement schwierig bzw. auch nicht unbedingt sinnvoll ist. Stattdessen wurde eine Aufteilung der Funktionen vorgenommen, sodass nur das sogenannte Speichermodul einen Teil der Fassade ersetzt. Die Kollektoren sind hingegen der Fassade vorgehängt und ein sogenanntes Hydraulikmodul zur Verschaltung der solarthermischen Komponenten und Anbindung an das bestehende Heiz- und Trinkwarmwassersystem ist Teil des Innenraums einer Wohneinheit.

Nachdem die prinzipielle Funktionsfähigkeit der in diesem Projekt entwickelten fassadenintegrierten solarthermischen Anlagen aufgezeigt werden konnte, muss es nun das Ziel sein, diese vom Prototypenstatus hin zu marktfähigen Produkten weiterzuentwickeln. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen Verbesserungen in den folgenden drei Bereichen vorgenommen werden:

- 1) Erhöhung der thermischen Leistungsfähigkeit, um den Anteil solar bereitgestellter Wärme weiter zu steigern
- 2) Optimierung der architektonischen Integration, d.h. eine einfachere konstruktive Anbindung an die Gebäudefassade sowie eine Verbesserung der Ästhetik
- 3) Senkung der Kosten für eine derartige fassadenintegrierte solarthermische Anlage

Für die Umsetzung des erstgenannten Punktes, die Erhöhung der thermischen Leistungsfähigkeit, wurden in Kapitel 8 insbesondere für den ersten Prototyp eine Reihe von Maßnahmen aufgeführt. Die Fülle der möglichen Maßnahmen zeigt, welches Potenzial in Bezug auf die thermische Leistungsfähigkeit noch ausgeschöpft werden kann, beispielsweise bei der Reduzierung von Wärmeverlusten oder bei der besseren Ausnutzung des Speichervolumens.

Da in diesem Forschungsprojekt die Entwicklung, der Aufbau und die Laborvermessung von Prototypen fassadenintegrierter solarthermischer Anlagen im Vordergrund stand, muss bei einer Weiterentwicklung die konkrete architektonische Integration nochmals genauer betrachtet werden. Um eine konkrete Fassadenintegration durchzuführen und zusammen mit den zuvor genannten Maßnahmen zur Verbesserung der thermischen Leistungsfähigkeit zu überprüfen, sollten die multifunktionalen solarthermischen Fassadenelemente z.B. in einem Nachfolgeprojekt in ein geeignetes Wohngebäude eingebaut und über einen längeren Zeitraum messtechnisch untersucht werden. Dies bietet zudem die Möglichkeit, praktikable Lösungen für einen anderen wichtigen Integrations-Aspekt multifunktionaler solarthermischer Fassadenelemente zu finden, nämlich die konkrete Anbindung an das bestehende Heiz- und Trinkwarmwassersystem des Wohngebäudes.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Kapitel 10 haben gezeigt, dass die Kosten für eine solche fassadenintegrierte solarthermische Anlage im Verhältnis zum derzeit erbrachten Nutzen noch zu hoch sind. Dies mag für einen Prototypenstatus gerechtfertigt sein, bei einer Weiterentwicklung muss jedoch ein besonderer Schwerpunkt auf die Kosteneinsparungen gelegt werden. Ansätze hierfür wurden für den ersten Prototyp in Kapitel 8.1 z.T. bereits genannt, beispielsweise die Wahl einer alternativen transparenten Wärmedämmung oder der Verzicht auf das teure Phasenwechselmaterial.

Die oben erwähnten Optimierungsmaßnahmen zeigen den Weg für die Weiterentwicklung von multifunktionalen solarthermischen Fassadenelementen in Richtung marktreifer Produkte auf. Die Untersuchung ausgewählter Optimierungsmaßnahmen in Verbindung mit der Langzeiterprobung in einem geeigneten Wohngebäude unter Berücksichtigung von Kosteneinsparungen stellt nun den nächsten wichtigen Schritt in diese Richtung dar. Diese Arbeiten könnten sehr gut in einem entsprechenden Nachfolgeprojekt realisiert werden.

13 Danksagung

Das Projekt MultiKomp-I wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages durch den Projektträger Jülich (PTJ) unter dem Förderkennzeichen 0325985A gefördert. Die Autorinnen und Autoren danken für die Unterstützung und übernehmen die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung.

14 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 – 2014, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEWaermeG/das_eewaermeg.html;jsessionid=50FD991FEF0CF613430B5CB5335455D5
- [3] European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF): “Solar thermal markets in Europe. Trends and market statistics 2014”, 06/2015, http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/market_data/downloads/2014_solar_thermal_markets_LR.pdf
- [4] Bundesverband Solarwirtschaft (BSW): Statistikpapier Solarthermie 06/2015, <http://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen-solarthermie/zahlen-und-fakten.html>
- [5] Stryi-Hipp, G.: Solarthermie-Vision 2030 – das Solar-Aktiv-Haus, Intersolar München, 27.05.2009
- [6] Drück, H., Stryi-Hipp, G., Müller-Steinhagen, H.: Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform (DSTTP), Ergebnisse und zukünftige Aktivitäten, 19. OTTI-Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 06.-08.05.2009
- [7] Leibfried, U., Drück, H.: Modulares Speichersystem für solarthermische Kombianlagen - Anforderung und Konzeption, Statuskolloquium Umweltforschung und Umwelttechnik Baden-Württemberg 2009
- [8] Europäische Solarthermie-Technologie Plattform (ESTTP), 6. Rahmenprogramm „Solar Heating and Cooling for a Sustainable Energy Future in Europe“, Dezember 2008
- [9] Kerskes, H., Müller-Steinhagen, H.: Nutzung passiver Effekte bei der aktiven solaren Gebäudeheizung, Fachtagung Solares Heizen, Intersolar 2002, Freiburg
- [10] Kerskes, H.: Solare Fassaden, Workshop Intersolar 2007, Freiburg
- [11] Behling, S., Fuchs, A., Volz, T.: Detailtopics, Energie + Nachhaltigkeit, Solarfassaden, Zeitschrift Detail, 06/2007, Heft „Energieeffiziente Architektur“, S. 666
- [12] Scheuren, J.: Solares Heizen – Wärmeversorgung für Alt- und Neubauten, Forschungsverbund erneuerbare Energie (FVEE), Themenheft 2008

-
- [13] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Energie@home. Die Ausstellung für zukunftsweisende Energietechnik, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Energieathome_br2009.pdf
- [14] Fachverband Transparente Wärmedämmung e.V., <http://www.umwelt-wand.de/>
- [15] Humm, Othmar, Oerlikon Journalisten AG, Zürich 21.2.98, <http://www.energie.ch/themen/bautechnik/twd/index.htm>
- [16] Heidemann, W.: Energetische Bewertung von Komponenten zur passiven Solarenergienutzung, Fachtagung Solares Heizen, Intersolar 2002, Freiburg
- [17] Heidemann, W.: Passive Solarenergienutzung als Beitrag zum Heizen von Gebäuden, Fachtagung Solares Heizen und Kühlen, 25. Juni 2004, Intersolar 2004, Freiburg
- [18] BMWi-Begleitforschung, Projekt Energieeffiziente Schulen, Innovative Fassadensysteme, <http://www.eneff-schule.de/index.php/Innovative-Techniken/Techniken-Allgemein/gebäudehuelle.html>
- [19] Bine Informationsdienst, Themeninfo 01/2007, Thermoaktive Bauteilsysteme - Energieeffizient Heizen und Kühlen auf hohem Komfortniveau, www.bine.info
- [20] Forschung für Energieoptimiertes Bauen (EnOB), Projekt Klimaaktive Wärmespeicher in Baustoffen, <http://www.enob.info/>
- [21] Fa. GAP³ solutions GmbH <http://www.gap-solution.at/>
- [22] E²-Fassade der Firma Schüco International KG, http://www.baulinks.de/webplugin/2007/0160.php4?url1=http://www.baulinks.de/webplugin/z_starta.txt&url2=http://www.baulinks.de/webplugin/z_ende.txt
- [23] Webseite des MPPF-Projekts, <http://www.mppf.at/>
- [24] Steinmann, H.C., „Multifunktionsfassade Plug & Play“, a3B: Tec 3-4/2013, S. 84-85, http://www.fibag.at/fileadmin/images/news/1303_a3BTEC_Fibag.pdf
- [25] Projekt Cost Effective, <http://www.cost-effective-renewables.eu>
- [26] Kuhn, T.E., Herkel, S., Henning, H.-M., “Active Solar Facades (PV and solar thermal)”, 3. Int. Conf. on passive and low energy cooling for the built environment (PALENC), Rhodes Island, Griechenland, 2010
- [27] Intersolar Award 2010, <http://www.wicona.de/de/Uber-WICONA/News/WICONA-erhalt-den-Intersolar-Award-2010/>
- [28] Institut für Baukonstruktion der Universität Stuttgart, Lehrstuhl 2, <http://www.uni-stuttgart.de/ibk2/>
- [29] TRNSYS (Transient System Simulation) Software, <http://www.trnsys.com/>

-
- [30] Perers, B, Bales, C.: "A Solar Collector Modell for TRNSYS Simulation and System Testing", A Report of IEA SHC – Task 26, Solar Combisystems, December 2002, Solar Energy Research Center SERC, Börlänge, Sweden, <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien55.pdf>
- [31] Platzer, W.: „Bestimmung des solaren Energiegewinns durch Massivwände mit transparenter Wärmedämmung“, Richtlinie des Fachverbands Transparente Wärmedämmung e.V., Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Juni 2000, Freiburg, Germany
- [32] Fa. Salca BV: <http://www.salcabv.nl/>
- [33] Fa. Rubitherm Technologies GmbH: <http://www.rubitherm.de/>
- [34] Fa. Cristopia Energy Systems: <http://www.cristopia.com/>
- [35] Fa. PCM Products Ltd.: <http://www.pcmproducts.net/>
- [36] Allgemeine Ausführungsverordnung des Ministeriums für Verkehr und Infrastruktur zur Landesbauordnung (LBOAVO), Land Baden-Württemberg, <http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=BauOAV+BW&max=true&aiz=true>
- [37] Bergmann, I, Weiß, W.: „Fassadenintegration von thermischen Sonnenkollektoren ohne Hinterlüftung“. Bericht, AEE Intec, 2002, <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien18.pdf>
- [38] DIN EN 12977-3:2012-06, Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile - Kundenspezifisch gefertigte Anlagen - Teil 3: Leistungsprüfung von Warmwasserspeichern für Solaranlagen; Deutsche Fassung EN 12977-3:2012
- [39] EU-Richtlinie Nr. 812/2013. Delegierte Verordnung (EU) Nr. 812/2013 der Europäischen Kommission vom 18. Februar 2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Energieeffizienzkenzeichnung von Warmwasserbereitern, Warmwasserspeichern und Verbundanlagen aus Warmwasserbereitern und Solareinrichtungen
- [40] Forschungsprojekt „UniSto“: Entwicklung eines universellen Wärmespeichers und dessen Erprobung in Mehrfamilienhäusern. Förderkennzeichen 0325546B (PTJ/BMWi)
- [41] <http://www.kleiberinfrared.de/index.php/de/amanwendungen/emissionsgrade.html>
- [42] http://www.bossert-weissinger.de/pdf/kataloge_fluke_su-emmissiongrad.pdf

- [43] Streicher, E., Drück, H., Müller-Steinhagen, H.: Die energetische Amortisationszeit als ein Bewertungsinstrument solarthermischer Anlagen; Tagungsband 7. VDI Fachtagung, Leverkusen, Seiten 251-260; Mai 2006; ISBN 3-18-091924-8
- [44] http://www.frag-den-heimwerker.com/html/klinkersteine_preise.php
- [45] <http://www.energieheld.de/daemmung/kosten/fassadendaemmung>
- [46] Statistisches Bundesamt: Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2000 bis Januar 2014. Wiesbaden, 2014
- [47] Zuschüsse des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Rahmen des aktuellen Marktanzreizprogramms, Bereich Solarthermie:
http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/index.html
- [48] Cappel, C., Streicher, W., Lichtblau, F., Maurer, C.: „Barriers to the market penetration of facade-integrated solar thermal systems“, Energy Procedia 48 (2014) 1336 – 1344