



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 8.2.2022

---

# **SensOpt – Sensible saisonale Wärmespeicherung optimal eingesetzt für die vollständig solare Beheizung von Mehrfamilienhäusern**

Weiterentwicklung des Jenni-Aktivhauses in  
Bezug auf Raum- und Kosteneffizienz

---





**Datum:** 8.2.2022

**Ort:** Rapperswil

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Solarthermie und Wärmespeicherung  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)  
[energieforschung@bfe.admin.ch](mailto:energieforschung@bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

SPF Institut für Solartechnik  
OST – Ostschweizer Fachhochschule  
Oberseestrasse 10, CH-8640 Rapperswil  
[www.spf.ch](http://www.spf.ch)

Hochschule Luzern – Technik und Architektur  
CCTES Competence Center Thermal Energy Storage  
Technikumstrasse 21  
CH-6048 Horw  
[www.hslu.ch/tes](http://www.hslu.ch/tes)

**Autor/in:**

Florian Ruesch, SPF OST, [florian.ruesch@ost.ch](mailto:florian.ruesch@ost.ch)  
Fabio Lichtensteiger, SPF OST, (gewechselt)  
Mattia Bataglia SPF OST, (gewechselt)  
Michel Haller, SPF OST, [michel.haller@ost.ch](mailto:michel.haller@ost.ch)  
Willy Villasmil, CCTES HSLU, [willy.villasmil@hslu.ch](mailto:willy.villasmil@hslu.ch)  
Sebastian Ammann, CCTES HSLU, [sebastian.ammann@hslu.ch](mailto:sebastian.ammann@hslu.ch)  
Luca Brauchli, CCTES HSLU, [luca.brauchli@hslu.ch](mailto:luca.brauchli@hslu.ch)  
Jörg Worlitschek, CCTES HSLU, [joerg.worlitschek@hslu.ch](mailto:joerg.worlitschek@hslu.ch)

**BFE-Bereichsleitung:** Andreas Eckmanns, [Andreas.Eckmanns@bfe.admin.ch](mailto:Andreas.Eckmanns@bfe.admin.ch)  
**BFE-Programmleitung:** Elimar Frank, [Elimar.Frank@bfe.admin.ch](mailto:Elimar.Frank@bfe.admin.ch)  
Stephan A. Mathez, [stephan.a.mathez@solarcampus.ch](mailto:stephan.a.mathez@solarcampus.ch)  
**BFE-Vertragsnummer:** SI/501771-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**



## Zusammenfassung

In diesem Projekt wurde das Konzept von vollständig solar beheizten Mehrfamilienhäusern mit saisonalem Wasserwärmespeicher untersucht und weiterentwickelt. Für ein im Jahr 2020 fertiggestelltes Mehrfamilienhaus in Huttwil wurde ein Monitoringkonzept erstellt, installiert und in Betrieb genommen. Ein Simulationsmodell des Jenni-Systems wurde in der Simulationsumgebung TRNSYS aufgesetzt und mit Messdaten des teilbelegten Gebäudes plausibilisiert. Das Referenzmodell wurde weiter mit einer PV Anlage und einer Wärmepumpe mit Aussenluft oder der Fundamentplatte des Gebäudes als Quelle ergänzt. Verschiedene Parametervariationen zur Optimierung der Flächenaufteilung zwischen PV und Solarthermie, sowie der Wärmepumpengrösse wurden durchgeführt und die Kosten der optimierten Systeme betrachtet. Mit der vielversprechendsten Kombination aus Solarthermie, PV, Wärmepumpe mit Fundamentplattenaktivierung und dezentraler Duschwasser-WRG konnte das benötigte Speichervolumen gegenüber der ursprünglichen Standardversion um die Hälfte reduziert werden. Dieses System deckt nicht nur den Wärmebedarf des Gebäudes, sondern kann auch einen Teil des Haushaltsstromes selber produzieren. Die Investitionskosten verringern sich dabei um ca. 10 % gegenüber dem heutigen Stand der Technik.

## Résumé

Ce projet porte sur l'étude et le perfectionnement du concept d'immeubles collectifs intégralement chauffés par le soleil et comportant des stockages inter-saisonniers à eau. Un concept de monitoring a été conçu, installé et mis en service sur un immeuble achevé en 2020 à Huttwil. A l'aide de l'environnement de simulation TRNSYS, un modèle de simulation du système Jenni a été développé et validé grâce aux mesures effectuées sur le bâtiment partiellement occupé. Le modèle de référence a été complété avec une installation PV ainsi qu'une pompe à chaleur utilisant soit l'air extérieur, soit la dalle de fondation du bâtiment comme source de chaleur. Afin d'optimiser l'adéquation entre l'installation PV et l'installation solaire thermique ainsi que la taille de la pompe à chaleur, plusieurs variations des paramètres ont été effectuées et les coûts du système optimisé ont été considérés. Le volume du stockage a pu être réduit de moitié par rapport à la version initiale standard si l'on considère la plus prometteuse des combinaisons solaires thermique, PV, pompe à chaleur avec plaque de fondation comme source de chaleur et récupération de chaleur décentralisée sur l'eau des douches. Ce système ne couvre pas seulement les besoins en chaleur du bâtiment mais permet également de produire une partie du courant domestique. De fait, les couts d'investissement sont réduits d'environ 10 %.

## Summary

In this project the concept of fully solar heated multifamilyhouses with seasonal water storage has been analyzed and optimized. A monitoring concept has been developed and installed in a multifamily house in Huttwil which was finished in 2020. Simulations of the energy system have been implemented in TRNSYS and were calibrated with measured data from the first winter with partial occupancy. This system includes a detailed building, storage and collector model. This simulation deck has been completed with photovoltaics (PV) and a heat pump with outside air or the building slab foundation and other options as a heat source. Parameter variations for an optimal sizing of collector field, PV area, storage and heat pump size were carried out and the corresponding investment costs were estimated. The most promising combination of solar thermal collectors, PV-system, heat pump, slab foundation and shower heat recovery resulted in a 50% reduction of the required storage volume compared the the original standard system. This system not only covers the heat demand of the building, but is also able to produce part of the electricity needed by the households. The excess electricity production is fed into the grid. This optimization reduces the investment cost by about 10 %.



## Take-home messages

- Vollständig solarthermisch beheizte Mehrfamilienhäuser mit grossem saisonalen Wärmespeicher können durch einen Teilersatz der solarthermischen Kollektoren mit PV-Module in Kombination mit einer Wärmepumpe optimiert werden. Die solarthermischen Kollektoren werden dabei benötigt, um den Speicher im Sommer auf hohe Temperaturen von ca. 90 °C zu erwärmen. Die Kombination aus PV-Modulen und Wärmepumpe liefert im Winter Wärme mit einer tendenziell höheren Flächeneffizienz und im Sommer zusätzlich elektrische Energie für den Haushaltsstrom und die Netzeinspeisung.
- Die Nutzung der Fundamentplatte als Niedertemperaturquelle für die Wärmepumpe weist ein grosses Potenzial auf und ist gegenüber anderen Quellen wie beispielsweise Luft, sowohl energetisch als auch ökonomisch interessant.
- Mit einer Kombination aus Solarthermie, PV und Wärmepumpe können gegenüber einem rein solarthermischen System ca. 30 % des Speichervolumens eingespart werden - mit einer zusätzlichen Wärmerückgewinnung aus Dusch-Abwasser potenziell bis zu 50 %.
- Die Investitionskosten des optimierte Systems sind um ca. 10 % geringere Investitionskosten als für das ursprüngliche rein solarthermische System.
- Durch das umfangreiche Monitoring in Huttwil, welches in den nächsten Jahren aktiv weitergeführt wird, steht ein stetig wachsender Datensatz zur Verfügung. Anhand dessen können weitere Optimierungsmassnahmen zur Kostensenkung analysiert, sowie aktuelle und künftige Simulationsmodelle von thermischen Energiespeichersystemen validiert und verbessert werden.



## Abkürzungsverzeichnis

MFH	Mehrfamilienhaus
EFH	Einfamilienhaus
LCOES	Levelized cost of energy storage
PV	Photovoltaik
WP	Wärmepumpe
CHF	Schweizer Franken
WRG	Wärmerückgewinnung
DHW	Domestic hot water (Brauchwarmwasser)
BWW	Brauchwarmwasser
COP	Coefficient of performance



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>7</b>
1.1	Hintergrund .....	7
<b>2</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>7</b>
2.1	Stand der Technik .....	7
2.2	Solares MFH Huttwil .....	7
2.3	Motivation des Projektes .....	8
2.4	Ziele der Arbeit .....	9
<b>3</b>	<b>Vorgehen und Methode</b> .....	<b>10</b>
3.1	Vermessung des solaren MFH Huttwil .....	10
3.2	Installation der Messtechnik in Huttwil .....	13
3.3	Dynamische Simulationen .....	17
3.4	Betrachtung der Investitionskosten .....	26
3.5	Betrachtung der Erträge .....	27
3.6	Anlagenkosten .....	27
<b>4</b>	<b>Resultate</b> .....	<b>32</b>
4.1	Analyse der Messdaten .....	32
4.2	Plausibilisierung der Simulation mit Messdaten .....	47
4.3	Simulation Referenzsystem .....	49
4.4	Systemoptimierung .....	51
4.5	Investitionskosten .....	66
<b>5</b>	<b>Diskussion</b> .....	<b>71</b>
5.1	Systemgrenze "vollständig solar beheizt" .....	71
5.2	Regelung Solaranlage .....	71
5.3	Duschwasser WRG .....	72
5.4	Kosten .....	72
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerung</b> .....	<b>73</b>
<b>7</b>	<b>Ausblick</b> .....	<b>74</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>74</b>
<b>9</b>	<b>Danksagung</b> .....	<b>76</b>



# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundes erfordert die Ausweitung der Produktion erneuerbarer Wärme und erneuerbaren Stromes um ein Vielfaches. Erneuerbaren Energien wie der Solarenergie wird dabei ein hohes Potenzial attestiert. Solarenergie weist jedoch eine ausgeprägte Saisonalität mit hohem Angebot im Sommer und geringer Energielieferung im Winter auf. Der Endenergieverbrauch der Schweiz betrug im Jahr 2016 ca. 210 TWh, wovon ca. 50 % für Wärmezwecke eingesetzt wurde<sup>1</sup>. Der Bedarf an Wärme für Gebäudeheizung und Warmwasser weist eine Saisonalität auf, welche dem solaren Energieangebot entgegengesetzt ist. Der Wärmebedarf ist in den Wintermonaten um den Faktor 2.5 höher als der Durchschnittsbedarf und um den Faktor 10 höher als der Bedarf eines Sommermonates. Der Bedarf an elektrischer Energie ist im Gegensatz dazu in den Wintermonaten in der Schweiz heute lediglich um ca. 15 % höher als im Jahresdurchschnitt. Es wird erwartet, dass sich der Wärmebedarf in den nächsten Jahrzehnten aufgrund der Klimaerwärmung um ca. 15 % und inklusive Effizienzmassnahmen gar um ca. 33 % verringert<sup>2</sup>. Der Ersatz der immer noch zum grössten Teil fossilen Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien ist auch unter Berücksichtigung dieser Einsparpotenziale ein zentrales Anliegen der Energiestrategie 2050. Ein steigender Anteil an erneuerbaren Energien, insbesondere der Solarenergie, zur Deckung des Schweizerischen Energiebedarfs erfordert daher vor Allem im Wärmebereich die Verfügbarkeit von bezahlbarer saisonaler Speichertechnik.

## 2 Ausgangslage

### 2.1 Stand der Technik

Die saisonale Speicherung von Wärme lässt sich am kostengünstigsten mit sehr grossen, meist netzgebundenen Wärmespeichern (Erdbecken, Aquifer, Erdsondenfeld) realisieren. Die Standardlösung für einzelne Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH), welche nicht an Wärmenetzen angeschlossen sind, sind grosse Wasser-Wärmespeicher (>12 m<sup>3</sup> pro Wohneinheit), für welche mit Levelized Cost of Energy Storage (LCOES) von ca. 60 Rp/kWh gerechnet werden muss, wenn die Speicherkosten nur auf die saisonal gespeicherte Wärme umgelegt werden. Ein zusätzlicher Kostenfaktor und ein Hemmnis in der Umsetzung ist das Volumen, das ein derartiger Speicher innerhalb des Wohngebäudes in Anspruch nimmt.

Bei der Umsetzung und Realisierung von saisonalen Wasserspeichern in Gebäuden ist die Firma Jenni Energietechnik AG führend. Sie hat mit den solaren Mehrfamilienhäusern in Oberburg bereits erfolgreich Projekte umgesetzt und Erfahrungen gesammelt<sup>3</sup>.

### 2.2 Solares MFH Huttwil

Die Jenni Liegenschaften AG baute ab 2018 in Huttwil ein weiteres solares Mehrfamilienhaus mit acht Wohneinheiten, saisonalem Speicher und grossem Kollektorfeld. Dieses MFH ist das erste einer geplanten Überbauung mit drei ähnlichen Gebäuden.



Abbildung 1: Visualisierung der Überbauung in Huttwil. Erste eines von drei Gebäuden wurde gebaut und in diesem Projekt vermessen. Quelle: Jenni Liegenschaften AG.

Mit dem Bau des ersten Mehrfamilien-Sonnenhauses in Huttwil ergab sich die Möglichkeit, das Konzept eines 100 % solar beheizten Mehrfamilienhauses das erste Mal in einem wissenschaftlichen Rahmen umfangreich zu vermessen und zu analysieren. Das Monitoring des bewährten Jenni-Systems bietet die Möglichkeit zu einer detaillierten Analyse der Funktionalität in der Praxis. Es kann dadurch unter anderem aufgezeigt werden, wie effizient das System und dessen Komponenten funktionieren, und wo noch Optimierungspotenzial besteht. Zudem liefert die Messung des Gebäude-Energieverbrauchs und des Betriebsverhaltens des Wärmespeichersystems wertvolle Daten für eine fundierte Validierung und Weiterentwicklung der Simulationsmodelle und der Systemkonzepte.

### 2.3 Motivation des Projektes

Betriebserfahrungen aus bereits bestehenden vollständig solar beheizten MFH haben gezeigt, dass Solarthermieanlagen für den Winterfall sehr gross ausgelegt werden müssen um den Speicherbedarf möglichst gering zu halten, und daher für den Sommerbetrieb "überdimensioniert" sind. Dadurch werden die Saisonspeicher bereits im Frühling vollständig erwärmt und die Solaranlage kann das gesamte Sommerhalbjahr nur noch sehr wenig nutzbare Energie produzieren. Die meiste Zeit ist sie aber in Stagnation oder die Wärme aus dem Speicher muss aktiv abgeführt werden um Stagnation zu verhindern. Um den Saisonspeicher bis zum Ende des Sommers auf die gewünschten 90 °C zu erwärmen, würde eine deutlich geringere Kollektorfläche ausreichen.

Für eine vollständig solare Deckung des Wärmebedarfs sind die solaren Wärmeerträge im Winter ausserordentlich wichtig, da sie das notwendige Volumen für die saisonale Speicherung stark reduzieren. Auf Grund der geringen Aussentemperaturen im Winter und oft schwachen/diffusen Strahlungsverhältnissen ist in dieser Jahreszeit der Ertrag pro m<sup>2</sup> Fläche bei herkömmlichen solarthermischen Flachkollektoren gering. Im Gegensatz dazu weisen PV-Module auch bei winterlichen Bedingungen eine gute Effizienz auf, sofern sie nicht von Schnee bedeckt sind. Moderne Wechselrichter und PV-Module weisen nur noch einen geringen Leistungsabfall im Teillastbetrieb auf und die tiefen Temperaturen im Winter wirken sich positiv auf die Wirkungsgrade von kristallinen Siliziumzellen aus. Daher können PV-Anlagen in Kombination mit einer Wärmepumpe und einer geeigneten Wärmequelle im Winter höhere flächenspezifische Wärmeproduktionen erreichen als solarthermische Kollektoren. Eine





Kombination aus Solarthermie, Photovoltaik und Wärmepumpe kann Vorteile bieten, da Solarwärme den Speicher im Herbst auf höhere Temperaturen laden kann als dies die Wärmepumpe könnte, und im Winter die Kombination PV + Wärmepumpe mehr Ertrag pro Fläche liefert als die Solarwärme. Das Vorhandensein eines grossen Wärmespeichers ermöglicht es, die Wärmepumpe nur während der Perioden mit PV-Ertrag zu betreiben und die gespeicherte Wärme nur als Ergänzung und für Perioden ohne Solareinstrahlung einzusetzen. Somit kann eine 100 % Solardeckung unabhängig vom elektrischen Netz erreicht und gleichzeitig der Eigenverbrauch substantiell erhöht werden. Dies im Gegensatz zu vielen Plus-Energie Häusern, welche zwar in der Jahresbilanz mehr elektrische Energie erzeugen als sie verbrauchen, aber im Winter immer noch hauptsächlich auf Strom aus dem Netz angewiesen sind. Zudem kann auf Grund der Solarthermie im Sommer die Wärmepumpe über längere Zeit geschont werden und der produzierte Solarstrom kann zur Deckung des Haushaltsstromes oder zur Netzeinspeisung genutzt werden.

Saisonale Wärmespeicher können nicht nur einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors leisten, sondern auch zur Schliessung der Stromlücke im Winter beitragen. Letzteres aufgrund der Reduktion des Stromverbrauchs im Winter zur Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen. Auf dieser Weise tragen saisonale Wärmespeicher zur Erhöhung der inländischen Versorgungssicherheit direkt bei.

## 2.4 Ziele der Arbeit

Übergeordnete Ziele dieses Projektes sind, ausgehend vom Systemkonzept „Jenni-Mehrfamilienhaus“:

1. Eine Reduktion des Volumens des Wasser-Wärmespeichers und eine Reduktion der Systemkosten durch Ergänzung mit Photovoltaik und Wärmepumpe zu erreichen.
2. Durch das Monitoring eines Jenni-MFH einen genügend umfangreichen Datensatz zu erhalten, um die Funktion und ein mögliches Optimierungspotenzial des Solarhaus-Konzeptes von Jenni aufzuzeigen, und um eine fundierte experimentelle Validierung aktueller und zukünftiger Simulationsmodellen zu ermöglichen.



## 3 Vorgehen und Methode

### 3.1 Vermessung des solaren MFH Huttwil

Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen die hydraulischen Schemata des saisonalen Wärmespeicher-Systems im MFH Huttwil mit den unterschiedlichen Messeinrichtungen, die am Speicher und an den angeschlossenen Kreisläufen integriert wurden. Die installierten Temperatursensoren und Wärmemengenzähler erlauben es mit Hilfe von Energiebilanzen alle auftretenden Energieströme zu ermitteln. Zusätzlich wurden weitere Temperatursensoren an den Ein- und Auslassstutzen eingebaut, um den Energietransfer zwischen den verschiedenen Kreisläufen und dem thermischen Speicher präzise zu bestimmen. Tabelle 1 zeigt weitere Details der unterschiedlichen Messeinrichtung und Schnittstellen, die zum Monitoring des MFH eingesetzt wurden.

Zur Bestimmung der Temperaturverteilung (bzw. der thermischen Schichtung) innerhalb des Speichers, wurden mehrere Temperatursensoren direkt an der Aussenwand des Stahltanks montiert. Allgemein war der Einbau von Tauchfühlern im Tank und in den Rohren bauseitig nicht zulässig. Auf derselben Höhe des Speichers wurden jeweils zwei Temperaturmessungen in unterschiedlichen Radialpositionen durchgeführt, um die Validität/Genauigkeit der Annahmen von eindimensionalen Simulations-Modellen zu verifizieren. Um die Wärmeverluste des Speichers abzuschätzen, wurden auf der Aussenseite der 300 mm dicken Wärmedämmung mehrere Temperatursensoren platziert. Diese wurden mit einer dünnen Dämmschicht gedeckt, um zu vermeiden, dass die Messung von Konvektion in der thermischen Grenzschicht beeinflusst wird. Für die Bestimmung der konvektiven Wärmeübertragung wurde die Umgebungstemperatur entlang des Schachtes, indem sich der Speicher befindet, auf unterschiedlichen Höhen gemessen.

Um den Datensatz zu vervollständigen wurden folgende zusätzliche Sensoren eingebaut:

- Raumtemperaturmessungen: 8 Sensoren in den Wohnungen + 2 Sensoren im Keller
- Umgebungstemperatur: 1 Temperatursensor ausserhalb des MFH
- Solarstrahlung: 1 Globalstrahlungssensor (Pyranometer) in der Ebene der Kollektor-neigung

Zur Erfassung und kontinuierlichen Übermittlung der Messdaten wurde ein robuster Monitoring-Server aufgesetzt, auf welchem die Daten der einzelnen Sensoren in vordefinierten Abständen erfasst wurden. Dafür wurden NI (National Instruments) Geräte verwendet, da sie die für diese Anwendung notwendige Zuverlässigkeit aufweisen. Darüber hinaus arbeitete die HSLU bereits in früheren Projekten mit NI Systemen, was unter anderem erlaubte, bestehende Software zur Erfassung und Auswertung der Messdaten effizient umzustellen.

Die gesammelten Messdaten wurden als vordefiniertes Excel- oder CSV-Format übermittelt und parallel auf den HSLU- und OST-Servern gespeichert. Sie wurden dann mit Python aufbereitet, analysiert und visuell dargestellt.



Tabella 1: Details der Messeinrichtung zum Monitoring des MFH in Huttwil.

Wärmemessung der einzelnen Kreisläufe	Hersteller	Anzahl
Thermischer Energiezähler CF-51	GWFF	4
Thermischer Energiezähler MC 6M2 (Solar)	GWFF	1
Mehrstrahl-Warmwasserzähler MTH-VF	GWFF	7
IM 2 M Impulssammler	GWFF	7
Intelligenter M-Bus TCP/IP Master CMe3100	GWFF	1
Temperaturmessungen und Schnittstellen		
P100 Klasse AA, 4 Leiter (Speicher und Kreisläufe)	Albert Balzer AG	53
NI 9216 Spring, 8-Ch RTD, PT100, 24-bit	National Instruments	8
P100 Klasse AA, 4 Leiter (Raum- und Aussentemperatur)	Albert Balzer AG	15
Datenlogger cRIO-9045 (8 Slots)	National Instruments	1
Solarstrahlungssensor SMP3 Pyranometer	Kipp&Zonen	1

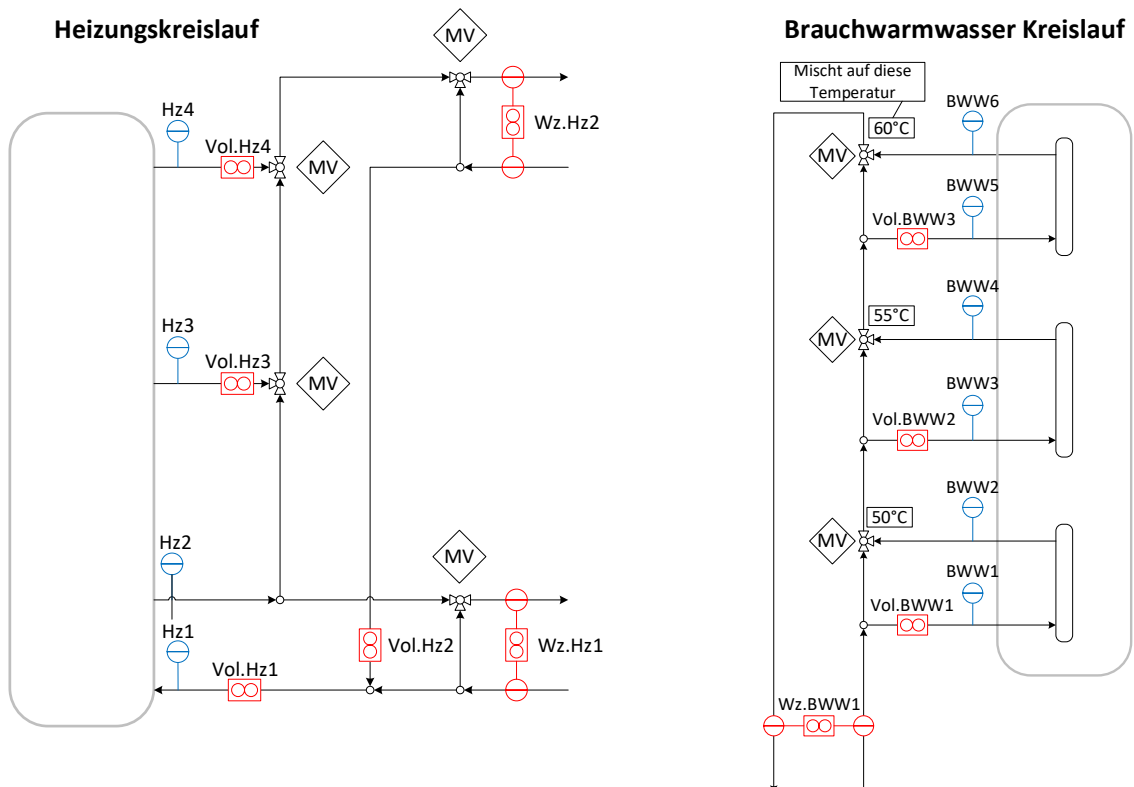


Abbildung 2: Monitoringkonzept für das Sonnenhaus Huttwil. Links: Kreislauf der Heizung. Rechts: Kreislauf zur Erzeugung von Brauchwarmwasser.

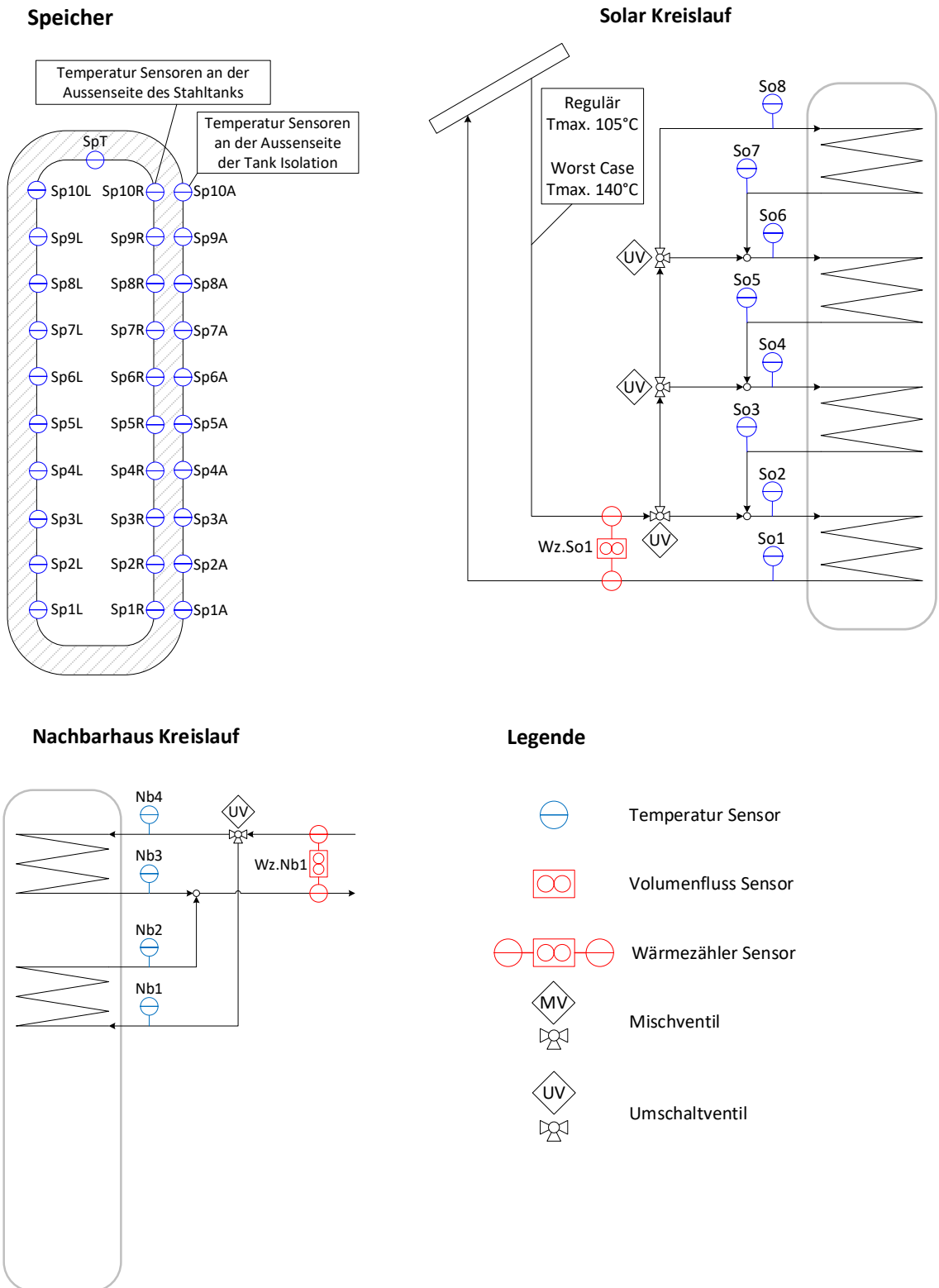


Abbildung 3: Monitoringkonzept für das Sonnenhaus Huttwil. Oben links: Auslegung der Temperatursensoren am Speicher. Oben rechts: Kreislauf der Solarkollektoren. Unten links: Kreislauf zur Bereitstellung von Wärme für das Nachbarhaus.



### 3.2 Installation der Messtechnik in Huttwil

Bereits per Anfang Dezember 2018 konnten alle 21 Temperatursensoren an die Wand des Speichers angebracht werden – siehe Abbildung 4. Wie in der Abbildung 3 gezeigt, wurden 10 Sensoren Entlang der Höhe des Tanks installiert, jeweils mit einem Abstand von 1 m voneinander. Insgesamt wurden zwei Serien von 10 Sensoren installiert, jeweils durch einen Winkel von 180 Grad voneinander getrennt. Ein zusätzlicher Fühler wurde oben auf den Tank angebracht, um die höchste Temperatur des Speichers zu messen.

An den Rohren der vier Kreisläufe (Heizung, Brauchwarmwasser, Nachbarhaus und Solar) wurden ebenfalls insgesamt 22 Temperaturfühler angebracht. Die Temperaturfühler an den Rohren wurden mit einem Abstand  $>20$  cm vom Tank montiert, sodass die Temperaturmessung möglichst geringfügig von der Speichertemperatur beeinflusst wird.



Abbildung 4: Installation der Temperaturfühler am Speicher und an den unterschiedlichen Kreisläufen.

Bis April 2019 wurden die verbleibenden 10 Temperatursensoren aussen an der Dämmung des Speichers angebracht. Des Weiteren wurden zusätzlich auf jeder Etage zwei Temperatursensoren verbaut (einer in jeder Wohnung und zwei im Keller), um die Raumtemperatur zu messen. Die Sensoren befanden sich in separaten Leerrohren in einem



Abstand von 5.5 m zum Speicher. Ebenso wurde der Aussensensor an der Nordfassade installiert.

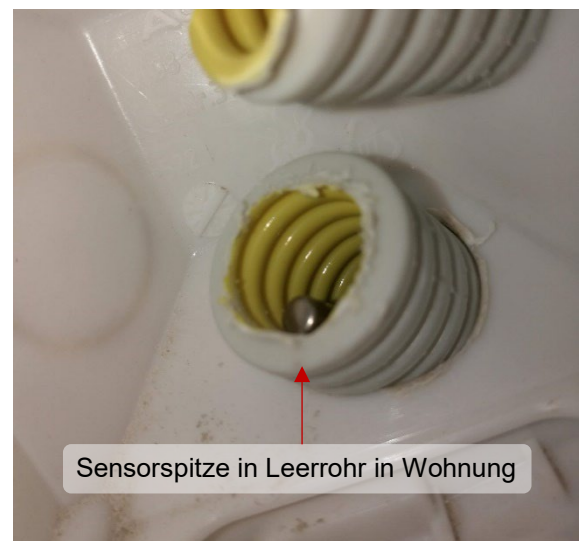


Abbildung 5: Oben links: Sensor aussen an der Dämmung (1 cm unter der Oberfläche). Oben rechts: Temperatursensoren in Tankraum 5 cm von Tankwandraum entfernt. Unten links: Sensor in Wohnung exemplarisch. Unten rechts: Detailansicht Sensor in Wohnung.

Zusätzlich wurden sowohl der Wärmehähler im Solarkreislauf als auch die zwei Wärmehähler und die vier Volumstrommessgeräte im Heizungskreislauf eingebaut. Mit der Montage der Solarpanels wurde zugleich das Pyranometer in der Mitte des Daches am First installiert.



Abbildung 6: Links: Wärmehähler und Volumenstrommessgeräte im Heizkreislauf. Rechts: installiertes Pyranometer auf dem Dach.

Als Messerfassungssystem für die Wärmehähler und die Volumenflussmessgeräte wurde ein CMe3100 der Firma elvaco gewählt. Die Daten wurden einerseits auf dem Gerät selbst gespeichert und Tageweise auf einen Server der HSLU kopiert als Backup.

Als Messerfassungssystem für die Temperaturfühler und das Pyranometer wurde ein cRio-9045 mit acht NI-9216-Karten von National Instruments gewählt. Das Programm zur Messdatenerfassung wurde selbst geschrieben und ausführlich getestet (intern und extern). Die Daten werden sowohl auf einer SD-Karte im cRio selbst gespeichert sowie stündlich auf einen Server der HSLU gesendet. Dadurch konnten die Daten in Echtzeit überprüft und ausgewertet werden.

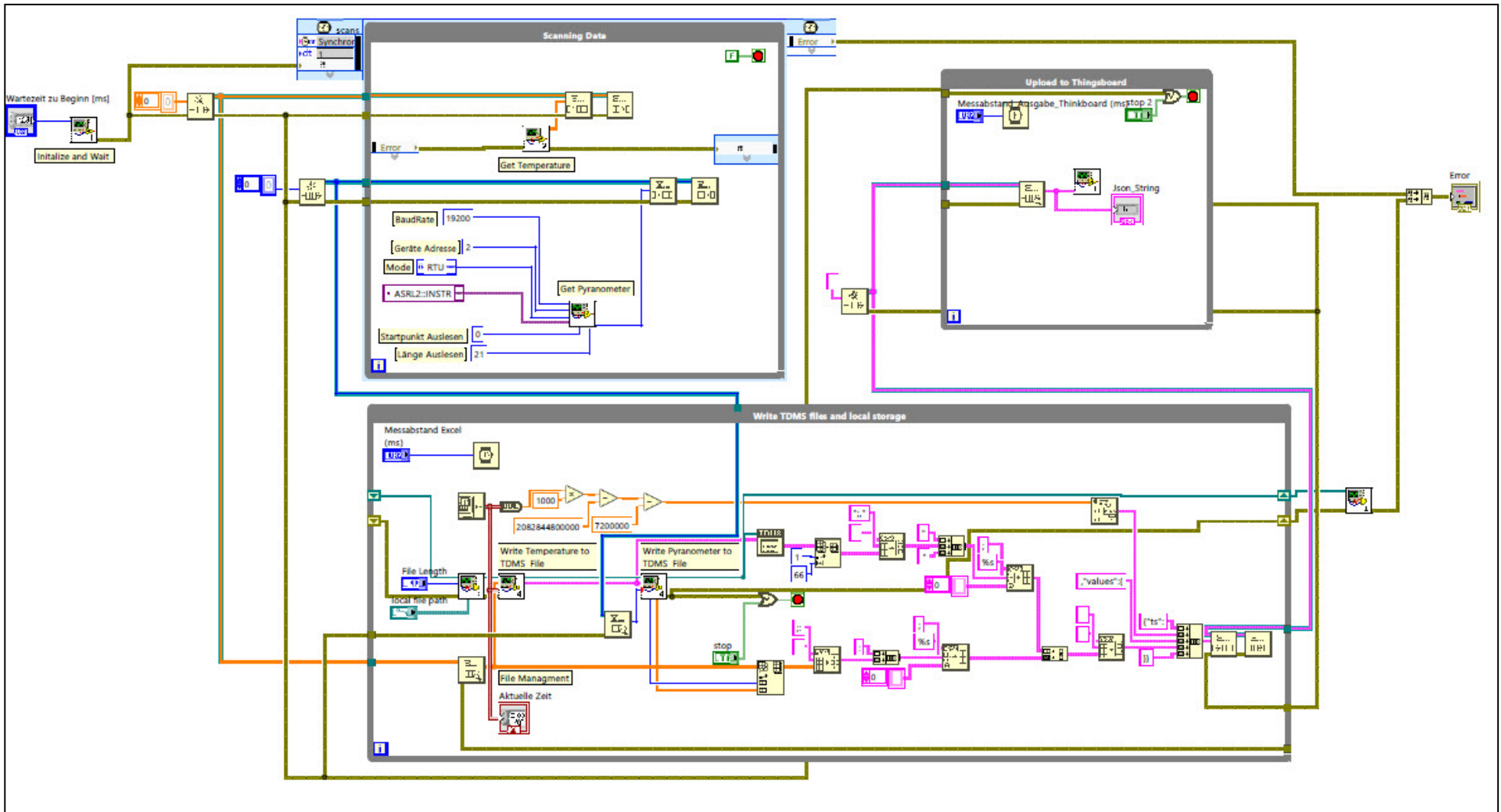


Abbildung 7: Oberste Ebene des LabView Programms zur Datensammlung, Speicherung und Upload auf den Server.





### 3.3 Dynamische Simulationen

Im Projekt wurde untersucht inwiefern das klassische solarthermische System durch die Integration von PV und Wärmepumpe optimiert werden kann. Dazu wurden dynamische Jahressimulationen eingesetzt. Die Simulationssoftware TRNSYS wurde ausgewählt, weil für viele benötigte Elemente bereits detaillierte Modelle zur Verfügung stehen, das Gebäude in einem hohen Detaillierungsgrad abgebildet werden kann, und weil Komponenten gegebenenfalls an die Bedürfnisse des Projektes angepasst werden können.

In Abbildung 8 wird das für die Simulationen verwendete Hydraulikschema dargestellt. Dieses Schema wurde für alle Simulationen verwendet, wobei einzelne Komponenten der dargestellten Hydraulik jeweils ein- oder ausgeschaltet wurden. Die verwendeten Komponenten und deren Parametrisierung werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Mit 160 m<sup>2</sup> Kollektorfeld und 110 m<sup>3</sup> Saisonspeicher wurde die Dimensionierung der Anlage gleich wie im MFH Huttwil vorgenommen. Aus Kostengründen wurde die Dimensionierung ohne Sicherheitsmarge vorgenommen, so dass eine vollständige Deckung erreicht werden kann für ein gewöhnliches Jahr. Bei schlechterem Wetter im Winter (sehr kalte Temperaturen oder deutlich weniger Solarstrahlung) oder bei Bewohnern mit erhöhtem Wärmebedarf kann es jedoch sein, dass ausnahmsweise der Speicher vor Ende Winter bereits entladen ist. Die Firma Jenni Energietechnik AG liefert in diesem Falle Zusatzenergie in den Speicher mit einer mobilen Pelletheizung.

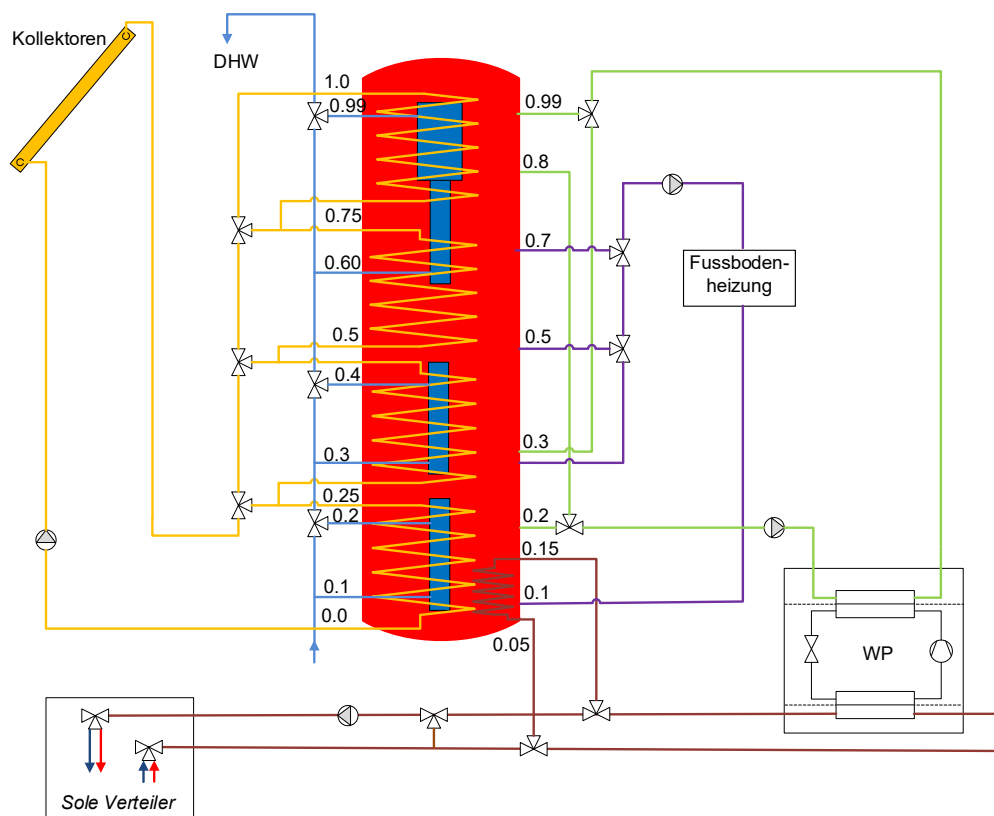


Abbildung 8: Hydraulik des Systems mit regenerierbarer Wärmequelle, inklusive Angabe der relativen Höhe der Ein- und Austrittspositionen am Speicher.



### 3.3.1 Variantenvergleich

In dem Projekt wurden zusätzliche, neue Varianten mit Wärmepumpe und PV Anlage simuliert und mit dem Referenzsystem (installiertes, klassisches System) verglichen. Dazu müssen Rahmenbedingungen definiert werden, unter denen ein Vergleich durchgeführt wird:

- Die für die Solarenergie genutzte Dachfläche wurde bei allen Systemen gleich belassen (160 m<sup>2</sup>). Wenn also die Fläche der PV Anlage vergrößert wurde, wurde die Solarthermiefläche um denselben Betrag verringert.
- Es wurden immer dieselben Rahmenbedingungen (Wetterdaten, Gebäude, Verbrauchsdaten) verwendet. Auch bei Systemen mit einem kleineren Volumenbedarf für den Saisonspeicher wurde der Speicherraum im Zentrum des Gebäudes gleich belassen<sup>1</sup>.
- Ein Bezug von Netzstrom zum Betrieb der Wärmepumpe wurde nicht zugelassen.

Die Rahmenbedingungen (Wetterdaten, Gebäude, Verbrauchsdaten) wurden so gewählt, dass ein minimaler Zusatzenergiebedarf für das Referenzsystem bestehen bleibt (ca. 0.5 % des Energiebedarfs). Ein minimaler Zusatzenergieverbrauch bei der Referenzsimulation erlaubt einen präzisen Vergleich mit neuen Varianten. Wenn eine Variante weniger oder gar keine Zusatzenergie benötigt, ist sie äquivalent oder besser als das Referenzsystem. Wenn eine neue Variante aber mehr Zusatzenergie benötigt, weist sie eine schlechtere Deckung als das Referenzsystem auf und wird daher nicht als äquivalent betrachtet. Für die Dimensionierung neuer Varianten wurden daher Auslegungsgrößen wie z.B. das Speichervolumen reduziert, bis mehr Zusatzenergie als beim Referenzsystem benötigt wurde. Für weitere Vergleiche wurden dann die Varianten ausgesucht, welche gerade noch mit weniger Zusatzenergie als das Referenzsystem auskamen.

### 3.3.2 Gebäude

Das Gebäude für die ersten Simulationsarbeiten wurde auf der Basis von Plänen und Angaben aus dem Energienachweis in der Simulationsumgebung implementiert. Für den Aufbau in Trnsys3d/sketchup wurden dabei folgende Vereinfachungen vorgenommen:

- Alle vier Wohnetagen wurden als gleich angenommen. Auf eine separate Parametrisierung der Dachwohnung wurde verzichtet. Dadurch erhält die Dachwohnung grössere Südfenster und der Dachstock fällt leicht grösser aus.
- Einstülpungen (bei den Balkonen) und Ausstülpungen (Treppenhaus und Lift) wurden nicht abgebildet.
- Die Verschattung durch den Dachüberstand wurde nicht mit einbezogen.
- Speicherschacht, Treppenhaus und das Zimmer direkt vor dem Speicherschacht repräsentieren jeweils eine eigene thermische Zone. Auf eine weitere Zoneneinteilung nach Zimmern innerhalb der Wohnungen wurde verzichtet.

---

<sup>1</sup> Natürlich würde man diesen bei einem realen Objekt auch reduzieren. Für die Simulationstechnische Analyse spielt dies jedoch kaum eine Rolle, und eine Anpassung der Simulationen diesbezüglich hätte viel Aufwand ohne erkennbaren Zusatznutzen bedeutet.



- Der Speicher/Speicherraum wird nur in den Obergeschossen separat modelliert, so dass der Keller als eine einzige Zone abgebildet werden kann.

Die Geometrie des Gebäudes wurde anschliessen exportiert und in TRNBuild angepasst, sowie In- und Outputs definiert. Für die Simulation in TRNSYS wurde der Type 56 verwendet, welcher die detaillierten Gebäudedaten aus TRNBuild über externe Files einliest.

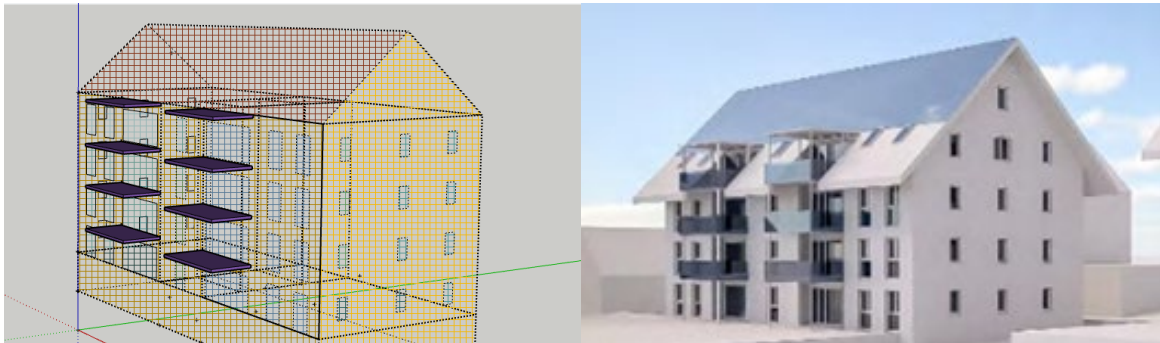


Abbildung 9: Vereinfachtes Gebäudemodell in Trnsys3d/Sketchup (links) im Vergleich zu der detaillierten architektonischen Darstellung (rechts, Quelle: Jenni Liegenschaften AG).

### 3.3.3 Energiesystem

Folgende Modelle werden für die Simulation des Energiesystems verwendet:

**Speicher:** Für die Simulation des Speichers steht das vom SPF entwickelte „Stratified Plug Flow Model“ (type 1024) zur Verfügung<sup>4</sup>. Das Modell kann bis zu acht Wärmetauscher oder interne Speicher und acht Doppelanschlüsse über Stützen abbilden. Für die Simulationen wurden vier Wärmetauscher im Solarkreislauf sowie drei Wärmetauscher für den Warmwasserbezug verwendet. Der weitere Wärmetauscher wird, falls im System vorhanden, im Kreislauf der Regeneration der externen Wärmequelle im Boden verwendet. Die verwendeten Speicheranschlüsse mit den jeweiligen relativen Anschlusshöhen sind in Abbildung 8 dargestellt. Der Speicher wurde im Modell mit einer 20 cm dicken Glaswollschicht mit einem Wärmedurchgangskoeffizienten von 0.035 W/(mK) gedämmt. Basierend auf die Erkenntnisse vom Projekt OPTSAIS (SI/501565-01) der Hochschule Luzern wurde auf eine Optimierung der Wärmedämmung verzichtet. Das verwendete Speichermodell vernachlässigt Wärmeleitung in der Speicherwand, daher wurde über das Flächenverhältnis das gewichtete Mittel der Wärmeleitfähigkeit von Wasser und Wand berechnet. Dadurch erhöht sich die Wärmeleitfähigkeit von 0.60 W/(mK) auf 0.67 W/(mK). Vom Gebäudemodell erhält der Speicher seine Umgebungstemperatur, welche für die Berechnung der Wärmeverluste benötigt wird. Die Wärmeverluste wiederum fliessen als Wärmeeinträge dem Gebäudemodell zu<sup>5</sup>.

**Kollektor:** Es wurde das weit verbreitete „Dynamic Collector Model“ (type 832) verwendet<sup>6</sup>. Die Ausrichtung der Kollektoren ist um 50° geneigt nach Süden. Es wurden folgende Kollektorkennwerte des von der Jenni AG verwendeten Kollektortyps VarioSol A-antireflex verwendet:

- $\eta_0 = 0.825 [-]$ ,  $c_{w,\eta_0} = 0 [s/m]$
- $a_1 = 3.13 [W/(m^2K)]$ ,  $c_{w,a_1} = 3 [J/(m^3K)]$
- $a_2 = 0.0152 [W/(m^2K^2)]$



- $b_0 = 0.18 [-]$  (IAM-Term erster Ordnung)
- $C_{eff} = 7000 [J/(m^2K)]$  (Effektive thermische Kapazität Kollektor pro Fläche)

**Wärmepumpe:** Ein Kennlinienmodell „Compression Heat Pump“ (type 977) wurde vom SPF auf Basis von Type 401<sup>7</sup> weiterentwickelt<sup>8</sup>. Für das Projekt wurde das Modell leicht abgeändert, so dass der elektrische Verbrauch der Wärmepumpe als Input für die Steuerung zur Verfügung steht und zu einer Modulierung der Wärmepumpenleistung führt. Bei vielen am Markt erhältlichen Wärmepumpen ist eine Steuerung über den Stromverbrauch noch nicht oder nur über einen beschränkten Bereich möglich. Allerdings wurde in den ersten Simulationsarbeiten eine solche Steuerungsmethode verwendet, um Aussagen über das allgemeine Potential der Einbindung des PV-Wärmepumpen-Systems nicht durch theoretisch überwindbare technologische Hindernisse zu beeinflussen.

Als Grundlage für die Sole-Wasser-Wärmepumpe wurde das Wärmepumpenmodell SIN 8TU von Lexeta/OERTLI verwendet, wobei auf Kennwerte der Datenbank von Polysun abgestützt wurden. Die Wärmepumpe hat bei Normbedingungen von B0/W35 einen COP von 4.79 und eine Leistung von 8.1 kW. Für die Luft-Wasser-Wärmepumpe wurden auf die Kennwerte des Modells HP10L-K-BC WP von Heliotherm aus der Polysundatenbank abgestützt. Diese Wärmepumpe hat bei Normbedingungen A0/W35 einen COP von 4.47 und eine Leistung von 10.25 kW. Für unterschiedliche Wärmepumpengrößen wurden die Leistungsdaten dieser Wärmepumpen skaliert.

**Bodenheizung:** Das Modell „Radiant floor model“ (type 1792), welches am SPF entwickelt worden ist, wurde sowohl für die Implementierung der Bodenheizung im Gebäude als auch als Teil des Fundamentplattenmodells verwendet<sup>10</sup>.

**Erdregister:** Es wurde ein detailliertes Modell für ein „horizontales Erdregister“ (type 710) des ISFH<sup>11</sup> verwendet. Die Interaktion mit dem Gebäude kann lediglich über vereinfachte Formeln implementiert werden.

**Fundamentplatte:** Ein neues Modell wurde im Projekt aus dem Bodenheizungsmodell (type 1792) und dem am SPF entwickelten 2D-Erdmodell (type 709) erstellt (siehe Abschnitt "Modell für aktivierte Bodenplatte")

**Hydraulik:** Für die Hydraulik wurde der am SPF programmierte Hydrauliksolver (type 935) verwendet. Diese Komponente berechnet alle Massenströme im System bei gegebenen Durchflüssen der Pumpen und Ventilpositionen. Die resultierenden Massenströme in den einzelnen Kreisläufen werden darauf basierend an die angeschlossenen Komponenten übergeben. Die für das Projekt SensOpt erstellte Hydraulik ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt.

### 3.3.4 Verbrauchsprofile und Benutzerverhalten

Das Benutzerverhalten und die daraus entstehenden Verbrauchsprofile wurden aus dem Referenz-Mehrfamilienhaus, welches auf Basis der Monitoringdaten und der Resultate des Projektes ImmoGap<sup>12</sup> erstellt wurden, verwendet. Übernommen wurden der Warmwasserverbrauch, der Elektrizitätsverbrauch und die internen thermischen Gewinne. Zusätzlich wurde das Fensteröffnungs- und Verschattungsverhalten aus dem Referenz-Mehrfamilienhaus übernommen. Eine detaillierte Beschreibung dieses Objektes geben Mojic u.a.<sup>13</sup>.



Durch die verwendeten Verbrauchsprofile ergibt sich ein elektrischer Energiebedarf für Haushaltsgeräte von 16'204 kWh und ein Warmwasserverbrauch von 17'423 kWh. Die passiven internen Gewinne summieren sich auf 10'586 kWh durch elektrische Geräte und 9'960 kWh durch die Anwesenheit von Personen. Die Berechnung der internen Gewinne setzt sich aus einem Maximalwert von 9.33 kW für Geräte sowie 1.42 kW für Personen und einem im Tagesverlauf sowie zu Wochentagen und Wochenenden unterschiedlichen Faktor zusammen. Die Tagesverläufe der Faktoren für die internen Gewinne sind in Abbildung 10 dargestellt.

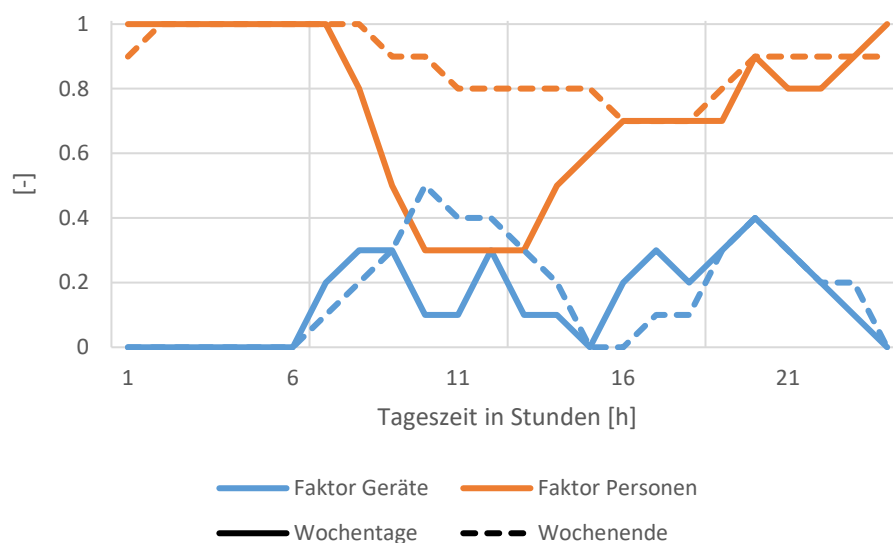


Abbildung 10: Benutzerprofile für interne Gewinne.

### 3.3.5 Duschwasser WRG

Um den Einfluss von Wärmerückgewinnung (WRG) aus Duschwasser zu untersuchen, wurde ein System mit dezentraler Duschwasser-WRG simuliert. Dabei wird das Kaltwasser in der Duschrinne vorgewärmt, wodurch an der Armatur weniger Warmwasser beigemischt werden muss um eine komfortable Duschtemperatur zu erreichen. Diese Systemeinbindung vermindert den Warmwasserbezug, hat aber sonst keinen Einfluss auf das Wärmeerzeugungssystem. Daher wurde die Integration lediglich über eine Anpassung der Warmwasser-Bezugsprofile vorgenommen. Dabei wurden im Bezugsprofil alle Zapfungen welche einer Dusche zugeordnet waren identifiziert. Diese wurden dann an den verringerten Bedarf an Warmwasser eines Systems mit WRG angepasst. Von der Firma joulia SA wurden Messdaten der effizientesten Duschrinne (10P) zur Verfügung gestellt, welche zeigen, dass bereits nach wenigen Sekunden ein nahezu konstanter Betrieb erreicht werden kann. Bei einem Volumenstrom an der Dusche von 9.2 l/min, einer Vorwärmung des Kaltwassers mit ursprünglich 10 °C, einer Warmwassertemperatur von 60 °C und einer Duschtemperatur von 40 °C beträgt die Reduktion des Warmwasserverbrauchs 49 %. Diese Messung bezieht sich auf die WRG-Duschrinne als isoliertes Bauteil. Systemverluste wie der Wärmeverlust des Duschwassers an die Badezimmerluft oder die Verzögerung durch die Leitung von der



Duschrinne zur Armatur oder des Duschschauches wurden jedoch bei diesen Messungen minimiert und werden deshalb gegenüber einer realen Installation tendenziell unterschätzt. Weil die Leitung zwischen Rinne und Armatur meist kurz ist und eine Testmessung zeigte, dass das Duschwasser vom Austritt aus der Brause bis zum Eintritt in die Rinne lediglich ca 1°C auskühlt, wurden diese Verluste in den Betrachtungen vernachlässigt. In dem verwendeten Profil sind ca. 2/3 der Warmwasserbezüge auf Duschen zurückzuführen, daher verringert sich der gesamte Warmwasserbedarf mit dieser vereinfachten Modellierung von 323 m<sup>3</sup>/a auf 223 m<sup>3</sup>/a (-31 %, bezogen auf einen Temperaturhub von 10 °C auf 60 °C).

### 3.3.6 Wetterdaten

Für die Simulation wurden Wetterdaten des SIA-Normjahres der Messstation Wynau<sup>14</sup> als nächst gelegener Standort verwendet. Diese liegen als Stundenwerte vor und wurden anhand des TRNSYS Types 109 für unterschiedliche ausgerichtete Flächen des Gebäudes und für die kürzeren Zeitschritte von 2 min umgerechnet.

### 3.3.7 Steuerung

Die zentrale Steuerung des Systems erfolgt über eine Reihe von Temperatursensoren im Speicher, sowie der Kollektortemperatur und der Temperatur in der Fundamentplatte.

Der Kollektor beginnt Wärme in den Speicher einzuspeisen, sobald die Austrittstemperatur den Wert des untersten Temperatursensors im Speicher um 7 K übertrifft. In der Folge werden, in Abhängigkeit der verfügbaren Kollektorvorlauftemperatur, die Schaltventile der Solarkreiswärmetauscher geöffnet, um die Wärme auf der Speicherhöhe mit dem entsprechenden Temperaturniveau abzugeben. Der Volumenstrom des Kollektorkreislaufs wird aufgrund des zusätzlichen Druckverlustes bei der seriellen Durchflussung mehrerer Wärmetauscher verringert, wobei eine temperaturabhängige, dynamische Veränderung des Druckverlustes in der Simulation nicht berücksichtigt wurde. Abhängig von der Anzahl Wärmetauscher welche durchströmt werden, wurde ein Volumenstrom zwischen 7 m<sup>3</sup>/h (nur unterster WT) und 4 m<sup>3</sup>/h (alle WT) in den Kollektoren vorgegeben. Dies gilt für das Standardsystem mit einer Kollektorfläche von 160 m<sup>2</sup>. Bei Varianten mit kleineren Kollektorflächen wurde der Volumenstrom linear reduziert. Der Kollektorbetrieb wird gestoppt, sobald die Temperatur am Kollektorausgang auf über 100 °C steigt. Der Betrieb wird wieder ermöglicht, sobald die Temperatur wieder unter 95 °C (Hysterese) fällt. Auf die Implementierung einer Nachtauskühlung des Speichers über die Kollektoren wurde verzichtet, weil in der Simulation längere Stagnationszeiten, im Gegensatz zum realen System, unproblematisch sind. Durch den Ersatz der Nachtauskühlung durch Stagnation wird kein signifikanter Einfluss auf das Systemverhalten erwartet.

Der Bezug von Wärme für Warmwasser und Raumheizung wird ebenfalls mit Misch- und Umschaltventilen geregelt, so dass immer möglichst viel Energie aus tiefen Regionen des Speichers bezogen wird. Die unteren Wärmetauscher oder Stutzen werden dabei immer zur Vorwärmung durchströmt. Falls nötig wird dann zusätzlich aus dem höher gelegenen Wärmetauscher oder Stutzen beigemischt um die entsprechende Solltemperatur zu erreichen (55°C für Warmwasser und Heizkurve für die Raumheizung).

Die Wärmepumpe wird aktiviert, sobald die Speichertemperatur im obersten Bereich der noch für Raumwärme benutzt wird auf unter 25 K über der Vorlauftemperatur des Heizsystems fällt



und Strom aus der PV Anlage zur Verfügung steht, wobei die Modulation der Wärmepumpe an die verfügbare PV Leistung angepasst wird. Dabei wird im Wärmepumpenmodell von einem COP ausgegangen, der nicht von der Modulationsstufe abhängt. Die Raumheizungszone wird prioritär beladen um die Effizienz zu maximieren. Ab einem Schwellenwert von 100 W PV-Leistung wird die Wärmepumpe eingeschaltet und entsprechend moduliert. Ebenfalls wurden Simulationen mit einem beschränkten Modulationsbereich von 30-100 % der Nennleistung durchgeführt. Auch wenn das System mit Simulationszeitschritten von 2 min simuliert wurde, kann dabei ein taktender Betrieb aufgrund der Wetterdaten auf Stundenbasis nicht korrekt dargestellt werden. Wechselnde Einstrahlungsbedingungen werden durch die Verwendung von Stundenmittelwerten falsch eingeschätzt. Bei der Verwendung eines gemittelten Stundenwertes wird die Schwelle zum Erreichen von 30 % der Nennleistung ev. nicht erreicht obwohl in der Realität z.B. während einer Viertelstunde ein Betrieb bei Teillast möglich gewesen wäre. Speziell bei der Simulation mit grösseren Wärmepumpen kann dabei auch im Winter ein beträchtlicher Anteil der PV-Energie nicht für die Wärmeerzeugung genutzt werden, weil die Leistung nicht für das Einschalten der Wärmepumpe ausreicht.

Bei einem realen System würde wohl auf eine vollständig netzunabhängig betriebene Wärmepumpe verzichtet werden, auch um starke und rasche Leistungsschwankungen der Wärmepumpe bei wechselnden Einstrahlungsbedingungen zu verhindern. Dabei könnten starke Teillastbetriebe durch einen Ein/Aus Betrieb angenähert werden. Dabei müsste sichergestellt werden, dass die Wärmepumpe nicht zu häufig taktet. Z.B. könnte nach einer Stunde bei 5 % Leistung, die Wärmepumpe beim nächsten Einschalten 10 min länger bei Minimalleistung von 30 % betrieben werden. Dies würde das elektrische Netz nicht zusätzlich belasten, weil sich solche zeitlich zufälligen Bezüge bei vielen ähnlich betriebenen Anlagen ausgleichen würden. Daher werden die Resultate mit einem idealisierten Modulationsbereich bereits ab 100 W elektrischer Leistung als praxisrelevanter angesehen als die Resultate mit einem Modulationsbereich ab 30 % der Nennleistung, obwohl dies der typischen Minimalleistung von modulierbaren Wärmepumpen entspricht.

Die Regeneration der Fundamentplatte soll in den Sommermonaten mit sonst ungenutzter Solarwärme erfolgen. Damit der Warmwasserspeicher vor Start der Heizungsaison vollständig geladen ist, wurde die Regeneration auf den Zeitraum Juni bis Mitte September begrenzt. Das Erdreich wird regeneriert, sobald im angegebenen Zeitraum der unterste Sensor im Speicher eine Temperatur von 80 °C erreicht. Zur Regeneration wird Wärme zuunterst aus dem Speicher bezogen und mittels Rücklaufbeimischung auf maximal 40 °C begrenzt.

### **3.3.8 Modell für aktivierte Bodenplatte**

Im Projekt wurden die beiden bestehenden Modelle "Radiant floor model" (type 1972) und "Ground model" (type 710) zu einem neuen Modell zur Darstellung der thermisch aktivierten Bodenplatte zusammengefügt. Dies konnte grösstenteils ohne Programmierung in Fortran erreicht werden, da die entsprechende Parametrisierung der Elemente und die Implementierung der Wechselwirkung der beiden Komponenten in den bestehenden Modellen möglich war.

Das verwendete Fussbodenheizungsmodell beruht auf einer eindimensionalen Wärmeleitungsgleichung entlang der Höhe des Elements. Der Aufbau des Elements kann schichtweise mit Materialien unterschiedlicher Eigenschaften erfolgen. In der Schicht mit den



Wärmeträgerrohren wird ein zusätzlicher Wärmeleitwiderstand zur Darstellung des Temperaturgradienten zwischen den Rohren und der mittleren Temperatur der Schicht verwendet. Die verwendete diskretisierte Form der Wärmeleitungsgleichung ist:

$$C_i \frac{T_i(t) - T_i(t-1)}{\Delta t} = \lambda_i \left( \frac{T_{i+1}(t) - T_i(t)}{\Delta x} - \frac{T_i(t) - T_{i-1}(t)}{\Delta x} \right) + P_{in} - P_{out} \quad (1)$$

Dabei sind  $T_i(t)$  die Temperaturen zum Zeitpunkt  $t$ ,  $C_i$  die thermische Kapazität und  $\lambda_i$  die Wärmeleitfähigkeit des  $i$ -ten Kontrollvolumens.  $\Delta x$  bezeichnet die Höhe des Kontrollvolumens,  $\Delta t$  den Simulationszeitschritt und  $P_{in}/P_{out}$  die zusätzlichen Wärmeeinträge insbesondere an den Rändern und in dem Kontrollvolumen mit den Heizungsrohren. Der Wärmeübergang (UA-Wert) vom Fluid in den Rohren auf die Temperatur des Kontrollvolumens mit den Heizungsrohren berechnet sich aus dem internen Wärmeübergang der Strömung  $\alpha$ , der Dicke der Rohrwand  $d_{pipe,wall}$  und ihrer Wärmeleitfähigkeit  $\lambda_{pipe}$  und einem zusätzliche Widerstand  $R_x$  gemäss folgender Gleichung:

$$\frac{1}{UA} = \frac{1}{\alpha A} + \frac{d_{pipe,wall}}{\lambda_{pipe} A} + R_x \quad (2)$$

Der Wert von  $R_x$  bestimmt sich aus der Geometrie von Heizungsrohren und Estrich. Dazu wurde eine analytische Lösung für die Temperaturverteilung in einem Festkörper mit eingebetteten äquidistant verteilten Rohren verwendet<sup>15</sup>. Sie berechnet sich aus dem Rohrabstand  $d_x$ , Rohrdurchmesser  $\delta$  und der Wärmeleitfähigkeit der die Rohre umschliessenden Schicht  $\lambda_{i,pipe}$ :

$$R_x = \frac{d_x \ln\left(\frac{d_x}{\pi\delta}\right)}{2\pi\lambda_{i,pipe}} \quad (3)$$

Die Bodenplatte wurde im Modell wie in Abbildung 11 gezeigt aufgebaut. Die totale Dicke des Betonfundaments betrug dabei 0.25 m mit einer Wärmeleitfähigkeit von 2 W/(mK). Die Heizungsrohre sind in der Mitte platziert und haben einen Aussendurchmesser von 1.5 cm mit einer Wärmeleitfähigkeit der Wand von 0.4 W/(mK). Der Abstand der Heizungsrohre wurde auf 0.15 m festgelegt. Die Dämmung zwischen Fundamentplatte und Gebäude wurde zur Hälfte dem Bodenplattenmodell und zur Hälfte dem Gebäudemodell zugerechnet, um die numerische Stabilität zu verbessern. Die totale Dicke der Dämmung beträgt 0.11 m bei einer Wärmeleitfähigkeit von 0.03 W/(mK).

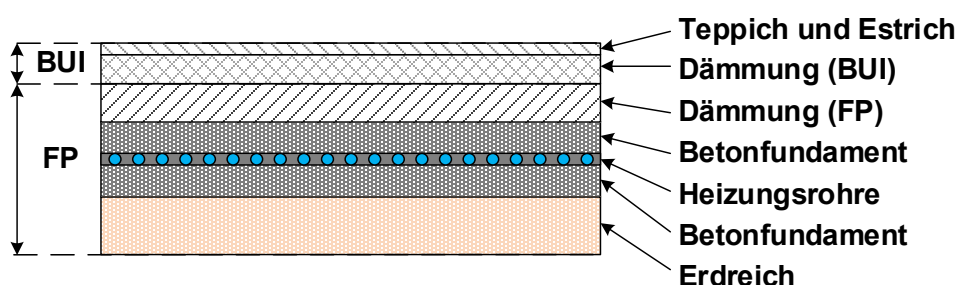


Abbildung 11: Bodenplatten mit angrenzender Erdreichschicht<sup>5</sup>.

Das verwendete Bodenmodell beruht auf einer zweidimensionalen Berechnung der Wärmeleitung im Erdreich. Es können dabei rechteckige Zonen mit unterschiedlichen





thermischen Eigenschaften definiert und Schachbrettartig zusammengefügt werden. Für eine Zone (Zone 2) können interne Randbedingungen definiert werden, die die Wechselwirkung mit einer anderen Systemkomponente beschreiben. Das Modell wurde ursprünglich für die Umgebung erdvergrabener Eisspeicher erstellt und validiert. Eine detaillierte Beschreibung und Validierung des Modells wurde von Carbonell u.a. <sup>16</sup> durchgeführt.

Ein Schema der Modellierung des Hauses mit thermisch aktivierter Bodenplatte und umgebendem Erdreich ist in Abbildung 12 dargestellt. Das Modell bildet die zweidimensionale Wärmeleitung im Erdreich ab. Die dreidimensionale Wärmeleitung kann im Anschluss näherungsweise durch die Berücksichtigung der Gesamtoberfläche des Quaders bestimmt werden, der das Erdreich unter dem Gebäude umschliesst. Da sowohl das eindimensionale Bodenplattenmodell als auch die Kellerzone des Gebäudes eine entlang der x-Achse uniforme Temperatur aufweisen, kann eine Symmetrieebene in der Mitte des Gebäudes eingeführt werden. In einer ersten Modellierung wurden alle Randflächen des im Bodenmodell dargestellten Bereichs ausser der Erdoberfläche als adiabat angenommen. In Abhängigkeit der sich bei Simulationen abzeichnenden Temperaturentwicklungen im Erdreich, kann diese Randbedingung nach Bedarf angepasst werden. Die Zone 2 mit der internen Randbedingung beinhaltet sowohl die Kellerzone des Gebäudes als auch die Fundamentplatte. Die Wärmeabgabe der Bodenplatte an die untere Seite der internen Randbedingung wird durch das Fundamentplattenmodell (type 1792) übergeben. Die Seiten der Fundamentplatte müssen auf Grund der eindimensionalen Modellierung in type 1792 als adiabat angenommen werden. An den Seitenflächen der internen Randbedingung wird der Wärmeaustausch mit der Kellerzone verwendet. Zur Koppelung der Fundamentplatte mit dem Gebäude werden die Temperaturen an der Kontaktfläche übergeben.

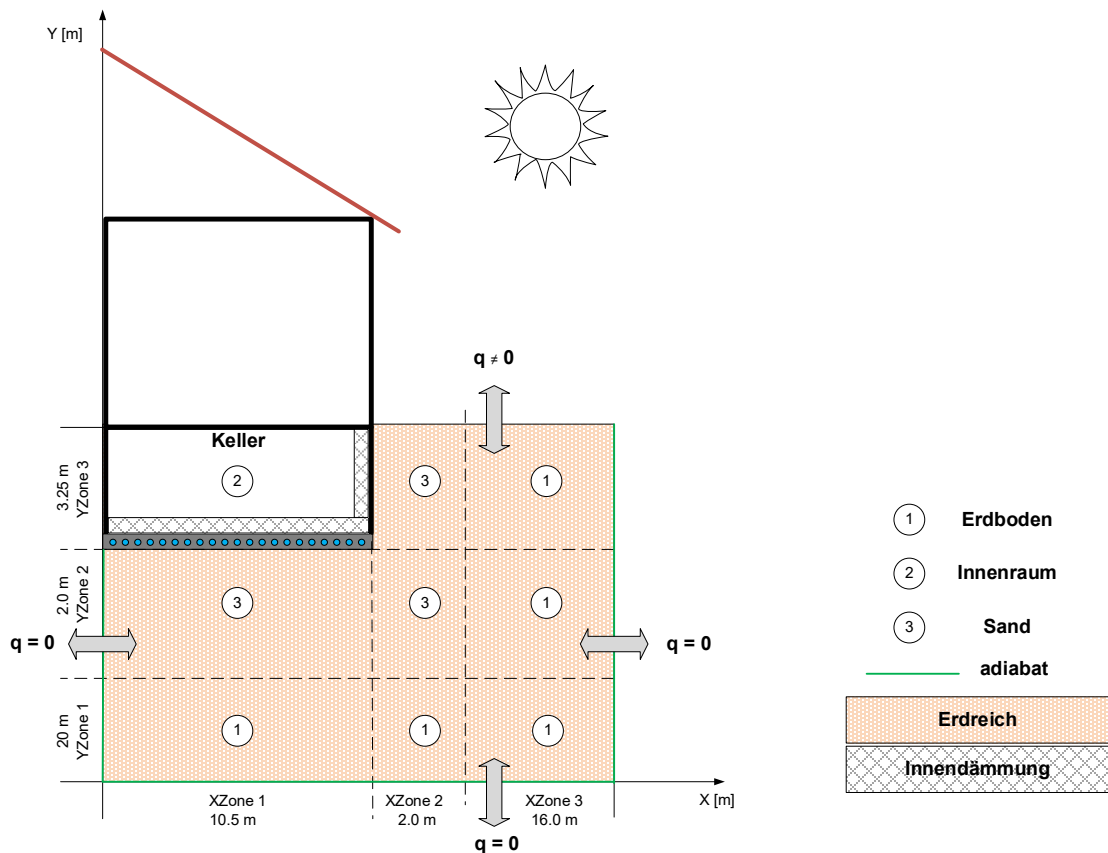


Abbildung 12: Modell des Erdreichs mit Kontaktfläche Boden und Keller.

### 3.4 Betrachtung der Investitionskosten

Weil die hier betrachteten Systeme annähern ohne kostenpflichtige Zusatzenergie auskommen, kann sich ein wirtschaftlicher Vergleich lediglich auf die Installationskosten beziehen. Die jährlichen Wärmekosten werden bei einer vollständig solaren Wärmeversorgung hauptsächlich durch die hohen Investitionskosten und den damit verbundenen Parametern wie Lebensdauer und Referenzzinssatz beeinflusst. Diese Parameter werden aber oft nur grob geschätzt oder sind stark situationsabhängig. So können im momentanen Tiefzinsumfeld Referenzzinssätze deutlich unter 1 % als realistisch erachtet werden. Andererseits sind für Renditeimmobilien Referenzzinssätze von 5 % nicht unüblich<sup>17</sup>.

Zusätzliche laufende Kosten, wie der Unterhalt oder der Stromverbrauch der Umwälzpumpen, werden dabei nicht näher betrachtet. Für die Abschätzung der Unterhaltskosten wird meist ein fixer Prozentsatz der Investitionskosten verwendet (z.B. Variantenvergleichstool der Stadt Zürich<sup>18</sup>: Solarthermische Kollektoren 2.5 %, Speicher 0.5 % Wärmepumpe 3.5 %). Es ist anzunehmen, dass bei den hier betrachteten Varianten die Komplexität der Anlagen einen deutlichen Einfluss auf die Unterhaltskosten hat und eine grosse und teure Solarthermieanlagen im Unterhalt deutlich günstiger sein wird als eine günstigere aber komplexere Anlage mit Solarthermie, PV, Wärmepumpe und Fundamentplattenaktivierung. Es fehlt aber die Datengrundlage um dies zuverlässig abzuschätzen.



Der geringe Zusatzenergieverbrauch solcher Systeme ist ebenfalls schwierig abzuschätzen. So liegt der Verbrauch an elektrischer Energie bei thermischen Solaranlagen beispielsweise im Prozentbereich der gelieferten Energie. Es fehlen aber Daten für die Abschätzung des zusätzlichen elektrischen Verbrauchs durch Standby und Regelung einer Wärmepumpe, welche nur wenige Betriebsstunden im Winter aufweist. Es ist anzunehmen, dass alle betrachteten Varianten einen Zusatzverbrauch an elektrischer Energie im niederen Prozentbereich aufweisen, die Unterschiede können aber nicht fundiert abgeschätzt werden.

Aufgrund dieser Unsicherheiten wird in diesem Bericht bewusst auf eine diskontierte Berechnung der Wärmekosten verzichtet. Unterschiede zwischen den verschiedenen Varianten können deutlicher mit einem direkten Vergleich der Investitionskosten aufgezeigt werden.

### 3.5 Betrachtung der Erträge

Die Betrachtung der Investitionskosten werden Anlagen nicht gerecht, welche zusätzlichen Strom produzieren. Sowohl die Netzeinspeisung von PV-Strom als auch die Substitution von Netzbezug beim Eigenverbrauch von PV-Strom für den Haushaltsbedarf generieren bei Anlagen mit PV-Anteil im Sommer Erträge. Diese Erträge und Einsparungen wurden über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren aufsummiert. Aufgrund der aktuell sehr tiefen Kapitalzinsen wurde in der folgenden Analyse auf eine Diskontierung der PV-Erlöse verzichtet. Zusätzlich wurde der Wohnraumgewinn aufgrund von kleineren Speichervolumina den Investitionen gegenübergestellt. Der daraus resultierende finanzielle Gewinn ist jedoch sehr stark vom Standort und den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängig. So ist zum Beispiel entscheidend, ob die Nutzungsziffer mit dem Bau ausgenützt wird und ob der Raum für den Energiespeicher der Ausnützung angerechnet wird oder nicht. Daher wird von einem grossen Kostenbereich ausgegangen, der bis zu einem Maximum von 8'200 CHF/m<sup>2</sup> EBF (für Zürich) reicht. Deshalb werden beim Kostenvergleich sowohl die PV-Erlöse als auch die Gewinne durch Raumeinsparungen nicht direkt von den Investitionskosten abgezogen, sondern in den Darstellungen den Kosten gegenübergestellt.

### 3.6 Anlagenkosten

Von der Firma Jenni Energietechnik AG wurden Offerten für unterschiedliche Systeme zusammengestellt. Daraus wurden Kostenfunktionen für Speicher und solarthermische Systeme abgeleitet.

#### 3.6.1 Speicher

Aufgrund von zwei Offerten wurde eine Linearisierung der Kosten vorgenommen. Dies entspricht einer ersten Näherung und ist insbesondere für Dimensionen welche stark von Standardsystem abweichen mit Unsicherheiten verbunden. Folgende Annahmen wurden für die weiteren Kostenberechnungen verwendet:

- Für Speicherbehälter und Isolation wurde mit Kosten von 1'000 CHF plus 757 CHF/m<sup>3</sup> gerechnet.
- Für Solarwärmetauscher wurden 75 CHF/m<sup>2</sup> Kollektorfläche veranschlagt.



- Die internen Tank-in-Tank Warmwasserspeicher wurden mit 1'675 CHF/Wohnung veranschlagt. Beim Einsatz einer Duschwasser-WRG wurden diese Kosten proportional zum Warmwasserverbrauch vermindert.
- Ein fixer Betrag von 4'500 CHF wurde für die Installation des Speichers angenommen.

### 3.6.2 Solarthermie

Für Solarthermieanlagen wurde mit 613 CHF/m<sup>2</sup> Bruttofläche gerechnet. Dieser Betrag bezieht sich ebenfalls auf die Richtofferte der Firma Jenni Energietechnik AG und beinhaltet Kollektoren, Verrohrung, Wärmeträgerfluid, Steuerung, Expansion und Installation.

### 3.6.3 PV-Anlage

Für PV-Anlagen wurde mit einem Grundbetrag von 2'900 CHF (hauptsächlich für den AC-Anschluss) und mit einem variablen Betrag von 265 CHF/m<sup>2</sup> (1'470 CHF/kWp) für Module, Wechselrichter, Zusatzmaterial und der DC-seitigen Installation gerechnet. Diese Kosten wurden ebenfalls aus Offerten der Firma Jenni Energietechnik AG abgeleitet und beziehen sich auf Module, welche mit den solarthermischen Kollektoren kompatibel als Dachhaut eingesetzt werden können.

Der überschüssigen PV-Strom wurde über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für den Eigenverbrauch mit 0.175 CHF/kWh sowie Strom der ins Netz abgegeben wurde mit 0.07 CHF/kWh verrechnet.

### 3.6.4 Wärmepumpe

Für Wärmepumpen wurden aufgrund von Katalogpreisen und in Rücksprache mit der Firma Jenni Energietechnik AG folgende Kosten angenommen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Zusammenfassung der Kostenschätzungen für die Wärmepumpen.

	Luft-Wasser [CHF]	Sole-Wasser [CHF]
10 kW	15500	14000
20 kW	21600	20500
30 kW	27700	27000

Diese Kosten beinhalten sowohl die Kosten für das Gerät als auch die Installation. Bei der Luft-Wasser Wärmepumpe beinhalten sie auch den Verdampfer resp. die Erschliessung der Wärmequelle Aussenluft. Bei der Sole-Wasser Wärmepumpe müssen die hier angegebenen Kosten mit Zusatzkosten für die jeweiligen Niedertemperaturquellen ergänzt werden.

### 3.6.5 Niedertemperaturquellen

Unterschiedliche potenzielle Niedertemperaturquellen für die Wärmepumpe wurden evaluiert und deren Vor- und Nachteile mit den Projektbeteiligten diskutiert. Diese sind in Tabelle 3 aufgelistet.



Tabelle 3: Vor- und Nachteile sowie Kosten und das geschätzte Temperaturniveau im Winter von unterschiedlichen Niedertemperaturquellen.

Quelle	$T_{Winter}$ [°C]	Vorteile	Nachteile	Kosten für 10 kW [CHF]
Aussenluft	-10 - 10	günstig; Tagesverlauf korreliert mit Einstrahlung, unbeschränkt vorhanden	tiefe Temp. im Winter, Geräuschentwicklung	2'900 - 5'300*
Luft aus PV Dach	-5 - 15	Tagesverlauf korreliert mit Einstrahlung, erhöht die Aussenlufttemperatur	Wenig erprobt	4'500**
Fundamentplatte	0 - 25	stabiles Temperaturniveau	Kapazität beschränkt, Kondensatbildung beachten	8'600-12'600
Unteres Speichervolumen	5 - 22	Bereits vorhanden, hohes Temperaturniveau	Verlust/Austausch mit oberem Bereich, Kondensatbildung und Korrosion	8'500 – 15'200
Kollektoren	-5 - 20	Bereits vorhanden, korreliert mit PV Stromerzeugung	Leistung beschränkt; flächenspezifischer Vorteil unklar, Kondensatbildung	32'000***
Abwasser Zentral	15 - 30	hohe Temperaturen	Zusatzinstallation, Verschmutzung, Wartung, Unterhalt	40'000
Erdregister im Baugraben	-5 - 15	Ausserhalb Gebäude, kann in Baugrube verlegt werden	Kapazität beschränkt; Temperaturniveau im Winter	6'700-17'200

\* Mehrkosten für Fundament der aussneinheit und/oder Mauerdurchbrüche.

\*\* Mehrkosten für Luftführung bei einer Plazierung einer Wärmepumpe im Dachboden.

\*\*\* Mehrkosten für hermetisch dichte Kollektoren. Mehrkosten beziehen sich auf das ganze Kollektorfeld unabhängig von den oben angegebenen 10 kW Leistung.

Aufgrund der hohen ersten Kostenschätzungen und anderer oben aufgeführten Nachteilen wurden die Quellen "Kollektoren" und "Abwasser Zentral" ausgeschieden und nicht mehr weiterverfolgt. Für jene Quellen, welche nach einer ersten Abklärung ein gewisses Potenzial aufwiesen, wurden weitere Kostenabklärungen gemacht, welche in den folgenden Abschnitten zusammengefasst werden. Für die Aussenluft als Quelle sind keine zusätzlichen Kostenschätzungen aufgeführt, denn diese sind in der separaten Betrachtung von Luft- und Sole Wärmepumpen integriert.

Als zusätzliche Massnahme zur Entlastung des oberen Speichervolumens wurde der Einsatz von Installationen zur Wärmerückgewinnung aus dem Duschwasser diskutiert. Kostenabklärungen zu dieser Technologie werden ebenfalls gegeben.

### 3.6.6 Erdregister im Baugraben verlegt

Die Verlegung eines Erdkollektors im Baugraben braucht keinen zusätzlichen Aufwand für Erdarbeiten, da diese sowieso für die Erstellung des Gebäudes anfallen. Die Kosten für allenfalls zusätzlich benötigtes Erdreich werden hier vernachlässigt. Oft wird unmittelbar um den Erdkollektor herum anderes Erdreich eingebracht um den Wärmeübergang zu verbessern.



Insgesamt fallen Kosten für den Erdkollektor selbst sowie für die Installation an. Die Kosten variieren je nach verwendetem Erdkollektormodel stark (Erdwärmekorb, Graben- oder Flächenkollektor etc.).

Beschreibung	Kosten [CHF]	Quelle
Installation	2'500	Auskunft Bauführer R. Fässler
Material	4'200 – 14'700	Studie TU Braunschweig; Offerten von Frank GmbH, Haka Gerodur, TherraThech und Beta Therm
Total	<u>6'700 – 17'200</u>	

### 3.6.7 Nutzung des unteren Speichervolumens

Die Wärmepumpe verwendet das Wasser aus dem unteren Bereich des Speichers als Quelle und schichtet dieses mit einer höheren Temperatur wieder in den oberen Teil des Speichers zurück. Auf Grund möglicher Unterschreitung des Taupunktes der Luft an der Oberfläche des Wärmespeichers muss die Isolation in diesem Bereich diffusionsdicht ausgeführt werden. Die Mehrkosten dieses Isolationsmaterials gegenüber der normalerweise verwendeten Glaswolle und die zusätzliche Arbeitszeit wurden abgeschätzt. Dabei wird nur das untere Drittel des Speichers mit diffusionsdichtem Isolationsmaterial eingekleidet.

Beschreibung	Kosten [CHF]	Quelle
Installation	2'000	Schätzung
Mehrkosten Isolation	6'500 – 13'418	Meier Tobler Armaflex
Total	<u>8'500 – 15'200</u>	

### 3.6.8 Fundamentplattenaktivierung

Hierzu werden Fussbodenheizungsrohre direkt in der Fundamentplatte des Gebäudes, über der Sauberkeitsschicht, verlegt. Die Wärmedämmung muss in diesem Fall oberhalb der Fundamentplatte eingebracht werden. Um einen thermischen Kurzschluss, sowie die Entstehung von Kondensat auf dem Boden zu vermeiden wurden mit Dämmstärken bis zu 15 cm gerechnet, wobei Mehrkosten gegenüber einer 5 cm dicken Dämmung (unter der Fundamentplatte) aufgeführt werden. Je nachdem wie dick die zusätzliche Isolation ausfallen muss und wie viel zusätzliche Arbeitszeit die Einbringung der Fussbodenheizungsrohre benötigt, entstehen dabei unterschiedlich hohe Kosten. Die Materialkosten spielen dabei eine untergeordnete Rolle. Für weiterführenden Kostenschätzungen wurde ein Betrag von 10'000 CHF für die thermische Aktivierung der Fundamentplatte veranschlagt, wobei mit einer Dicke der Dämmung von 11 cm gerechnet wurde.

Beschreibung	Kosten [CHF]	Quelle
2 Tage Arbeit	3'000	Auskunft Bauführer R. Fässler
Isolation Variante Min/Max	3'090 – 7'050	Swisspor
Material (Rohre, Verteiler)	2'500	Haka Gerodur
Total	<u>8'590 – 12'550</u>	



### 3.6.9 Luft-Vorwärmung durch PV-Fläche

Bei einer Vorwärmung der Luft für die WP durch die Nutzung der Hinterlüftung von PV-Modulen muss mit Zusatzkosten für die Luftführung gerechnet werden. Dazu wird ein Lüftungskanal benötigt, wobei mit Kosten grösser als 100 CHF/m gerechnet werden muss. Zusätzlich muss die Luft mit einem Ventilator angesogen und dem Verdampfer der WP zugeführt werden, wodurch ein zusätzlicher Ventilator (inkl. Frequenzumrichter zur Regelung) installiert werden muss.

Beschreibung	Kosten [CHF]	Quelle
Luftführung inkl. Auslass mit Gitter	1'700	Schmidlin AG
Ventilator und FU	800	Merkblätter Topmotors.ch
Zusatzaufwand Installation	2'000	Schätzung
Total	<u>4'500</u>	

### 3.6.10 Duschwasser-WRG

Die dezentrale Duschwasser-WRG kann direkt in der Duschrinne durchgeführt werden. Das wegfliessende Duschwasser erwärmt dabei das Kaltwasser, welches zum Mischer geführt wird. Ein solches System, wie es z.B. von der Firma Joulia SA hergestellt und vertrieben wird, ersetzt dabei eine herkömmliche Duschrinne und ist mit sehr wenig Mehraufwand zu installieren, sofern dies im Neubau, bereits in der Planung vorgesehen wurde.

Beschreibung	Kosten [CHF]	Quelle
8 x Joulia Twinline (inkl. Mengenrabatt)	17'880	Richtofferte der Firma joulia SA
Einsparungen "normale Duschrinne"	-2'400	Schätzung für 8 Einheiten
Zusatzaufwand Installation	1'600	Schätzung für 8 Einheiten
Total	<u>17'080</u>	

Die zentrale Nutzung des gesamten Abwassers als Quelle für die Wärmepumpe soll nicht weiter untersucht werden. Zum einen wird dabei in der Praxis der Unterhalt oft vernachlässigt und zum anderen lohnt sich dies erst bei grossen Überbauungen wirtschaftlich. Die Kosten für eine Wärmerückgewinnungsanlage für ein MFH mit 8 Wohnungen betragen ungefähr 40 kCHF<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Gemäss telefonischer Auskunft von Daniel Kalberer der FEKA-Energiesysteme AG. Ab ca. 24 Wohnungen oder für Turnhallen und Hotels mit hohem Warmwasserverbrauch rechnet er mit einer wirtschaftlichen Umsetzung.



## 4 Resultate

### 4.1 Analyse der Messdaten

Auch wenn der Speicher und die ersten Sensoren bereits Ende 2018 montiert werden konnten, waren entgegen der ursprünglichen Planung die Wohnungen des MFH Huttwil zum Anfang des Winters 2020/21 noch nicht vollständig bezogen. Gründe dafür sind ein langsames Anlaufen der Wohnungsverkäufe und Verzögerungen bei der Fertigstellung des Gebäudes. Bis zum Herbst/Winter 2020 konnte nur eine Wohnung verkauft und bewohnt werden. Somit konnte innerhalb des Projektes nur ein Winter mit Teilbelegung gemonitort und analysiert werden. Eine Validierung/Plausibilisierung der Messdaten und der Simulationsmodelle konnte entsprechend lediglich mit Messdaten dieser Teilbelegung vorgenommen werden. Weil das ganze Gebäude beheizt wurde, werden hauptsächlich bei den Warmwasserbezügen grosse Abweichungen gegenüber einer Vollbelegung erwartet, und der Speicher wurde weniger stark ausgekühlt als bei einer Vollbelegung. Weil über das ganze Jahr ca. die Hälfte, und in den Wintermonaten ein Grossteil, der Energiebezüge durch die Gebäudeheizung verursacht werden, wurde aber ein beträchtlicher Teil des Saisonspeichers dennoch entladen und im Frühjahr wieder aufgeheizt.

Im folgenden Abschnitt werden die Messungen der einzelnen Messdatenreihen qualitativ und teilweise quantitativ auf ihre Plausibilität geprüft. Eine durchgehende Messdatenerfassung aller Temperatursensoren, Energie- und Volumenzähler erfolgte ab 07.11.2020. Für die Plausibilitätsbetrachtung wurde auf den Zeitraum von November 2020 bis April 2021 fokussiert, wobei Daten zum Teil auch bis Mitte Sept gezeigt werden. Es werden die aufbereiteten Daten nach der Bereinigung von Artefakten gezeigt. Die Nummerierung der Temperaturen erfolgt immer von unten nach oben.

#### 4.1.1 Speichertemperaturen

Abbildung 13 zeigt die Werte der 10 gemessenen Temperaturschichten mittels der 20 Temperatursensoren an je zwei Seiten des Tanks (L: links, R: rechts). Die Temperaturverläufe, die sich zwischen ~25 und 95 °C bewegen, entsprechen den erwarteten Profilen einer kontinuierlichen Be- und Entladung des Schichtspeichers. Die starken täglichen Schwankungen im Sommer kommen daher, dass aus dem vollgeladenen Speicher während der Nacht wieder Wärme über die Kollektoren an die Umgebung abgegeben wird. Dies ist notwendig, damit der Speicher am Tag Kapazität hat, um die von den Kollektoren aufgenommene Wärme aufzunehmen und so ein Überhitzen der Kollektoren zu verhindern. Das plötzliche Absinken des Temperaturlevels Mitte Mai 2021 ist das Resultat einer temporären Absenkung der Rückkühltemperatur während der Sommermonate.

Die Grafik zeigt, dass beide Sensoren jeder Schicht nahezu keine Temperaturunterschiede aufzeichnen. Diese Redundanz untermauert, dass alle Sensoren zuverlässig funktionieren und zeigt zudem, dass die Annahme einer gleichmässigen Temperaturverteilung in der Horizontalen berechtigt ist.



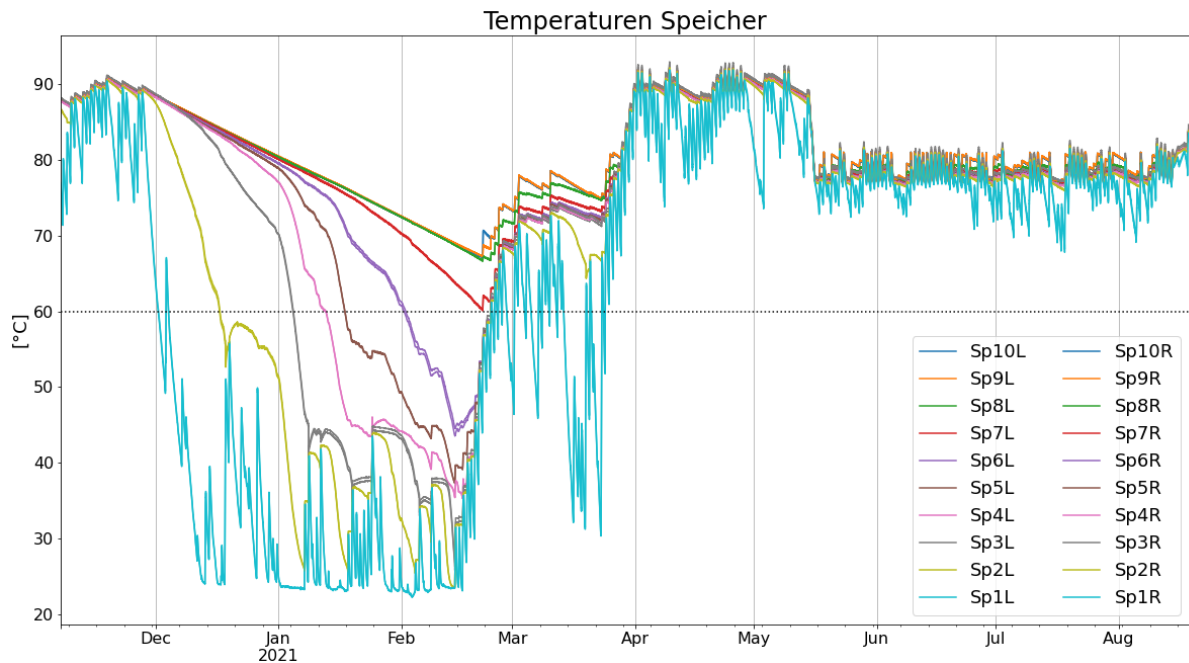


Abbildung 13: Temperaturverlauf der 10 Speicherschichten von November 2020 bis August 2021. Die Linien zweier Sensoren auf derselben Höhe sind identisch gelayoutet, da sie sich kaum voneinander unterscheiden.

#### 4.1.2 Temperaturen Speicherhülle

Abbildung 14 zeigt die Temperaturverläufe an den 10 Messpunkten auf der Speicherhülle. Der Verlauf von Sensor 5 zeigte eine unrealistische Kurve und wurde für die Berechnung der Verluste zwischen Sensor 4 und 6 linear interpoliert, in der Abbildung aber weggelassen. Die übrigen Sensoren zeigen realistische Verläufe, die mit der Entwicklung der Speichertemperaturen übereinstimmen und ebenfalls eine Schichtung zeigen. Die Profile sind beeinflusst durch die Schichtungen sowohl des Tanks als auch der Luft im Tankraum.

Die im Frühjahr deutlich stärkeren täglichen Schwankungen dieser Temperaturen gegenüber den Speichertemperaturen erklären sich durch die starken täglichen Schwankungen im Tankraum (s. nächster Abschnitt)

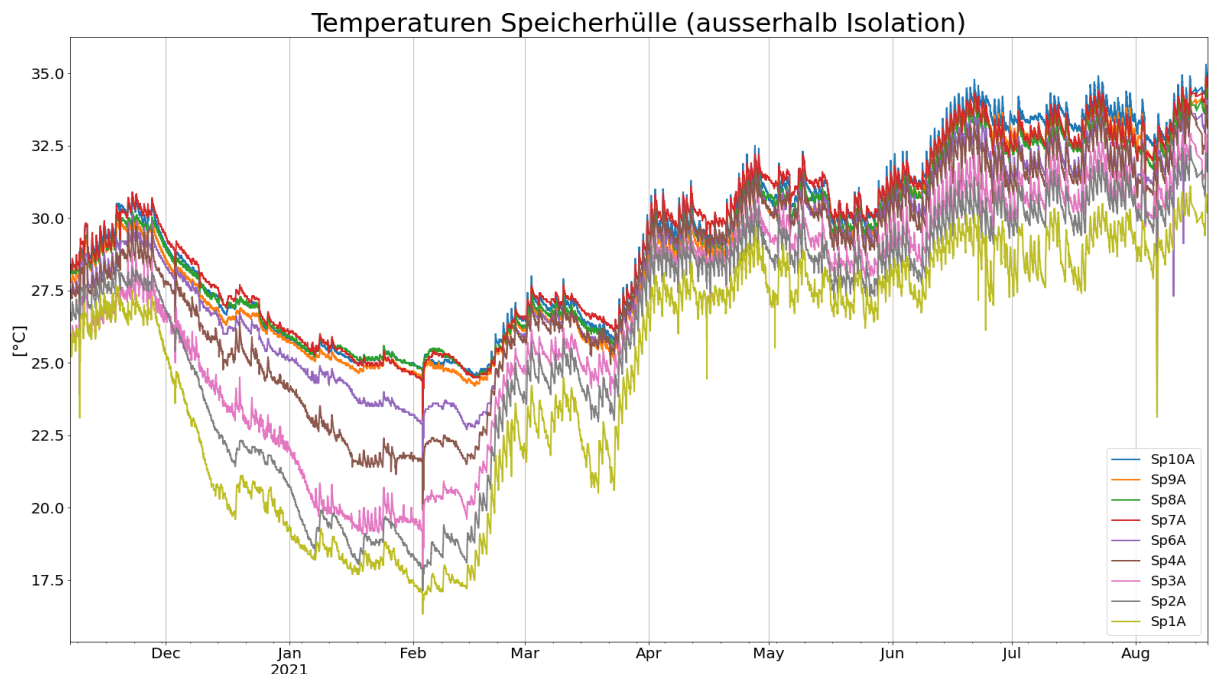


Abbildung 14: Temperaturverlauf der 10 Speicherschichten an der Speicherhülle von November 2020 bis August 2021.

#### 4.1.3 Temperaturen Tankraum

Analog zu Abbildung 14 zeigen auch die Profile in Abbildung 15 eine Temperaturschichtung der Luft im Tankraum. Die Profile stimmen sehr gut mit jenen der Speicherhülle überein und zeigen dieselben Schwankungen. Die starken täglichen Schwankungen kommen daher, dass die Leitungen des Solarkreislaufs im Tankraum nicht isoliert sind und bei Durchströmung den Tankraum kurzfristig aufheizen. Die kurzen Ausreisser nach unten lassen sich dadurch erklären, dass beim Öffnen der Türen zum Tankraum ein Luftzug entsteht und kühlere Luft in den Raum gelangt.

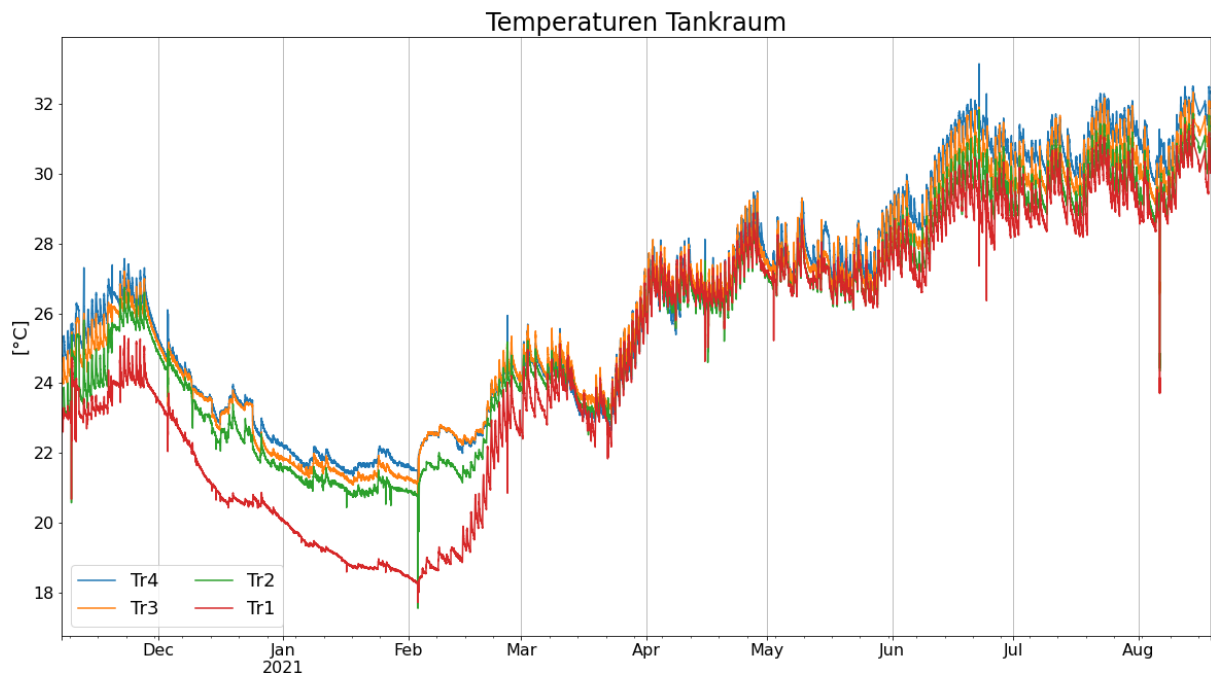


Abbildung 15: Verlauf der vier Temperaturmessungen im Tankraum von November 2020 bis August 2021

#### 4.1.4 Wärme- und Volumenzähler

Die Wärmezähler zeichnen im Minutentakt folgende Werte auf:

Parameter	Einheit	Erklärung
Kumulierte Energie	[Wh]	Kontinuierlich aufsummierte Werte
Kumuliertes Volumen	[m <sup>3</sup> ]	Kontinuierlich aufsummierte Werte
Thermische Leistung	[W]	Instantane thermische Leistung zum Zeitpunkt der Datenaufzeichnung
Volumenstrom	[m <sup>3</sup> /h]	Instantaner Volumenstrom zum Zeitpunkt der Datenaufzeichnung
Vorlauftemperatur	[°C]	
Rücklauftemperatur	[°C]	
Temperaturdifferenz	[°C]	Differenz Vor-/Rücklauftemperatur

Die Volumenzähler zeichnen im Minutentakt nur das kumulierte Volumen in m<sup>3</sup> auf.

Nachfolgend werden für die Wärmezähler des Heiz-, BWW- und Solarkreislaufs sowie die Volumenzähler im Heizkreislauf die Energie-, Volumen- und Temperaturprofile auf ihre Plausibilität geprüft. Dazu wird jeweils nur die Heizperiode im Winterhalbjahr betrachtet, da insbesondere der Heizkreislauf ausserhalb dieser Periode nicht aktiv ist. Zudem ist im Sommerhalbjahr die Rückkühlung des Speichers aktiv, welche aber vom Solarwärmezähler nicht als «negativen Energieeintrag» registriert wird und so die Energiebilanz verfälscht. Die Kreisläufe für die Heizung des Kellers sowie des Nachbargebäudes werden nicht berücksichtigt, da sie im Winter nicht aktiv waren.



## Wärmezähler Heizkreislauf

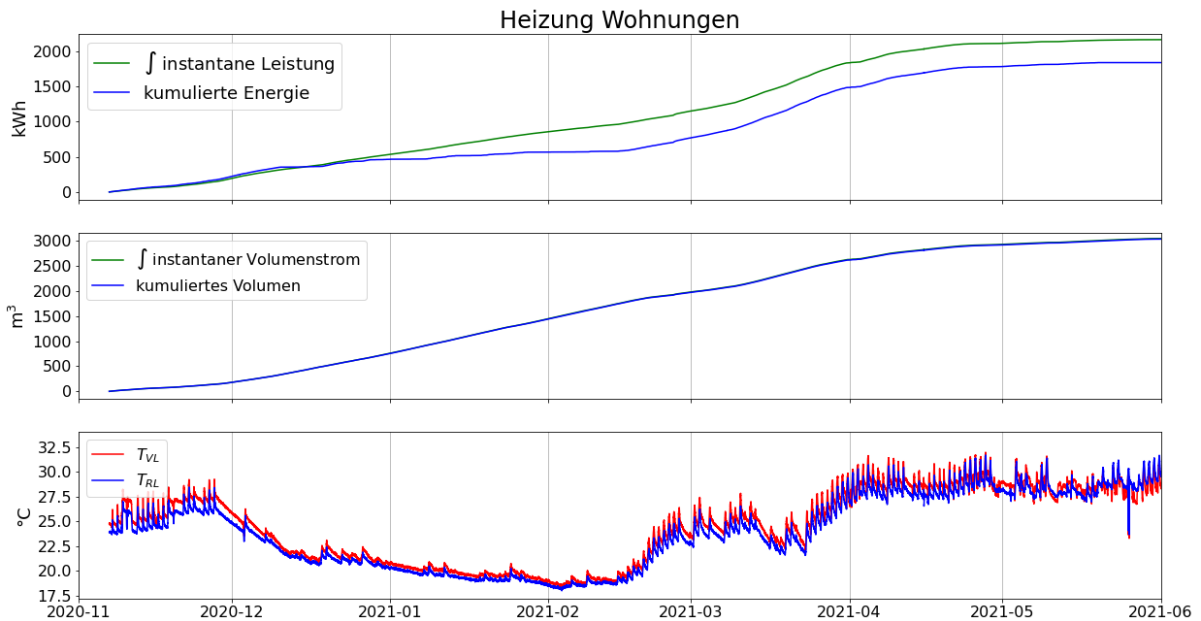


Abbildung 16: Oben: kumulierter Energiebezug, Mitte: kumulierte Volumenumwälzung und unten: Vor- und Rücklauftemperaturen gemessen vom Wärmezähler im Heizkreislauf zwischen November 2020 und Mai 2021.

Die ersten zwei Diagramme in Abbildung 16 zeigen die vom Wärmezähler kumulierten Energie- und Volumenprofile in blau und die integrierten instantanen Wärmeleistungs- und Volumenstromwerte in grün. Das dritte Diagramm zeigt die Entwicklung der Vor- und Rücklauftemperaturen.

Diese Resultate wirken insofern nicht plausibel, da einerseits die grüne und die blaue Kurve im ersten Diagramm unterschiedliche Verläufe zeigen und andererseits nicht den erwarteten Energiebedarf von rund 10 MWh registrieren (s. Abschnitt Energiebilanz), sondern nur rund 2 MWh.

Die Ursache für den tiefen Energiebedarf liegt bei der konstant geringen Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf im dritten Diagramm. Da die Vorlauftemperatur teilweise unter 20°C fällt, was zu tief ist für eine Fussbodenheizung, wird vermutet, dass die entsprechenden Sensoren eher die Temperatur im Tankraum anstatt der Wassertemperatur messen. Die Ursache für die verschiedenen Verläufe im ersten Diagramm konnte hingegen nicht ausgemacht werden. Da im mittleren Diagramm die Kurven aufeinanderliegen, ist der Fehler nicht bei der Volumenstrommessung anzunehmen. Deshalb wurden zur Berechnung der bezogenen Wärmemenge diese Volumenstrommessungen verwendet und die Vor- und Rücklauftemperaturmessungen (PT1000 Fühler) des Reglers der Jenni Energietechnik AG beigezogen, die in Abbildung 17 dargestellt sind.

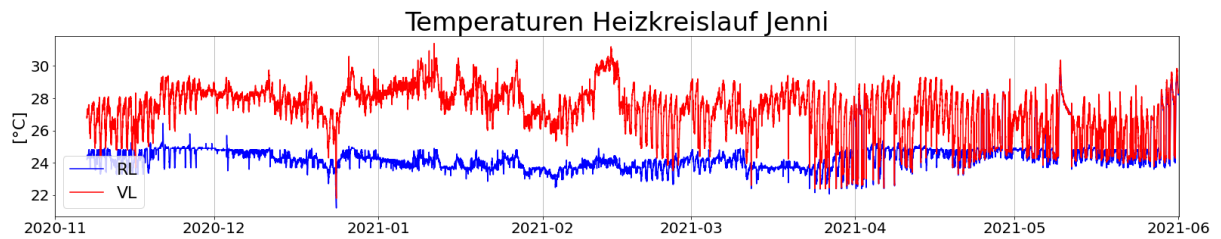


Abbildung 17: Vor- und Rücklauftemperaturen gemessen von Jenni zwischen November 2020 und Mai 2021

Alternativ zu dieser Berechnung wurde als Vergleichsgrösse der Wärmebezug direkt über die drei Vorlauf- und den Rücklaufstutzen am Tank bilanziert. Die Resultate beider Berechnungsmethoden befinden sich im nächsten Abschnitt in Abbildung 19.

### Volumenzähler Heizkreislauf

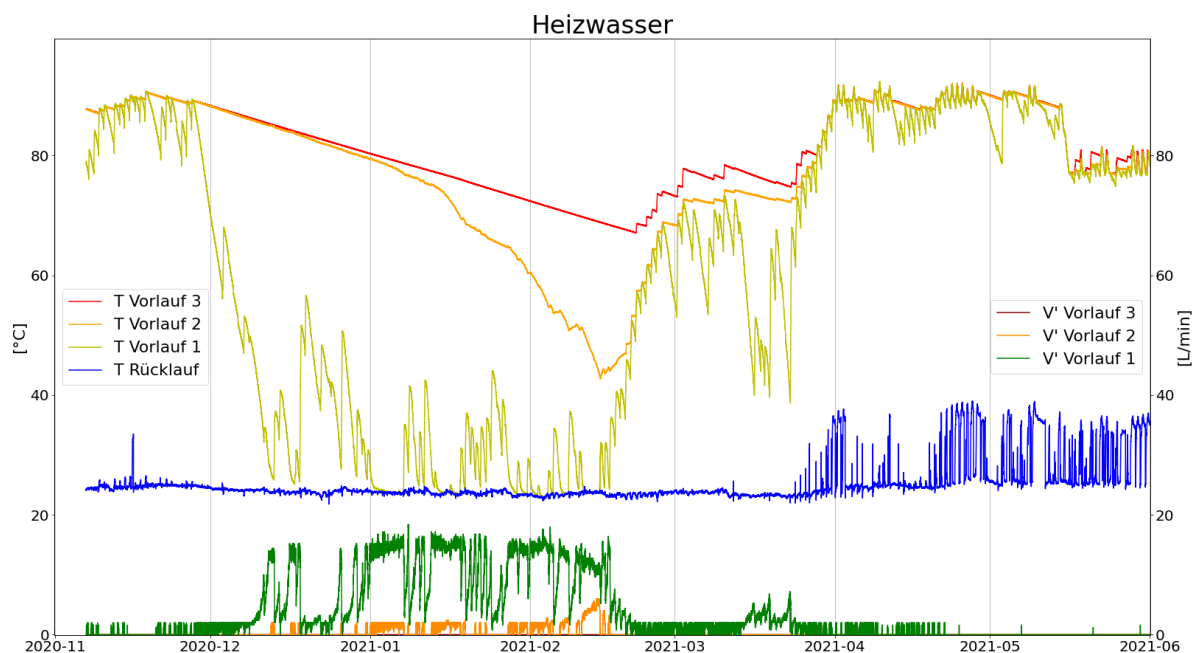


Abbildung 18: Temperaturverläufe (linke Skala) und Volumenströme (rechte Skala) an den Heizwasserstutzen.

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der Heizwassertemperaturen an den drei Vorlaufstutzen und am Rücklaufstutzen sowie die über die drei Vorläufe bezogenen Volumenströme (s. Grafik in Abbildung 2 "Heizkreislauf"). Die Profile zeigen keine Anomalien. Die Vorlauftemperaturen zeigen dieselbe Entwicklung wie die Speichertemperaturen und die Rücklauftemperatur befindet sich konstant bei rund 23°C. Wenn im Frühling zeitweise kein Heizwasser bezogen wird, beginnt die Temperatur des Rücklaufs zu schwanken, da sie bei starkem Solareintrag massgebend vom Temperaturanstieg im Tankraum beeinflusst wird.

Das zeitliche Auftreten und die Intensität der Volumenströme an den drei Stutzen stimmt mit den Temperaturentwicklungen überein. Fällt die Temperatur im Vorlauf 1 zu tief, wird



zusätzlich Wasser vom Vorlauf 2 bezogen, was durch ein Absinken der grünen und ein Auftreten der orangen Volumenstromlinie erkennbar ist. Da die Temperatur am Vorlauf 2 die ganze Zeit genügend hoch ist, wird vom Vorlauf 3 zu keinem Zeitpunkt Wasser bezogen, wodurch der Temperaturabfall in der dortigen Speicherschicht hauptsächlich durch Wärmeverluste und Aufbereitung von BWW bewirkt wird.

Ein quantitativer Vergleich mit der Volumenstrommessung im Wärmehähler ist insofern nicht direkt machbar, da dieser die Rückmischung zwischen Rück- und Vorlauf ebenfalls misst, während die Volumenzähler nur die effektiven Bezüge aus dem Tank registrieren. Mit  $1101 \text{ m}^3$  liegt der Bezug zwischen November und März somit tiefer als die vom Wärmehähler registrierte Umwälzung von  $1974 \text{ m}^3$ .

Abbildung 19 zeigt den kumulierten Heizenergiebezug als Resultat der zwei Berechnungen. Die gelbe Kurve zeigt die Werte, die anhand der Volumenmessung des Wärmehählers und den Temperaturmessungen von Jenni berechnet wurden. Magenta zeigt die Kurve, die anhand der in Abbildung 18 dargestellten Volumen- und Temperaturmessungen resultiert. Zudem sind die in Abbildung 16 dargestellten kumulierten Energien des Wärmehählers nochmals als Vergleich aufgeführt (grün, blau).

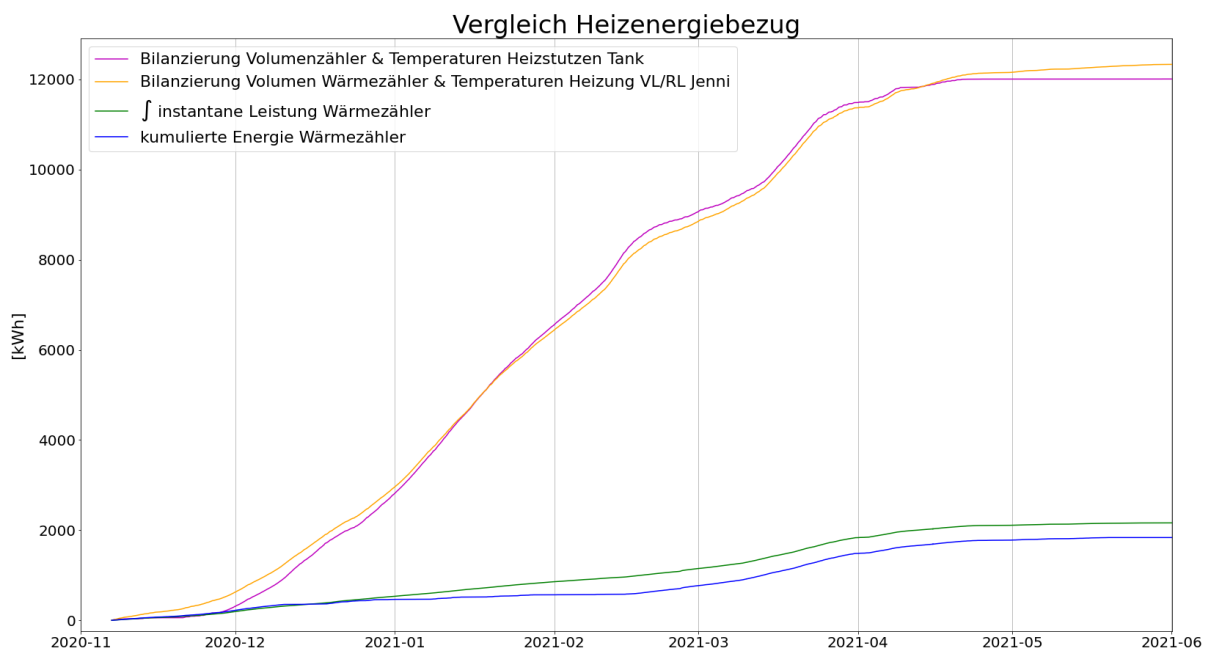


Abbildung 19: Kumulierter Heizenergiebezug des Wärmehählers (blau: kumulierte Messwerte; grün: Integration instantaner Messwerte), berechnet anhand des kumulierten Volumens des Wärmehählers und den Temperaturdaten von Jenni (gelb) und anhand der Volumen- und Temperaturmessungen an den Heizstutzen (magenta).

### Wärmehähler BWW-Kreislauf

Abbildung 20 zeigt dieselben drei Diagramme für den Wärmehähler im BWW Kreislauf. Hier treten wiederum starke Diskrepanzen zwischen den integrierten instantanen Messwerten und den kumulierten Messwerten auf. Hier liegt die Ursache bei einer fehlerhaften Messung des Volumenstroms. Die Ursache wird bei der Dimensionierung des Flügelradzählers vermutet. Dieser wurde für einen Volumenstrom dimensioniert, der genug hoch ist, dass alle 8



Wohnungen gleichzeitig ausreichend hohe Mengen Warmwasser beziehen können (z.B. Duschen). Somit ist die Auflösung der geschriebenen Werte für kleine und kurze Bezüge (z.B. Händewaschen) zu grob um diese korrekt abzubilden, wodurch sie tendenziell zu hoch ausfallen. Für die kumulierten Bezüge hingegen schreibt das Rechenwerk die kumulierten Werte erst, wenn die Summe einer minimalen Schrittgrösse entspricht. Somit ist aber die zeitliche Auflösung dieser Schritte nicht repräsentativ für das Nutzerverhalten.

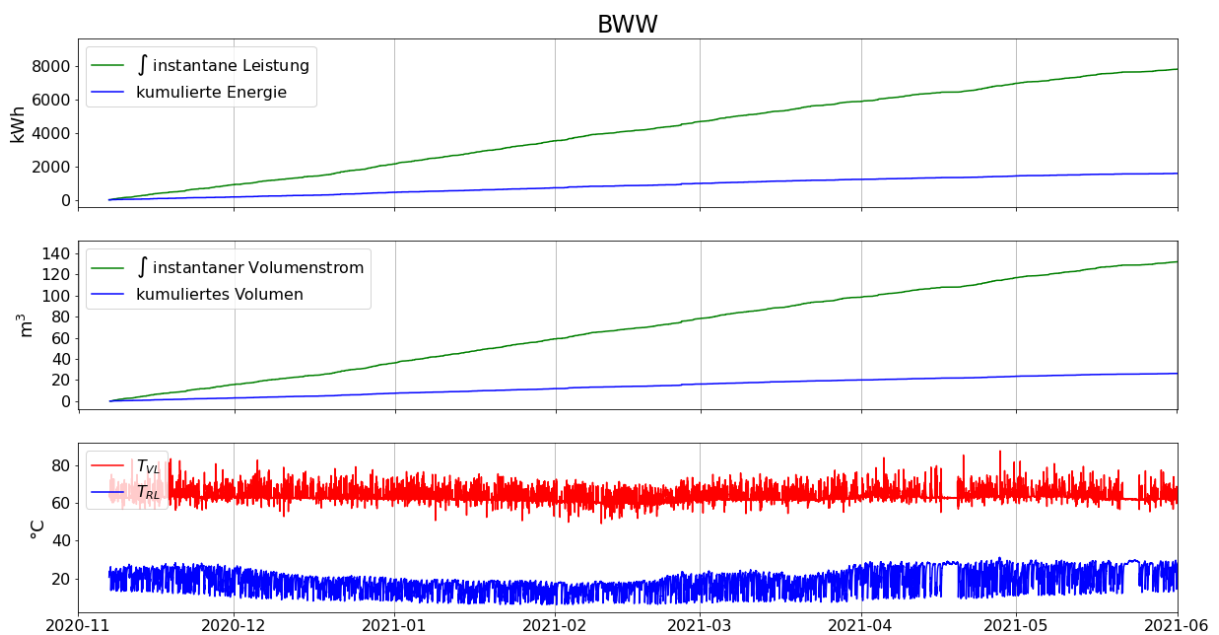


Abbildung 20: Oben: Kumulierter Energiebezug, Mitte: kumulierte Volumenumwälzung, unten: Vor- und Rücklauftemperaturen gemessen vom Wärmehähler im BWW-Kreislauf, zwischen November 2020 und Mai 2021.

Dass das kumulierte Volumen die plausible Messgrösse darstellt, zeigt sich auch beim Grössenvergleich der Bezüge. Während der kumulierte Bezug im Schnitt einem Warmwasserbezug von 70 L pro Person pro Tag entspricht (im Winter 2020/21 wohnten erst 2 Personen im Haus), entspricht die Integration der instantanen Volumenströme einem Bezug von rund 340 L pro Person pro Tag, was stark von den in SIA 385 definierten Normwerten von 50 bis 60 L abweicht.



## Wärmezähler Solarkreislauf

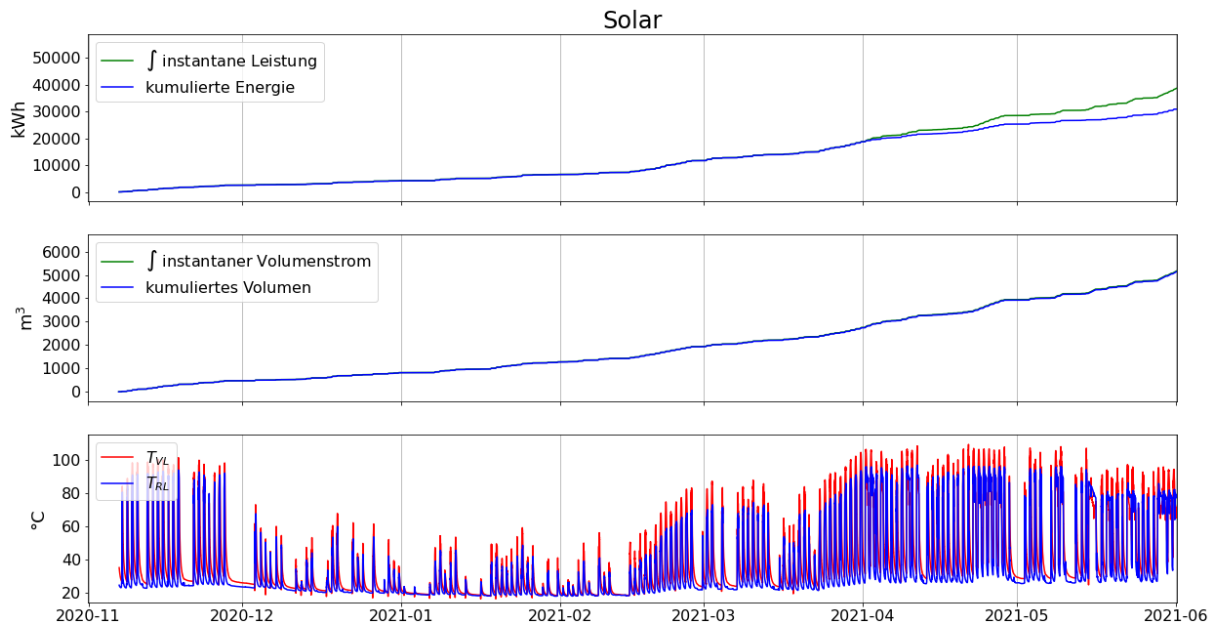


Abbildung 21: Oben: Kumulierter Energiebezug, Mitte: kumulierte Volumenumwälzung, unten: Vor- und Rücklauftemperaturen gemessen vom Wärmezähler im Solarkreislauf, zwischen November 2020 und Mai 2021.

Abbildung 21 zeigt wiederum dieselben drei Diagramme für den Wärmezähler im Solarkreislauf. Die einzige Diskrepanz zwischen den instantanen und den kumulierten Werten tritt bei der Wärmemenge ab April auf. Der Grund dafür ist, dass das Rechenwerk nur ein Wärmemodul und kein Kältemodul beinhaltet, weshalb keine negativen Werte aufgezeichnet werden können. Ab April setzt die nächtliche Rückkühlung über die Kollektoren ein, wodurch eine negative Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf auftritt, die aber als positiver Wert aufgezeichnet wird. Ebenso wird eine positive thermische Leistung aufgezeichnet, die aber in der kumulierten Energie nicht addiert wird. Somit ist auch die Kurve der kumulierten Energie nicht korrekt, da sie die Leistung der Rückkühlung auch nicht subtrahiert. Abbildung 22 zeigt diese Diskrepanz. Grün und Blau sind dieselben Kurven wie in Abbildung 21. Gelb ist die Integration aller tagsüber auftretenden Wärmeleistungen zwischen 10 und 18 Uhr und bildet die blaue Kurve wie erwartet ab. Orange zieht zusätzlich die Leistungen zwischen 18 Uhr und 10 Uhr ab und entspricht dem eigentlich korrekten Verlauf. Da für die Energiebilanz im Winter nur die Monate November bis März betrachtet wird, spielt die Diskrepanz ab April keine Rolle.



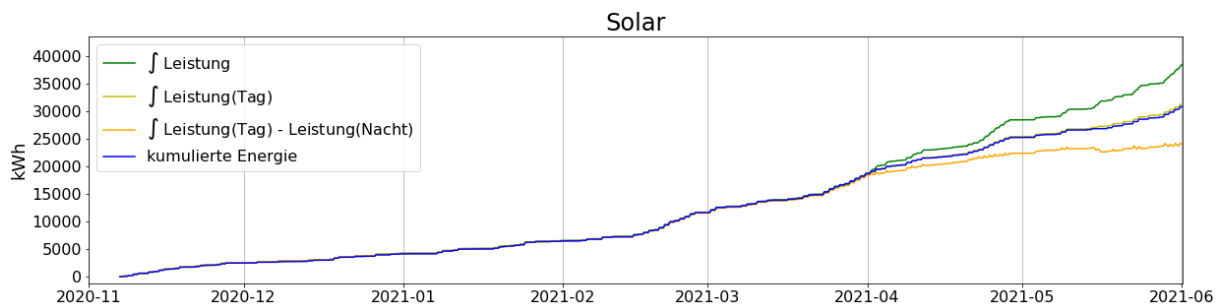


Abbildung 22: Kumulierter Energiebezug des Solarkreislaufs von November 2020 bis Mai 2021. Die blaue Kurve zeigt den vom Wärmehähler geschriebenen kumulierten Energiebezug, die grüne Kurve die Integration aller geschriebenen Wärmeleistungen, die gelbe nur die am Tag geschriebenen und die orange wertet zusätzlich alle in der Nacht geschriebenen als negativ.

Die Temperaturmessungen sehen plausibel aus und stimmen während den Zeiten, in denen die Pumpe läuft, gut mit den Messungen von Jenni Energietechnik AG überein. Ausserhalb der Betriebszeiten findet aufgrund unterschiedlicher Sensorpositionen ein unterschiedlich schnelles Abklingen statt. Abbildung 23 zeigt repräsentativ einen solchen Zyklus.

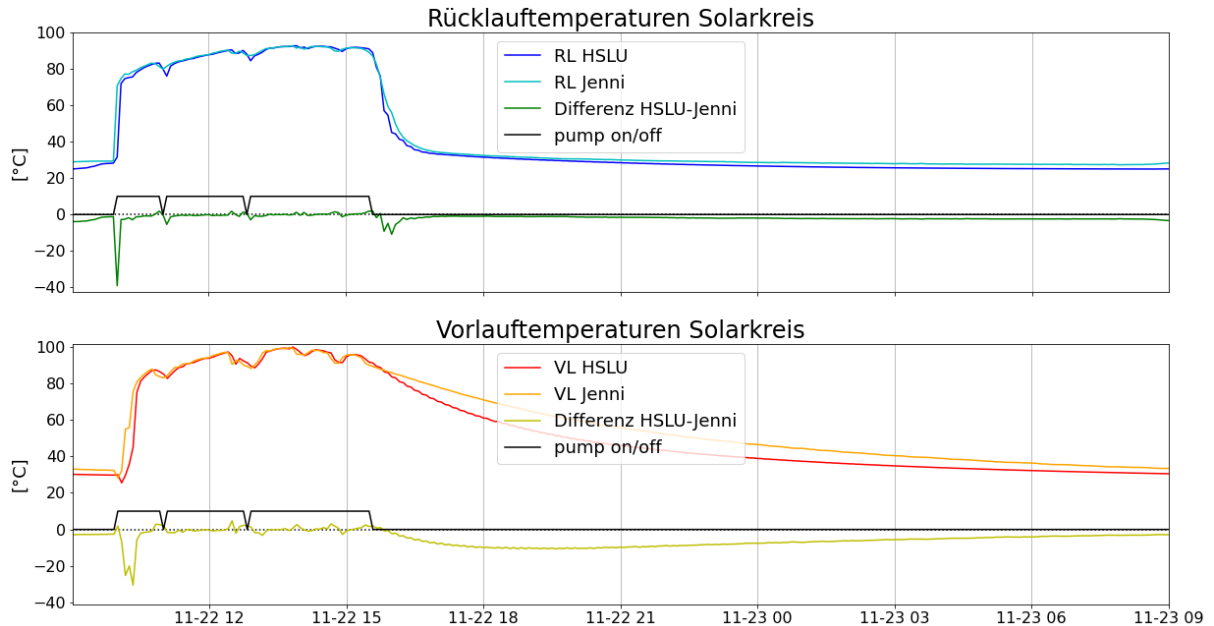


Abbildung 23: Verlauf der Rücklauftemperaturen (oben) und der Vorlauftemperaturen (unten) der Messungen durch die HSLU und durch Jenni Energietechnik AG. Die schwarze Linie zeigt die Schaltung der Pumpe.

#### 4.1.5 Energiebilanz

Um die Performance des Speichers zu beurteilen, müssen nebst den Energiebezügen durch Heiz- und Brauchwarmwasser und dem Solareintrag auch die Speicherverluste bestimmt werden. Die Energiebezüge, -einträge und -verluste wurden alle separat ermittelt. Zu jedem



Zeitpunkt addiert und kontinuierlich über die Zeit aufsummiert sollten sie im Idealfall die Ladezustandskurve reproduzieren.

### **Solareintrag**

Die Werte für den Solareintrag wurden direkt vom Wärmehähler genommen (kumulierte Energie).

### **Wärmebezug Heizung**

Da die Energiewerte des Wärmehählers aufgrund der fehlerhaften Temperaturmessungen nicht brauchbar sind, wurden zur Berechnung des Heizwärmebezugs die von Jenni Energietechnik AG gemessenen Vor- und Rücklauftemperaturen genutzt. Um den resultierenden Wärmebezug zu überprüfen, wurde zudem über die Volumenstrom- und Temperaturmessungen an den Heizwasserstutzen ebenfalls eine Bilanz erstellt.

Als zusätzliche Referenzgrösse wurde der Heizwärmebedarf abgeschätzt. Dazu wurde der Minergie-Zertifizierungsberichts des ersten solaren Mehrfamilienhauses der Jenni Energietechnik AG in Oberburg genutzt, da für das Gebäude in Huttwil keine solche Zertifizierung vorgenommen wurde. Im Bericht wurde der Wärmebedarf für jeden Monat abgeschätzt. Da es sich um denselben Gebäudetyp handelt, sollte der Bedarf des Gebäudes in Huttwil in derselben Grössenordnung ausfallen. Der angegebene monatliche Bedarf mit der Wohnfläche von 1200 m<sup>2</sup> multipliziert, ergibt einen Wärmebedarf von 9.6 MWh.

### **Wärmebezug BWW**

Die Werte für den Wärmebezug durch das Brauchwarmwasser wurden direkt vom Wärmehähler genommen (kumulierte Energie).

### **Wärmeverluste**

Die Wärmeverluste wurden anhand der Temperaturdifferenz über die Wärmedämmung (Temperatursensoren an der Stahlwand  $T_i$  und an der Aussenseite der Dämmung  $T_a$ ) bestimmt. Für die Dämmung mit Glaswolle wurden folgende Werte benutzt:

Wärmeleitfähigkeit:  $\lambda_{GW} = 0.045 \frac{W}{mK}$

Dicke:  $\delta_{GW} = 270 \text{ mm}$

Innerer Radius:  $r_i = 1.9 \text{ m}$

Der Speicher wurde als perfekter Zylinder angenommen und in zehn gleich grosse Schichten mit den jeweiligen Temperaturen an Innen- und Aussenseite der Dämmung unterteilt. Für den Wärmestrom über die Mantelflächen wurde die Formel für Wärmeleitung durch dickwandige Zylinder verwendet, wobei  $H$  die Höhe der Schicht  $n$  bezeichnet:

$$\dot{Q}_n = 2\pi \cdot \lambda_{GW} \cdot H_n \cdot \frac{T_i - T_a}{\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)}$$



Bei der obersten und untersten Schicht wurden Deckel bzw. Boden als flache, kreisförmige Scheiben angenommen. Die Wärmeleitung wurde über die Temperaturdifferenz der zwei angrenzenden Segmente der Mantelfläche und die Wärmeleitung durch eine ebene Platte berechnet:

$$\dot{Q}_n = r_i^2 \pi \cdot \lambda_{GW} \frac{T_i - T_a}{\delta_{GW}}$$

#### 4.1.6 Plausibilisierung

Um die Genauigkeit der Energiebilanz zu überprüfen, wurde als Referenz die Ladezustandskurve des Speichers anhand der Speichertemperaturen wie folgt ermittelt. Der Speicher wurde als perfekten Zylinder angenommen und in zehn volumetrisch gleich grosse Schichten mit einer homogenen Temperatur unterteilt. Die Ladezustandskurve wurde anhand der Temperaturen der Speicherschichten und temperaturabhängiger Dichte und Wärmekapazität bzgl. einer Referenztemperatur von 25°C berechnet.

Abbildung 24 zeigt die Ladezustandskurven, die anhand der Speichertemperaturen als Referenz (blau) bzw. ausgehend von einem initialen Ladezustand durch Bilanzieren der Energieströme (gelb) erzeugt wurden. Die Kurven wurden so übereinandergelegt, dass sie am 27. November denselben Ladezustand anzeigen. Die rote Linie zeigt die Differenz der beiden Kurven. Der Zeitraum wurde nur bis Ende März gewählt, da nachher durch die einsetzende Rückkühlung die Bilanz verfälscht wird.

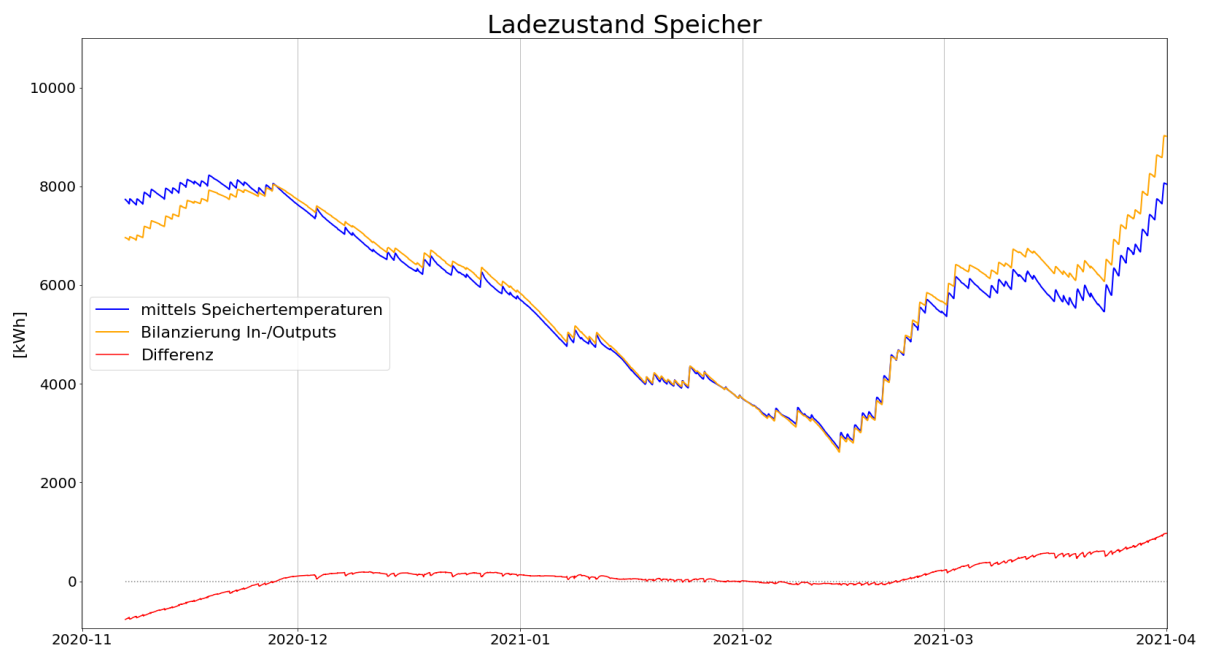


Abbildung 24: Verlauf der Ladezustandskurve (blau) und deren Reproduktion durch die Energiebilanz (gelb). Rot bildet die Differenz der beiden Kurven ab.



Zwischen Dezember und Februar bildet die Bilanzierung (gelb) den effektiven Ladezustand (blau) gut ab. Im November und im März führt sie zu einem stärkeren Anstieg der Kurve, weshalb die Differenz (rot) eine positive Steigung verzeichnet. Für dieses Verhalten gibt es folgende möglichen Erklärungen:

- Weil auf eine temperaturabhängige Betrachtung der Wärmeleitfähigkeit der Dämmung verzichtet wurde, werden die Wärmeverluste in Zeiten von hohen Speichertemperaturen (insb. hohe Temperaturen in den tiefen Schichten) als geringer berechnet als dies effektiv der Fall ist und die gelbe Kurve wiederum weniger stark gedämpft wird.
- Der Wärmehähler registriert in Zeiten von hohen Solarerträgen (hier November und März) signifikant höhere Erträge als effektiv stattfinden, weshalb die gelbe Kurve stärker ansteigt als die blaue.
- In diesen Perioden, in denen die Heizlast tief ist, wird der tiefe Heizwärmebezug unzureichend aufgelöst und so als geringer registriert als dies effektiv der Fall ist, weshalb der Anstieg der gelben Kurve weniger stark gedämpft wird.

Abbildung 25 vergleicht den vom Wärmehähler registrierten Solareintrag mit der Integration aller positiven Abschnitte der Ladezustandskurve. Es zeigt sich, dass Erklärung b) nicht plausibel ist, da der Wärmehähler sogar leicht tiefere Erträge registriert, als durch die Temperaturanstiege im Speicher aufgezeichnet werden.

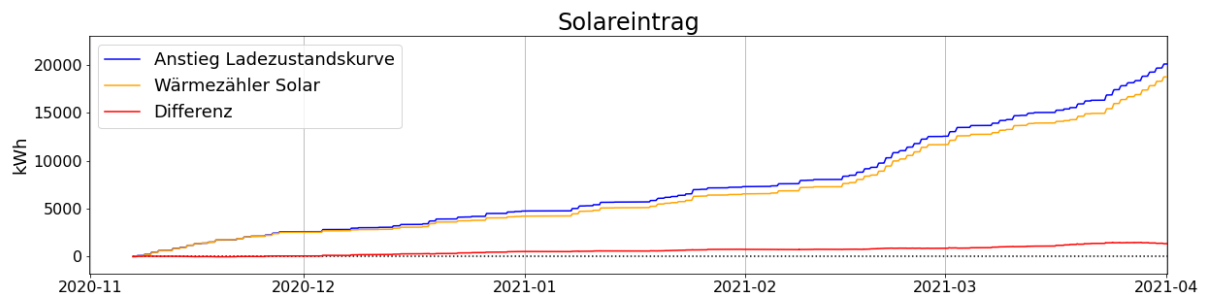


Abbildung 25: Vom Wärmehähler registrierter Solareintrag (gelb) und Aufsummierung aller positiven Abschnitte der Ladezustandskurve (blau), sowie die Differenz der beiden Kurven (rot).

Erklärung c) zu verifizieren ist schwierig, da die effektive Heizlast nicht bekannt ist. Allerdings wäre es im Fall einer unzureichenden Auflösung für kleine Bezüge wahrscheinlicher, dass insgesamt ein zu hoher Wärmebezug registriert wird als ein zu tiefer.

Erklärung a) wirkt plausibel, da die Wärmeleitfähigkeit von Dämmstoffen bei hohen Temperaturen zunimmt und deshalb die effektive Wärmeleitfähigkeit in Zeiten hoher Speichertemperaturen wahrscheinlich höher ist als der als konstant angenommene Wert. Den Einfluss dieses Effekts auf die Abweichung der beiden Kurven zu quantifizieren konnte aus Zeitgründen allerdings nicht realisiert werden.

Die Ungenauigkeit bei hohem Ladezustand ist aber insofern nicht problematisch, da für die Betrachtung des Speicherverhaltens die Entladungsperiode interessant ist. Am 27.11.2020 wurde der Speicher das letzte Mal vollständig geladen und am 22.02.2021 konnten die



obersten Speicherschichten wieder das erste Mal geladen und so die Entladung abgefedert werden. Die kritische Phase, die der Speicher also überbrücken musste, befindet sich zwischen diesen zwei Daten, in denen die Energiebilanz gut mit dem Ladezustand übereinstimmt.

Als Quervergleich dafür, dass die berechneten Speicherverluste realistisch sind, wurden zwei Berechnungen gemacht. Zum einen wurde die Entladung der obersten drei Speicherschichten (Schicht 8-10) betrachtet, welche einen nahezu linearen Abfall verzeichnen (s. Abbildung 13), der hauptsächlich durch direkte Verluste über die Speicherhülle verursacht wird. Im Zeitraum vom 01.12.2020 bis 01.01.2021 verzeichnet die zweitoberste Speicherschicht (Schicht 9; die wurde genommen, weil die oberste Schicht durch die Deckelfläche nicht repräsentativ für die restlichen Schichten ist) eine durchschnittliche Entladung von 130 W. Der berechnete Wärmestrom anhand der Temperaturdifferenz über die Wärmedämmung war in diesem Zeitraum durchschnittlich 128 W.

Als zweiter Quervergleich dient die Bilanz über das gesamte Speichervolumen und die gesamte Entladungsperiode. Die Integration der Wärmeverluste über diese Periode betrug 2192 kWh, während die Bilanzierung (Entladung des Speichers plus Solareintrag, minus Entladung durch BWW- und Heizwasserbezug) Verluste von 2216 kWh ergibt.

Als Quervergleich für die bezogene Heizwärme dienten die Volumenstrom- und Temperaturmessungen an den Heizwasserstutzen. Über diese ergibt sich im selben Zeitraum ein Bezug von 8628 kWh, während durch die Bilanz anhand der Volumenmessungen im Wärmezähler und den Temperaturdaten von Jenni Energietechnik AG der Wärmebezug mit 8086 kWh, 6.3 % tiefer liegt. Für beide Fälle wurden Wärmekapazität und Dichte konstant als  $4180 \frac{J}{kgK}$  und  $995 \frac{kg}{m^3}$  angenommen, was den Werten bei 30°C entspricht.

Abbildung 26 zeigt die kumulierten Energien des Solareintrags (positiv) und den drei Entladungsmechanismen (negativ) über die Entladungsperiode.

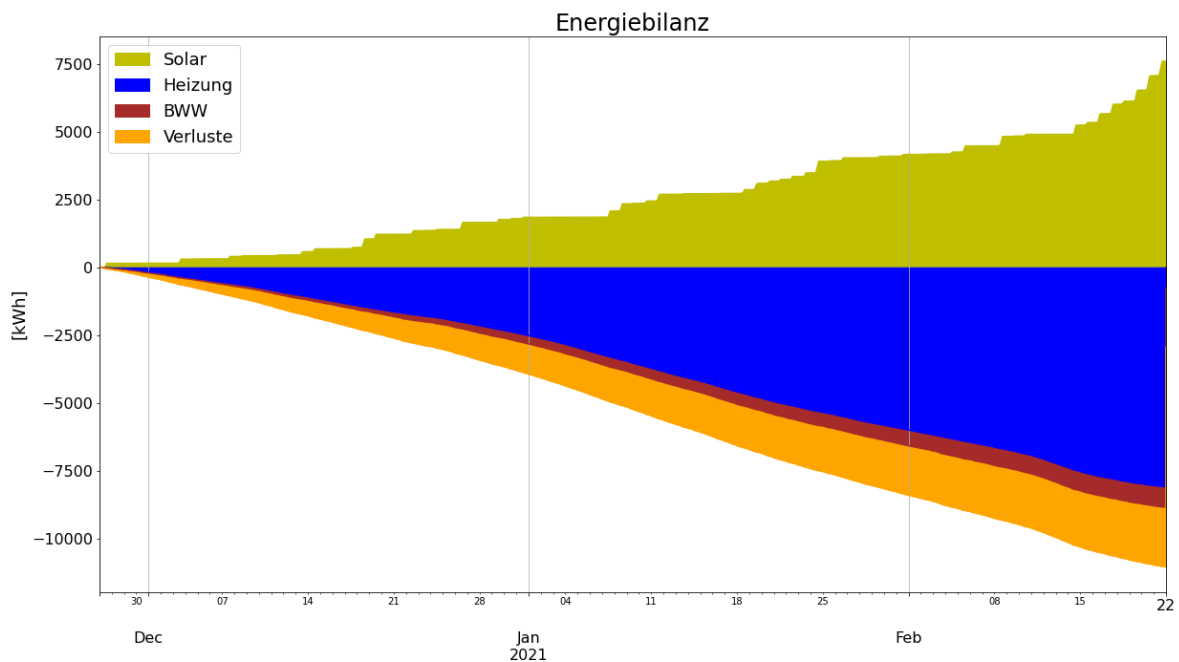


Abbildung 26: Kumulierte Energien des Solareintrags (positiv) und der Entladung (negativ; gestapelt) durch die Heizung (blau), den BWW-Bezug (braun) und die Verluste (orange) in der Entladungsperiode vom 28.11.2020 bis 22.02.2021.

Es zeigt sich, dass der grösste Teil der Entladung auf den Heizwasserbezug entfällt. Abbildung 27 zeigt die Entwicklung des prozentualen Anteils, den die drei Mechanismen an der gesamten kumulierten Entladung haben.

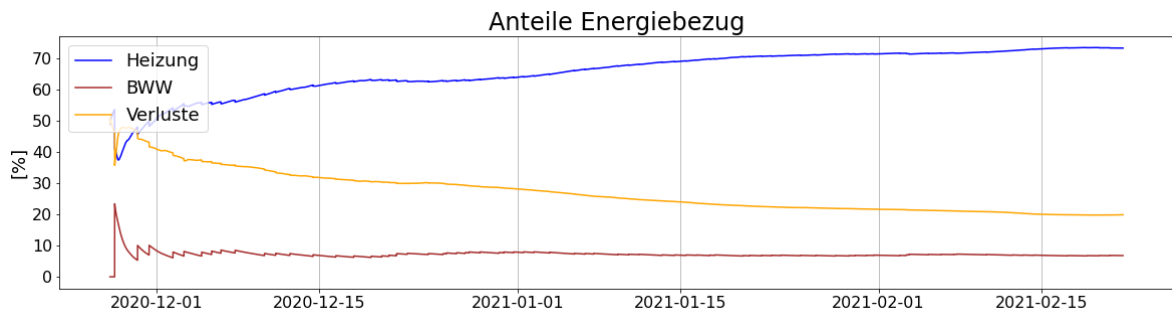


Abbildung 27: Prozentualer Anteil der drei Entlademechanismen an der gesamten, kumulierten Entladung.

Zu Beginn, bei hohen Speichertemperaturen und geringerem Heizwärmebedarf, machen die Verluste rund die Hälfte der Entladung aus. Über die ganze Periode betrachtet macht deren Anteil aber nur rund 20 % aus, der Heizwärmebezug ungefähr 70 % und der BWW-Bezug konstant etwa 10 %. Da nur eine Wohnung von zwei Personen bewohnt war, sind der Heizwärmebezug und insbesondere der BWW-Bezug nicht repräsentativ. Beide würden bei voller Belegung höher ausfallen, wobei der BWW-Bezug anteilmässig mehr ausmachen wird, da er ungefähr proportional zur Personenzahl ansteigt.

Es ist somit zu erwarten, dass die Speicherverluste bei voller Belegung weniger als der momentanen 20 % der Entladung ausmachen werden, da die anderen beiden Mechanismen stärker ins Gewicht fallen und zudem der stärkere Temperaturabfall zu geringeren Verlusten führt.



## 4.2 Plausibilisierung der Simulation mit Messdaten

Aufgrund der Teilbelegung mit nur einer, von zwei Personen bewohnten, Wohnung können die gemessenen Lasten für Warmwasser nicht zur Validierung der simulierten Lasten verwendet werden. Obwohl das ganze Gebäude beheizt wurde, ist auch unklar, inwiefern das Fehlen von internen Lasten durch Benutzer, das fehlende Verschattungs- und Lüftungsverhalten oder ggf. auch noch Effekte der Bautrocknung den benötigten Heizwärmebedarf beeinflusst haben. Dennoch liegt der für 2021 gemessene Raumwärmebedarf mit 12.3 MWh ähnlich hoch wie der simulierte Bedarf von 10.2 MWh (wobei die Heizgradstunden zwischen Simulation und gemessener Aussentemperatur bei einer Heizgrenze von 14 °C um weniger als 1 % abweichen). Weil aufgrund der fehlenden Bewohner im zum Teil leerstehenden realen Gebäude auch von weniger internen Gewinnen ausgegangen werden kann, scheint die um ca. 20 % höhere Heizlast plausibel und es kann von einer realistischen Implementierung des Gebäudes ausgegangen werden.

Für die durchgeführten Simulationen wird aber vor allem das Verhalten des Speichers als wichtig erachtet. Weil das verwendete plug-flow Modell hier erstmals als saisonalen Speicher in einem Gebäude verwendet eingesetzt wurde, ist ein Vergleich zur Validierung mit den vorhandenen Messdaten wichtig. Dazu wurden die im Abschnitt 4.1 beschriebenen Messdaten für die Integration in die Simulation aufbereitet und die simulierten Bezüge und Beladungen des Speichers inklusive der Beladeeinrichtung und deren Steuerung durch gemessene Daten ersetzt. Dazu wurden die Messdaten auf den Simulationszeitschritt von 2 min interpoliert. Wie oben beschrieben, war der Wärmemengenzähler für den Warmwasserbezug von zwei Bewohner zu gross dimensioniert und die Wärmemengen wurden in Schritten von 10 kWh geloggt. Weil diese Energiemenge in einem Simulationszeitschritt von 2 min zu unrealistisch hohen Volumenströmen/Leistungen führen würde, wurden diese jeweils mit einem typischen Duschbezug von 9 l/min auf mehrere Zeitschritte verteilt.

Gleich wie für die Bilanzierung der Wärmemengen, wurde der über die Temperaturmessungen und die Volumenströme der einzelnen Stutzen ermittelte Heizwärmebedarf an Stelle des Wärmemengenzählers der Heizung verwenden (siehe Abschnitt 4.1.5).

Weil die Rückkühlung des Speichers über die Kollektoren nicht gemessen wurde und auch in der Simulation nicht implementiert wurde, können aus einem Vergleich der Sommermonate keine Erkenntnisse gewonnen werden. Dieser Abschnitt mit überschüssiger Solarwärme ist für das Verhalten des Systems aber auch wenig relevant und somit ein Vergleich von Simulation und Messung von geringem Interesse. Für die Validierung wurde daher auf den Zeitabschnitt von ca. Mitte Nov. bis Ende März fokussiert, indem der Saisonspeicher ausgekühlt und wieder erwärmt wird.

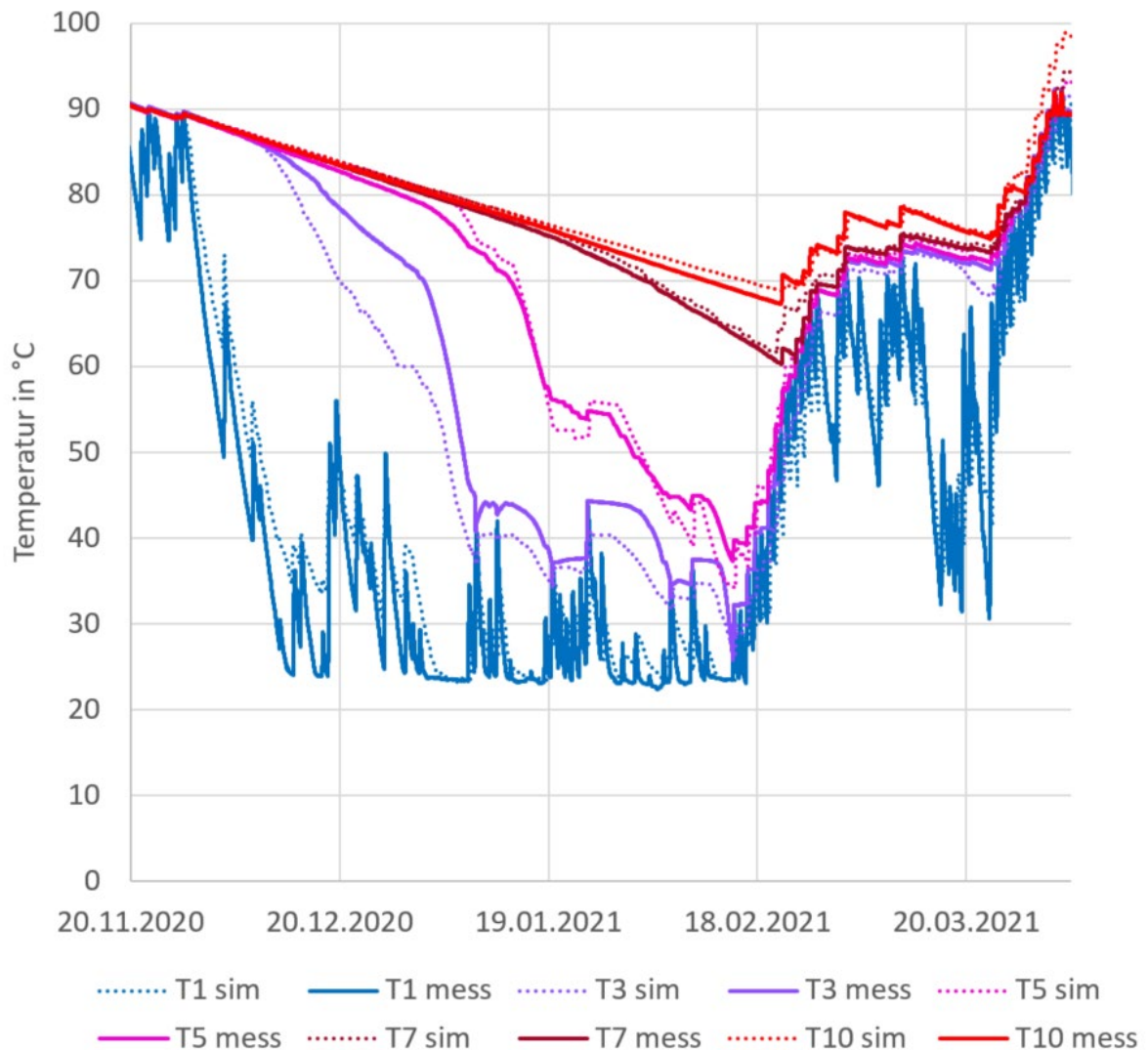


Abbildung 28: Vergleich der gemessenen und durch Simulation mit den gemessenen Lasten ermittelten Speichertemperaturen.

In Abbildung 28 werden die auf Basis der gemessenen Bezüge simulierten Speichertemperaturen mit den gemessenen Speichertemperaturen auf unterschiedlichen Höhen verglichen. Dabei resultiert bei Messung und Simulation ein sehr ähnlicher Temperaturverlauf. Dennoch bestehen gewisse Abweichungen, welche folgendermassen erklärt werden können:

- Das oberste Speichervolumen kühlt in der Praxis leicht schneller aus als in der Simulation. Eine Ursache dafür könnte die Parametrisierung der Verluste/Wärmedämmung des Speichers sein, welche eine Temperaturabhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials nicht berücksichtigt. In der Realität weisen Dämmmaterialien wie die hier verwendete Glaswolle eine mit steigender Temperatur abnehmende Dämmwirkung auf. Dieser Effekt führt in der Simulation zu einer Unterschätzung der Verluste bei hohen Temperaturen. Im Gegensatz dazu, werden





die Verluste bei der Abschätzung aus den Messdaten aufgrund desselben Effektes unterschätzt (siehe Abschnitt 4.1.5). Es ist also davon auszugehen, dass die realen Verluste während der relevanten Periode von Ende Nov bis Ende Februar in der Simulation um ca. 280 kWh unterschätzt, und in der Abschätzung in Abschnitt 4.1.5 überschätzt werden.

- Im untersten Speichervolumen sinken die Temperaturen in der Simulation etwas weniger rasch und steigen im Frühling langsamer an. Dieser Abschnitt wird vor allem durch den Warmwasserwärmetauscher (Tank in Tank) entladen und durch den Solarwärmetauscher beladen. Es ist davon auszugehen, dass in der Realität auch innerhalb des Tank-in-Tank Wärmetauschers eine Schichtung stattfinden kann, welche durch das Modell nur unzureichend abgebildet wird. Diese interne Schichtung führt dann auch zu einer besseren Schichtung im Saisonspeicher.
- Im Gegensatz dazu wird das mittlere Speichervolumen hauptsächlich durch die Stutzen der Gebäudeheizung entladen. Dies führt in der Simulation zu einer sehr guten Schichtung, welche wohl etwas besser ist als in der Realität. In Abbildung 28 zeigt sich diese schärfere Temperaturschichtung durch einen steileren Abfall der simulierten Temperaturkurven auf mittlerer Höhe.

### 4.3 Simulation Referenzsystem

Mit den in Abschnitt 3 beschriebenen Systemmodellen wurden Simulationen durchgeführt mit dem Ziel, das in Huttwil installierte System bei typischen Rahmenbedingungen abzubilden. Die Jahressimulation wurde anfangs des Monats September gestartet und die Speichertemperatur auf 90 °C initialisiert. Ein System kann in dieser Betrachtungsweise als thermisch autark bezeichnet werden, falls alle Wärmeverbräuche gedeckt werden und die mittleren Speichertemperaturen zum Ende der Simulation wieder auf die Anfangswerte zu liegen kommen.

Die in Abschnitt 3.3.2 beschriebene Modellierung des Gebäudes sowie die Benutzerprofile des Referenzmehrfamilienhauses führen zu einem jährlichen Raumwärmebedarf von 10.2 MWh, wie in Abbildung 29 zu sehen ist. Dies entspricht bei einer beheizten Wohnfläche von 1080 m<sup>2</sup> einem Wärmebedarf von 9.4 kWh/(m<sup>2</sup>a) und liegt leicht unter dem gemessenen Raumwärmebedarf des ersten Winters mit nur zwei Bewohnern in Huttwil. Aufgrund der Unterbelegung der vermessenen Anlagen in Huttwil kann eine genauere Validierung und gegebenenfalls Anpassung dieser Werte nicht vorgenommen werden. Die Temperaturverläufe des Jenni Standardsystems (nur Solarthermie und Speicher) sind aber mit den Messdaten aus den Oberburger MFH vergleichbar.

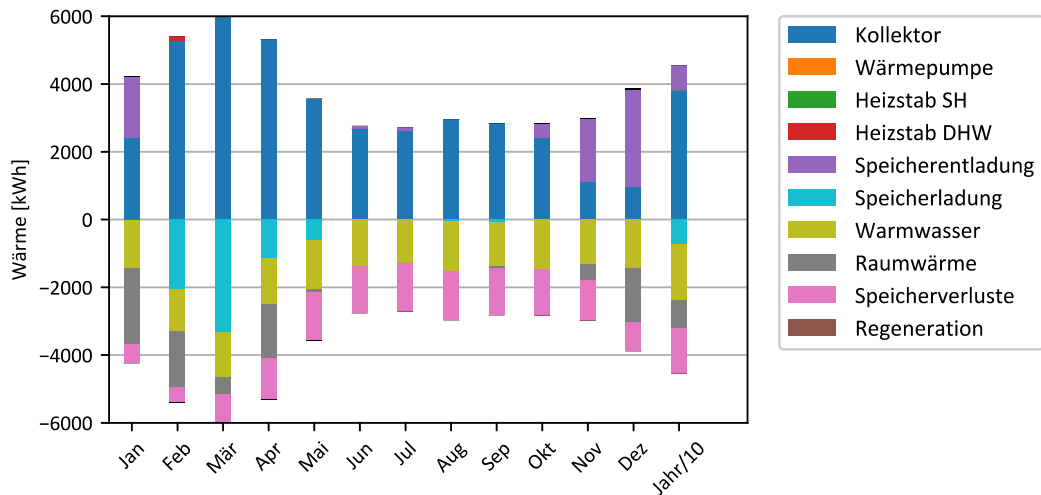


Abbildung 29: Simulierte Energiebilanz des Standardsystem mit Solarthermie und Speicher.

In Abbildung 30 werden die simulierten Temperaturverläufe gezeigt, wobei die geforderten 55 °C Warmwassertemperatur gerade knapp unterschritten wird. Um Warmwasser auf der geforderten Temperatur zur Verfügung zu haben, wird in der Simulation zusätzlich nachgeheizt. Dazu werden für das Standardsystem ca. 140 kWh, also lediglich 0.5 % des Gesamtwärmebedarfs, benötigt. Dies entspricht den Erfahrungen aus dem Betrieb ähnlicher MFH der Firma Jenni in Oberburg bei Burgdorf, bei denen je nach Benutzerverhalten oder Wetterverlauf die 100 % solare Deckung manchmal erreicht und manchmal knapp nicht erreicht werden.

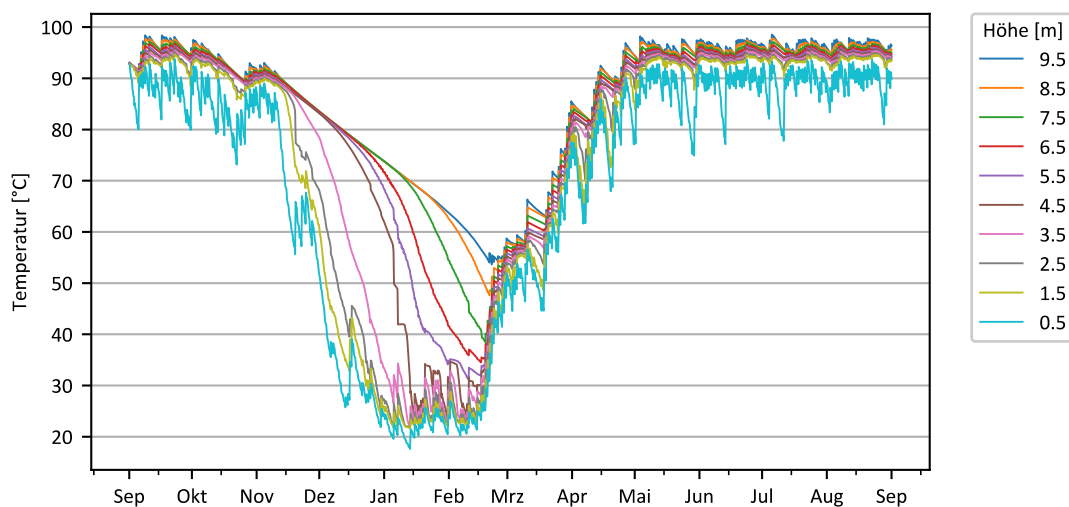


Abbildung 30: Temperaturen des Speichers in der Simulation ohne Wärmepumpeneinbindung, mit 160 m<sup>2</sup> Kollektorfläche.



## 4.4 Systemoptimierung

### 4.4.1 Optimierung der solarthermischen Regelung

Bereits im Projekt OPTSAIS wurde festgestellt, dass die Reduktion des Volumenstroms in der Solarthermieanlage auf "low-flow" eine Verringerung des Speichervolumens von 30-40 % erlaubt<sup>19</sup>. Nachfolgend wurden daher unterschiedliche Regelstrategien mit der Standardregelung verglichen. Untersucht wurden folgende Regelungen:

1. Standardregelung: Betrieb mit ca. 40 l/(hm<sup>2</sup>), bei einem seriellen Betrieb aller Wärmetauscher im Speicher verringert sich der Volumenstrom aufgrund des erhöhten Druckverlusts auf ca 25 l/(hm<sup>2</sup>).
2. Low-flow Regelung mit einem Volumenstrom von 12.5 l/(hm<sup>2</sup>).
3. Umschaltung zwischen low-flow (12.5 l/(hm<sup>2</sup>)) im Winter und Standardregelung (bis ca. 40 l/(hm<sup>2</sup>)) im Sommer.

#### **Ganzjähriger low-flow Betrieb**

Die Simulationen mit den hier verwendeten Modellen haben die Resultate aus dem Projekt OPTSAIS weitgehend bestätigt, wobei hier weniger grosse Einsparungen ermittelt wurden. Ein wichtiger Grund dafür könnte sein, dass aufgrund von aktuellen Änderungen der SIA 385/1<sup>20</sup> mit einer benötigten Warmwassertemperatur von lediglich 55 °C gerechnet wurde. Im Projekt OPTSAIS wurde hingegen eine Warmwassertemperatur von mindestens 60°C gefordert.

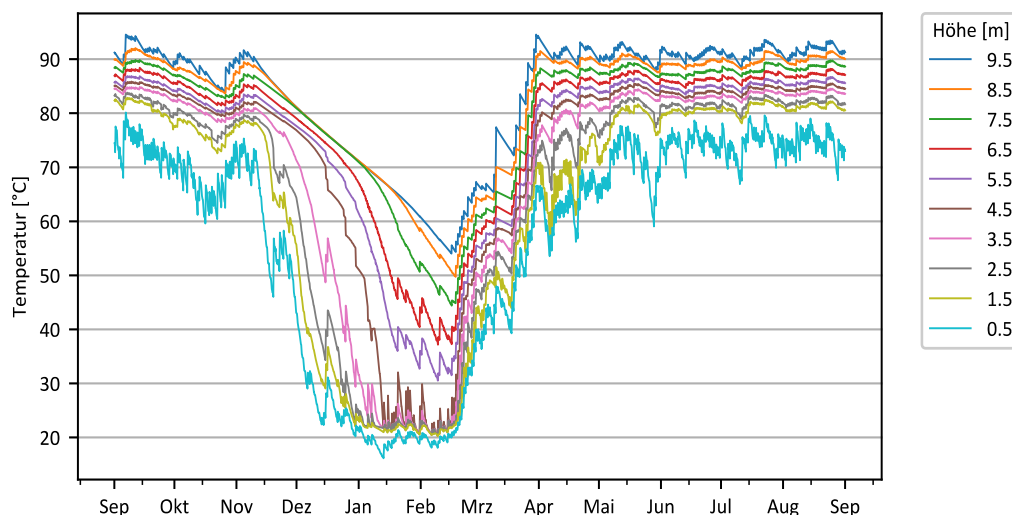


Abbildung 31: Simulierter Speichertemperaturverlauf mit low-flow Betrieb der Solarthermieanlage (Speichervolumen 110 m<sup>3</sup>).

Das low-flow System kann früher hohe Temperaturen erreichen und den oberen Teil des Speichers beladen. Dadurch können 10 % des Speichervolumens eingespart werden (siehe Abbildung 33). Bei Betrachtung der Abbildung 31 fällt auf, dass aufgrund des durchgehenden low-flow Betriebs die Kollektortemperaturen im Sommer höher sind und auf Grund der



Ausschalttemperatur des Kollektors der Speicher nicht mehr vollständig durchgeladen wird. Die unteren Schichten im Speicher erreichen keine Temperaturen über 85 °C. Zur Erreichung einer höheren Speicherbeladung im Sommer wurde deshalb eine weitere Variante simuliert, in welcher zwischen low- und high-flow Betrieb umgeschaltet werden kann.

### **Umschaltung zwischen high- und low-flow Betrieb**

Das System läuft bei annähernd vollständig geladenem Speicher im high-flow Betrieb (ca. 40 l/(m<sup>2</sup>h) je nachdem wieviele Wärmetauscher durchflossen werden). Sobald die Temperatur zuunterst im Speicher unter 60 °C fällt, wird auf low-flow umgeschaltet (12.5 l/(m<sup>2</sup>h)). Dadurch werden dank low-flow im Winter höhere Vorlauftemperaturen erreicht, und es findet eine bessere Beladung des oberen Speichervolumens für Warmwasser statt. Gleichzeitig wird die Speicherkapazität Ende Sommer besser ausgenutzt, und das System startet mit einer höheren Wärmereserve in den Winter. In der Folge sinkt die Temperatur im oberen Bereich auch im Winter nicht unter 55 °C (bei 110 m<sup>3</sup> Speichervolumen), und das System kann seinen Wärmebedarf vollständig decken (Abbildung 32).

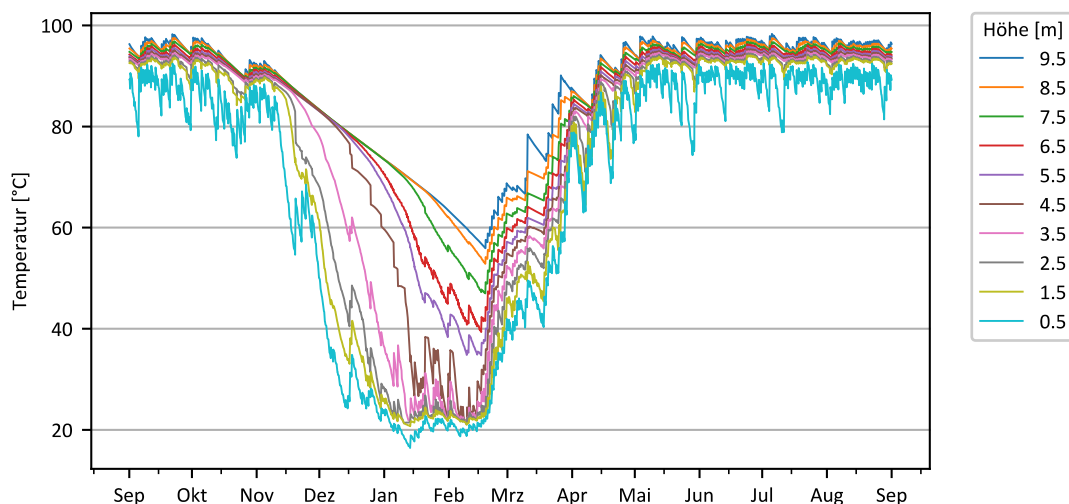


Abbildung 32: Simulierter Speichertemperaturverlauf mit Umschaltung zwischen low-flow und high-flow Betrieb in Abhängigkeit der Speichertemperatur (Speichervolumen 110 m<sup>3</sup>).

### **Vergleich des Nachheizbedarfs**

Um den Vorteil der optimierten Regelung aufzuzeigen, wurde der Nachheizbedarf der sich aus den drei Regelstrategien ergibt in Abbildung 33 miteinander verglichen. Dabei wurden verschiedene Speichervolumina simuliert. Das Standardsystem mit 110 m<sup>3</sup> Speichervolumen wird dazu als Referenzsystem verwendet. Dieses benötigt 140 kWh (ca. 0.5 %) zusätzliche Energie um seinen Wärmebedarf vollständig decken zu können. Mit einer low-flow Regelung könnte das Speichervolumen um mehr als 10 % verringert werden, ohne einen grösseren Nachheizbedarf als das Referenzsystem zu erreichen. Mit einer Umschaltregelung zwischen low- und high-flow, kann eine Reduktion um 20 % auf 88 m<sup>3</sup> erreicht werden, ohne dass mehr



Zusatzenergie benötigt wird als mit dem Referenzsystem. Alle weiteren Simulationen wurden daher mit dieser kombinierten "matched-flow" Regelung durchgeführt.

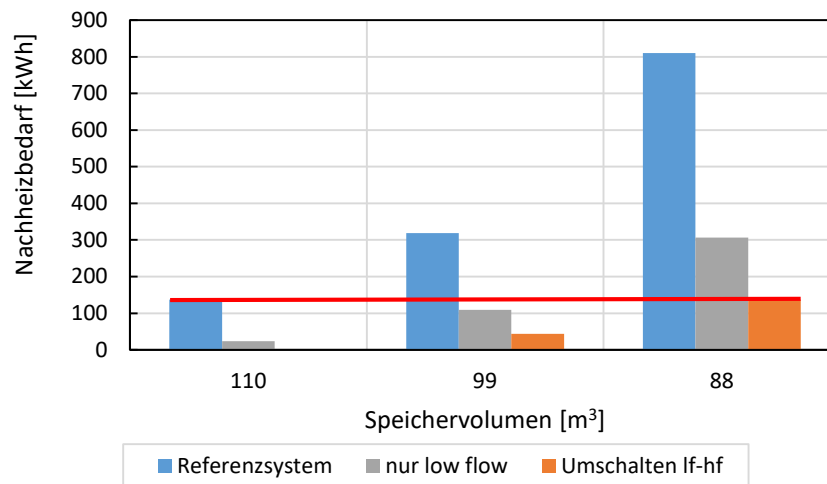


Abbildung 33: Vergleich des elektrischen Nachheizbedarfs in Abhängigkeit verschiedener Regelstrategien der Solarthermieanlage.

#### 4.4.2 Integration PV und Luft-Wasser-Wärmepumpe

Ausgehend vom optimierten Referenzsystem mit Umschaltung zwischen low-flow und high-flow wurde das System um eine PV gekoppelte Luft-Wasser-Wärmepumpe (WP) ergänzt und mittels Parameterstudie analysiert. Die nutzbare Dachfläche wurde bei 160 m<sup>2</sup> belassen und der PV-Dachflächenanteil sowie verschiedene WP-Leistungen variiert. Zudem wurde das Speichervolumen in 10 % Schritten reduziert. Alle Systeme, die ihren Speicher mit weniger als 140 kWh elektrischer Energie nachheizen mussten, werden dabei als "besser" angesehen als das Referenzsystem mit Standardregelung (Abbildung 34). Im Vergleich zu den Systemen mit optimierter Regelung konnte das Speichervolumen nicht weiter reduziert werden als die bereits durch matched-flow erreichten 20 %. Mit einer Reduktion um 30 % (auf 77 m<sup>3</sup>) wurde bei allen Systemkonfigurationen mehr Zusatzenergie gebraucht als beim Referenzsystem. Allerdings vermag das mit PV und Luft-Wärmepumpe erweiterte System zusätzlich zum Wärmebedarf auch einen Teil des elektrischen Haushaltsstromes zu decken und erreicht, in Abhängigkeit vom verwendeten PV-Anteil, eine elektrische Autarkie von bis zu 30 %. Aus wirtschaftlicher Sicht ist nebst einer grösstmöglichen Reduktion des Speichervolumens ein möglichst hoher PV-Anteil erstrebenswert (siehe Kapitel 4.5.2). Aus diesem Grund ist das System mit 88 m<sup>3</sup> Speicher, 38 % PV-Anteil und einer 30 kW Wärmepumpe besonders interessant, wobei aber die grosse Wärmepumpe zu zusätzlichen Kosten führt. Das System mit 88 m<sup>3</sup> Speicher, 25 % PV Anteil und lediglich einer 10 kW Wärmepumpe schneidet daher bezüglich Kosten besser ab. Ebenfalls erwähnenswert ist hierbei das System mit 56 % PV Anteil und einer 30 kW Wärmepumpe, welches zwar den Zusatzenergieaufwand des Referenzsystems leicht überschreitet, aber aufgrund des hohen PV-Anteils bezüglich elektrischer Energie und Kosten ebenfalls sehr attraktiv ist.

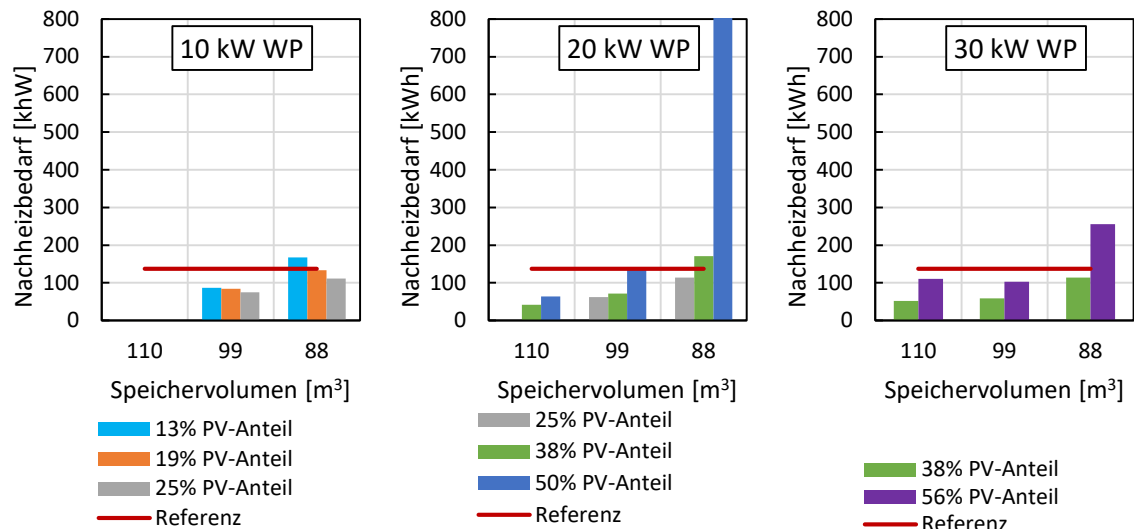


Abbildung 34: Nachheizbedarf der um PV und Luft-Wasser WP ergänzten Systeme mit unterschiedlichem Speichervolumen mit idealer WP-Regelung.

Dieselbe Parametervariation wurde ebenfalls mit einer beschränkten Regelung durchgeführt, bei der eine Modulation der Wärmepumpe auf weniger als 30 % der Nennleistung nicht zugelassen wurde. Weil dadurch auch im Winter nicht der ganze PV-Strom für den Betrieb der Wärmepumpe genutzt werden kann, fällt der Zusatzenergiebedarf gegenüber der idealisierten Regelung grösser aus, dies insbesondere bei den Varianten mit grosser Wärmepumpe (siehe Abbildung 35). Wie in Abschnitt 3.3.7 dargelegt wird, kann die Beschränkung auf 30 % der Nennleistung in der Praxis durch das Zulassen eines beschränkten Austausches mit den elektrischen Netz umgangen werden. Aus diesem Grund werden die Resultate mit idealisierter Regelung als eher praxisrelevant angesehen. Für die weiteren Varianten wird auf eine Darstellung der Resultate mit beschränkter Regelung verzichtet.

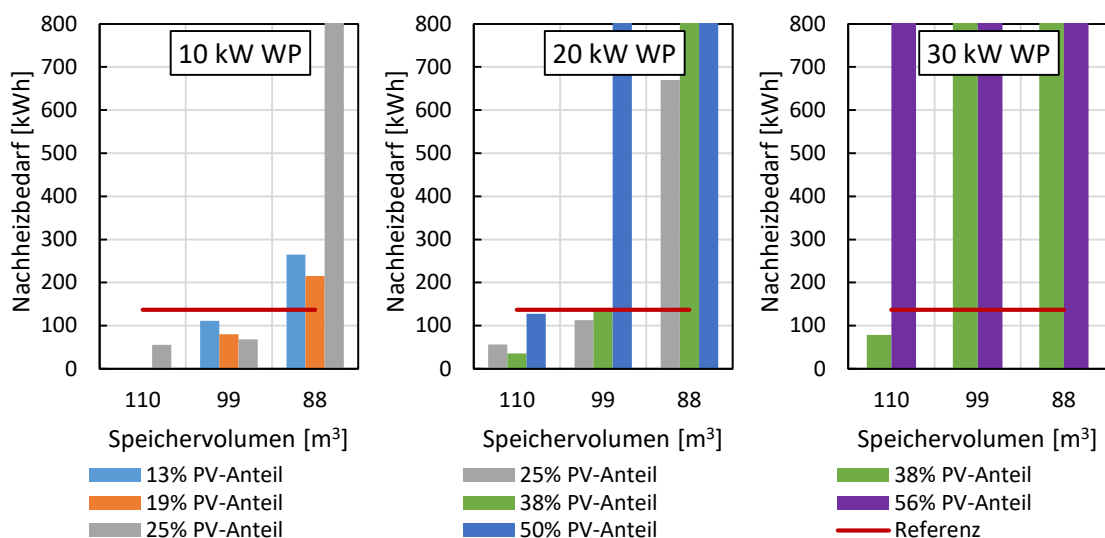


Abbildung 35: Nachheizbedarf der um PV und Luft-Wasser WP ergänzten Systeme mit unterschiedlichem Speichervolumen mit auf 30-100 % Nennleistung beschränkter Regelung.



### Detailbetrachtung Luft-Wasser-WP System

Die grösstmögliche Speichervolumenreduktion der Systeme mit Luft-Wasser-WP wird z.B. mit einer 30 kW WP und 38 % PV-Anteil erreicht. Die Abbildung 36 zeigt dessen Monats und Jahresenergiebilanz. Die Wärmepumpe läuft dabei vor allem in den Monaten Dezember bis März und liefert nur 10 % der Jahresenergie.

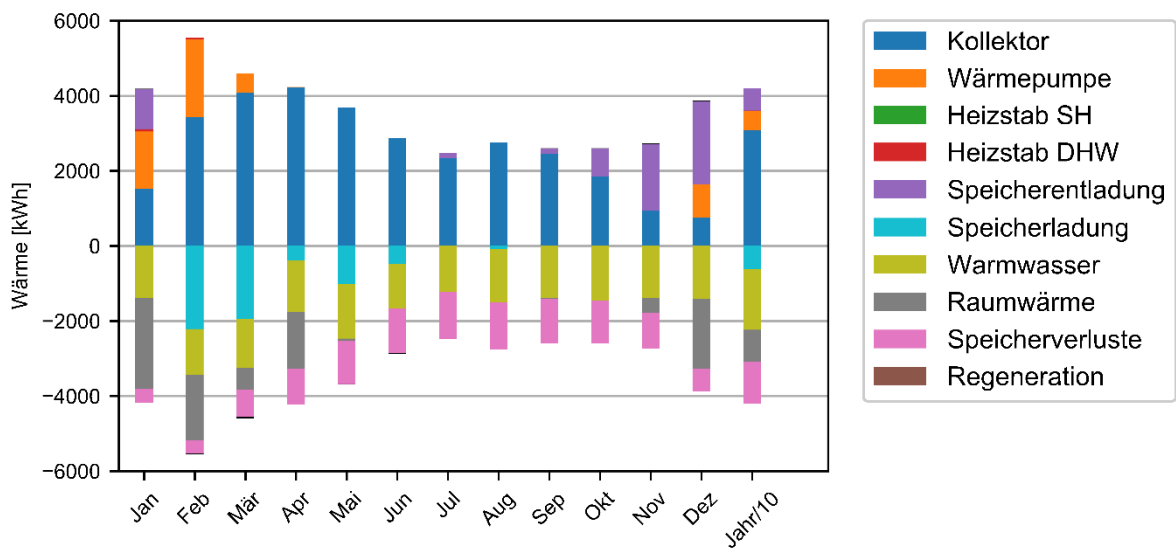


Abbildung 36: Simulierte Energiebilanz des Luft-Wasser WP Systems mit grösstmöglicher Speichervolumenreduktion.

Die Abbildung 37 zeigt den simulierten Temperaturverlauf auf unterschiedlichen Höhen im Speicher. Wie erwartet beginnt die Temperatur im Speicher mit Beginn der Heizsaison im November zu sinken. Im Februar war dabei, wie mit dem Referenzsystem, ein minimales Nachheizen nötig, als die Temperatur zuoberst im Speicher kurzzeitig unter 55 °C fiel. Mitte Februar beginnt die Temperatur im Speicher aufgrund vermehrter Solarerträge bereits wieder zu steigen, bis der Speicher im Sommer wieder vollständig aufgeladen wird. Im Gegensatz zum rein solarthermischen System in Abbildung 32 hat dieses System zwar eine kleinere Solarthermiefläche (120 m<sup>2</sup>), dies wird aber bei tiefen Speichertemperaturen (unter 65 °C) durch die Wärmepumpe kompensiert. Dadurch sind die Speicher der beiden Systeme bereits anfangs Mai wieder praktisch vollständig geladen.

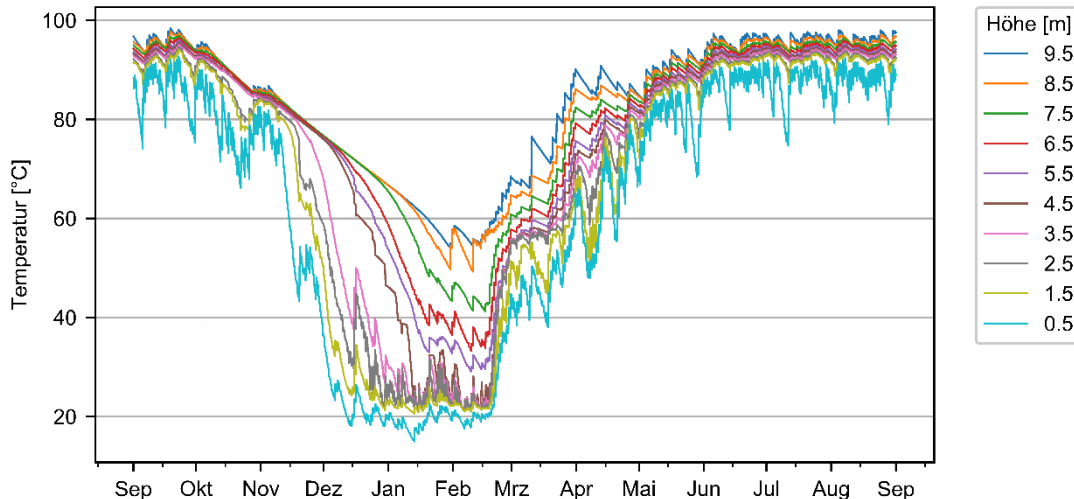


Abbildung 37: Simulierter Jahrestemperaturverlauf des Luft-Wasser WP Systems mit kleinstmöglichem Speichervolumen.

#### 4.4.3 Wärmepumpe mit Fundamentplatte als Quelle

Als Alternative zum konventionellen Luft-Wasser-WP System wurde die Verwendung einer Sole-Wasser-WP in Kombination mit einer thermischen Aktivierung der Gebäudefundamentplatte simuliert. Die thermisch aktivierte Fundamentplatte umfasst die gesamte Grundfläche des Gebäudes von 350 m<sup>2</sup>. Dabei wurde angenommen, dass die Fundamentplatte gegenüber dem Kellergeschoss wärmegeklämt ist. Bei diesem System muss die Fundamentplatte im Sommer aktiv regeneriert werden, um die Fundamentplatte und das darunterliegende Erdreich längerfristig nicht auszukühlen. Die Regeneration startet, sobald der Speicher vollständig geladen wurde und Überschusswärme der Solarthermieanlage zu Verfügung steht. Andere Strategien zur Erhöhung der Regenerationsgrades wären denkbar, wurden aber nicht näher untersucht. In Abbildung 38 wurde der maximal mögliche PV-Dachflächenanteil der Erdreichregenerationsrate gegenübergestellt. Die Regenerationsrate wird hier als das Verhältnis der an die Fundamentplatte abgegebene Solarenergie dividiert durch die, als Quelle für die Wärmepumpe, entzogene Energie definiert. Simuliert wurden verschiedene WP-Leistungen, kombiniert mit unterschiedlichen PV-Flächenanteilen. Weil die analysierte Wärmepumpe keine Temperaturen über 65 °C erzeugen kann, wird die Wärmepumpe im Sommer nicht mehr eingeschaltet. Somit erzeugt nur das Kollektorfeld, nicht aber das PV-Wärmepumpensystem, sommerliche Überschusswärme. Eine ausgeglichene Energiebilanz wurde bei einem PV-Anteil von maximal 50 % erreicht, was einer PV-Fläche von knapp 80 m<sup>2</sup> (14.4 kWp) entspricht. Mit einem höheren Anteil PV - und entsprechend weniger Solarthermie - reicht die sommerliche Überschusswärme nicht zur vollständigen Regeneration. Daher wurden in der weiteren Auslegung nur Systeme mit einem PV-Anteil von maximal 50 % berücksichtigt. Die PV-Fläche definiert wiederum die maximale mögliche Wärmepumpenleistung, denn bei einer zu geringen Fläche reicht die PV-Leistung nicht mehr aus um die WP im Nennbetriebspunkt zu betreiben.



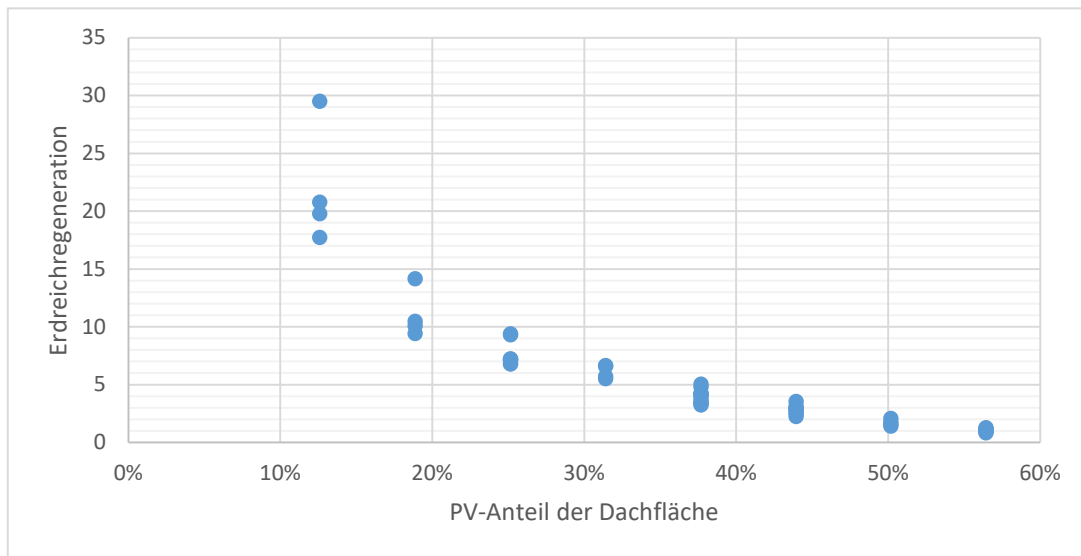


Abbildung 38: Simulierte Erdreichregenerationsfaktor im Verhältnis zum PV-Dachflächenanteil des um eine Fundamentplattenaktivierung und Sole-Wasser-WP erweiterten Systems.

Weiter muss die Grenztemperatur zwischen Fundamentplatte und Erdreich stets grösser als  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  sein, um keine Frostschäden an der Bausubstanz zu verursachen. Aufgrund der eher geringen PV-Flächen und der daraus resultierenden WP-Laufzeit ( $< 1'000\text{ h}$ ) war die Temperatur bei allen Systemen immer grösser als  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ , und diese Grenztemperatur war nie limitierend.

In Abbildung 39 wurde der Nachheizbedarf der Sole-Wasser-WP Systeme mit Fundamentplattenregeneration aufgetragen. Dies in Abhängigkeit unterschiedlicher Dachflächenanteile, WP-Leistungen und Speichervolumen. Im Gegensatz zu den Systemen mit Luft-Wasser-WP kann mit einer Sole-Wasser-WP und Fundamentplattenaktivierung das Speichervolumen nochmals weiter reduziert werden ( $-30\%$  gegenüber dem ursprünglichen Referenzsystem, d.h. auf  $77\text{ m}^3$ ). Bei grösserem PV-Dachflächenanteil können zwar auch WP mit höherer Leistung verwendet werden, allerdings kann damit das Speichervolumen maximal um  $20\%$  auf  $88\text{ m}^3$  verringert werden. Bei Systemen mit  $30\text{ kW}$  WP und  $56\%$  PV-Dachflächenanteil konnte das Erdreich nicht mehr vollständig regeneriert werden.

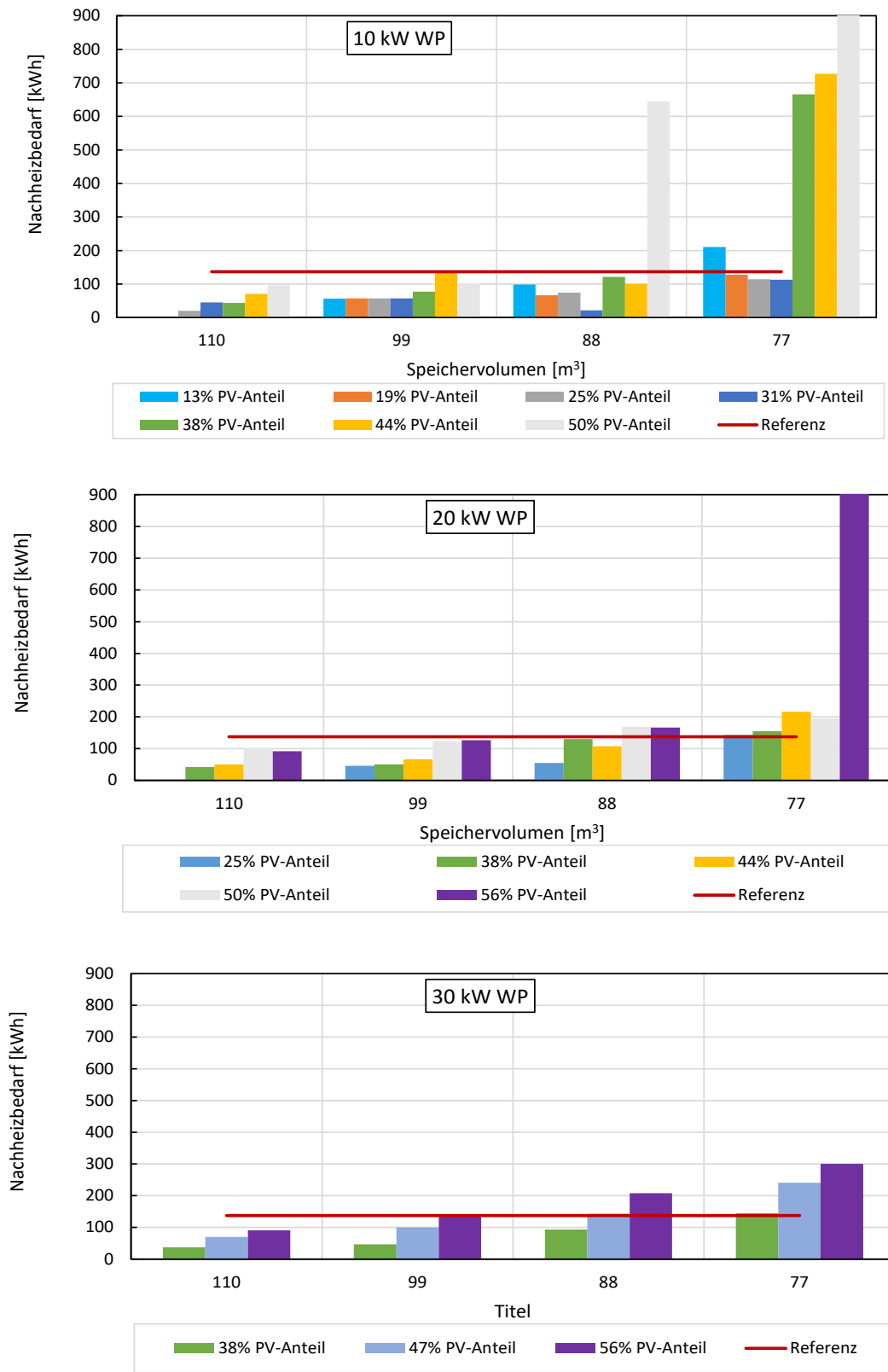


Abbildung 39: Nachheizbedarf verschiedener WP-PV Kombinationen mit Fundamentplattenaktivierung und reduziertem Speichervolumen.



### **Detailbetrachtung Fundamentplatten-WP System**

Aufgrund einer Parametervariation wurde ein System mit folgender Dimensionierung als vielversprechend für die nachfolgenden Betrachtungen ausgewählt:

- Kollektorfläche: 110 m<sup>2</sup>
- PV-Fläche 50 m<sup>2</sup> (31 %)
- Nennleistung WP: 10.0 kW bei B0/W35
- Speichervolumen: 77 m<sup>3</sup>
- Die thermisch aktivierte Fundamentplatte umfasst die gesamte Grundfläche des Gebäudes von 350 m<sup>2</sup>.

Unter den gewählten Randbedingungen und der Dimensionierung war die thermische Autarkie des Gebäudes gewährleistet. Die monatliche Energiebilanz in Abbildung 41 zeigt, dass in den Monaten Dezember bis März die Speichertemperaturen genügend tief für den Betrieb der Wärmepumpe sind. Der Bezug von im Sommer gespeicherter Solarwärme aus dem Speicher beginnt im November.

Die Speichertemperaturen der Simulationen mit Fundamentplatte als Wärmequelle für die Wärmepumpe sind in Abbildung 40 dargestellt. Diese kann mit den Temperaturkurven einer Simulation ohne PV-Wärmepumpeneinbindung in Abbildung 30 und der Simulation mit Luft-Wasser Wärmepumpe in Abbildung 37 verglichen werden. Die Temperaturverläufe zeigen, dass die in der Simulation gewählten Starttemperaturen von 90 °C sowohl mit der Bodenplatte als auch mit der Aussenluft als Wärmequelle bei Simulationseende wieder erreicht, respektive übertroffen, werden, und somit die Bedingung gleicher Speichertemperatur am Anfang und am Ende des Betrachtungszeitraums erfüllt ist. Der Nettobezug von Wärme aus dem Speicher ab Anfang November führt zu einer stetigen Reduktion der Temperaturniveaus im Speicher. Die Temperatur im Warmwasserbereich sinkt nur im Januar kurz unter die geforderten 55 °C, wodurch ein kurze Nachladung (weniger als 140 kWh) initiiert wird. Im Gegensatz zum bisherigen Basissystem wird allerdings hauptsächlich zur Deckung des Raumwärmebedarfs und nicht für Warmwasser nachgeheizt. Bereits Mitte Februar beginnen die Solarerträge die Verbräuche zu übertreffen und der Speicher wird beladen. Im Sommer führt die Regeneration der Bodenplatte zu einer sichtbaren Temperaturfluktuation im unteren Speicherbereich.

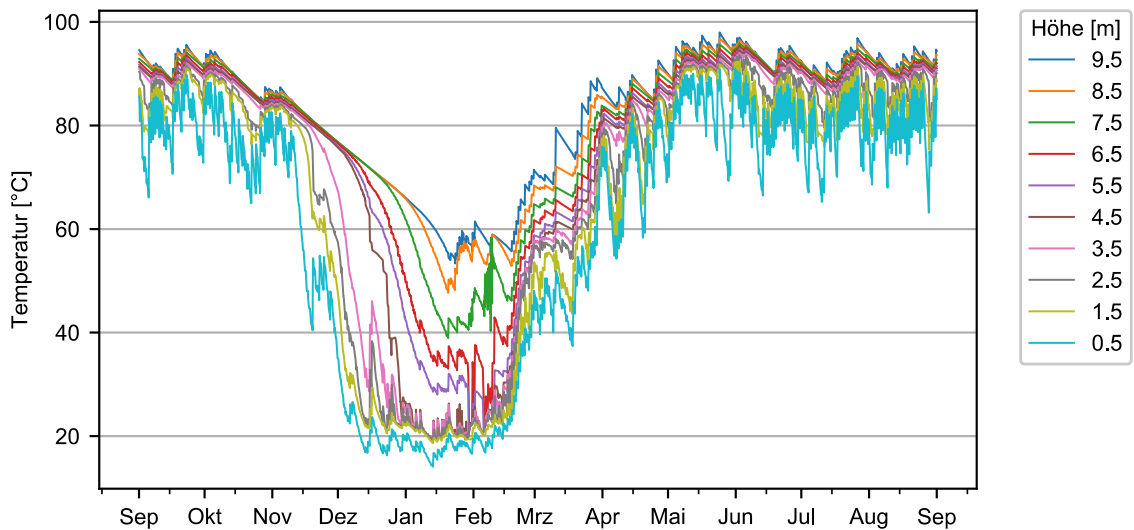


Abbildung 40: Temperaturen des Speichers in der Simulation mit der Fundamentplatte als Wärmequelle, einer 10 kW WP, 31 % PV-Anteil und einem Speicher mit 77 m<sup>3</sup> Volumen.

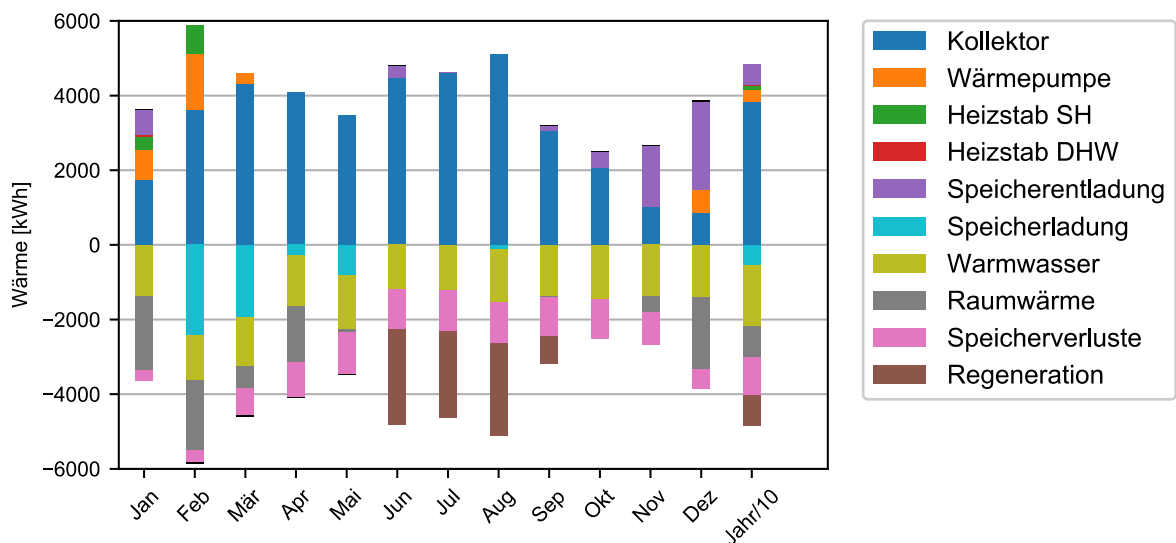


Abbildung 41: Energiebilanz des Speichers in der Simulation mit der Fundamentplatte als Wärmequelle und einer 10 kW WP, 31 % PV-Anteil und einem Speicher mit 77 m<sup>3</sup> Volumen.

Die simulierte jährliche Temperaturkurve der Bodenplatte ist in Abbildung 42 dargestellt. Die Temperatur der Sole (Eintritt Fundamentplatte) sinkt unter den gewählten Bedingungen nie unter 0 °C. Dies ist auf die geringe WP-Leistung von 10 kW bei B0/W35 zurückzuführen. Tendenziell wurden aber auch bei Systemen mit 30 kW WP nur kurzzeitig eine Eintrittstemperatur unter 0 °C erreicht, wodurch die Grenzschicht zwischen Bodenplatte und umgebendem Erdreich nie unter den Gefrierpunkt fiel. Die sommerliche Regeneration in der Grössenordnung von 500 % der Entzugsenergie führt dazu, dass am Ende der Simulation die Initialisierungstemperatur der Bodenplatte von 10 °C überschritten wird und auch die entzogene Wärme aus dem Erdreich im Sommer problemlos regeneriert werden kann.

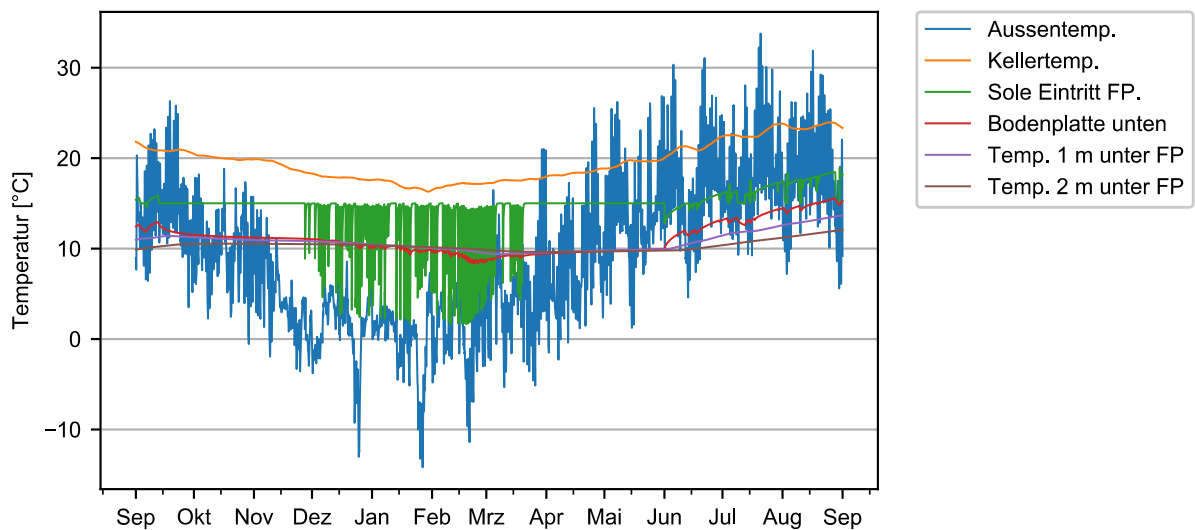


Abbildung 42: Temperaturen der Bodenplatte, der Kellerzone sowie des Untergrunds in der Simulation mit der Fundamentplatte als Wärmequelle und einem Speicher mit 77 m<sup>3</sup> Volumen.

#### 4.4.4 Wärmepumpe mit Luft aus PV-Feld als Wärmequelle

Um abzuschätzen, ob die Kombination einer Luft-Wasser WP mit einer Luft-Vorwärmung über das PV-Feld eine weitere Speichervolumenreduktion ermöglicht, wurden weitere, vereinfachte, Simulation durchgeführt. In Messungen, welche am SPF durchgeführt wurden<sup>3</sup>, konnte aufgezeigt werden, dass die Quelltemperatur durch die Vorwärmung bei einer solarertragsgesteuerten Wärmepumpe näherungsweise 5 K über der Aussentemperatur liegt, wenn die PV-Feldgröße an die Nennleistung der Wärmepumpe angepasst wird. Eine geringere Einstrahlung führt zu einer geringeren Erwärmung der Luft, aber durch das Anpassen der WP-Leistung an den PV-Ertrag auch zu einem geringeren Luftvolumenstrom. Wobei die Temperaturerhöhung der Luft bei einer leistungsgeregelten Wärmepumpe (welche den Luftvolumenstrom an die Leistung anpasst) annähernd konstant bleibt. Eine stark vereinfachte Modellierung dieser Luft-Vorwärmung wurde daher über das Anheben der Aussenlufttemperatur um 5 K durchgeführt.

In Abbildung 43 wird der Nachheizbedarf einiger Varianten mit und ohne Vorwärmung der Luft über das PV Feld dargestellt. Die Varianten verfügen über 19 %, 25 % respektive 56 % PV-Dachflächenanteil (für 10, 20 respektive 30 kW WP Nennleistung). Die Erhöhung der Quelltemperatur bewirkt zwar eine Verbesserung des COP und eine minime Verringerung des Nachheizbedarfes einzelner Varianten, allerdings sind die WP Laufzeiten bei allen Systemen kleiner als 900 h und diese Verbesserung bleibt meist ohne Einfluss auf die Dimensionierung des Speichers. Die Vorwärmung der Aussenluft durch das Ansaugen über das PV-Feld scheint somit nur marginal besser zu sein als die direkte Verwendung der Aussenluft. Die kleine Verbesserung kann den Zusatzaufwand nicht rechtfertigen, daher wird auf eine genauere Betrachtung dieses Systems verzichtet.

<sup>3</sup> Die Messungen wurden für einen Industriepartner gemacht, daher sind die Details vertraulich.

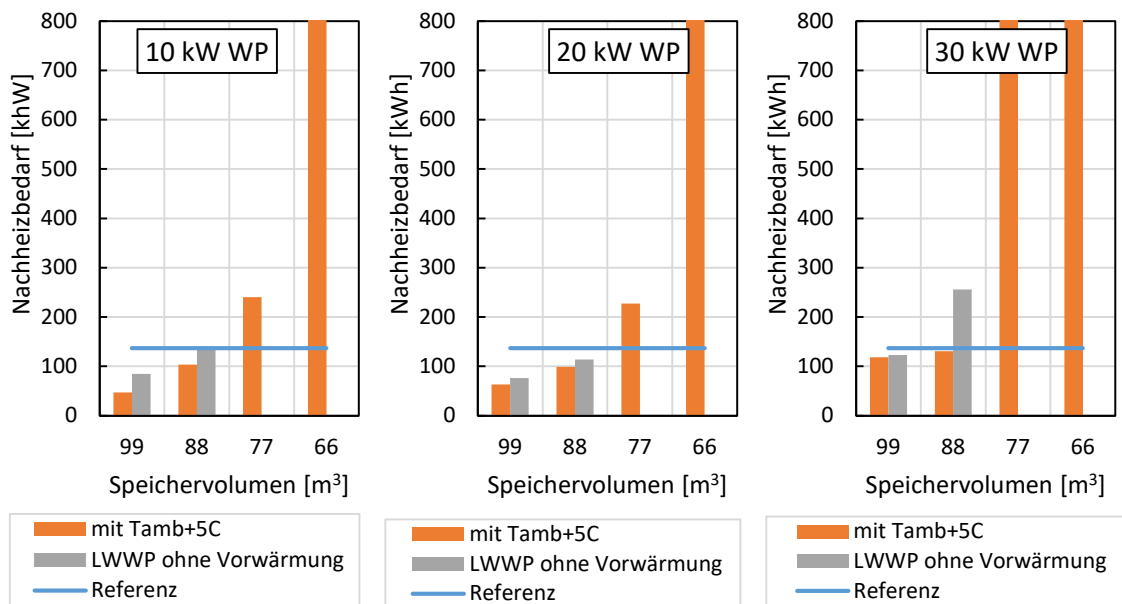


Abbildung 43: Simulierter Nachheizbedarf verschiedener Luft-Wasser WP Systeme mit und ohne Vorwärmung.

#### 4.4.5 Wärmepumpe mit Erdkollektor im Baugraben als Quelle

In einer weiteren Simulation wurde das Potential eines im Baugraben verlegten Erdreichkolektors in Kombination mit einer Sole-Wasser WP untersucht. Dazu wurde der bereits in anderen Projekten verwendete und validierter Erdwärmekollektor type 710 in das bestehende Deck implementiert. Die nutzbare Fläche in einem Baugraben ist allerdings auf den Umfang des Gebäudes von ca. 100 m beschränkt. Es wurde angenommen, dass sinnvollerweise drei parallele Rohre im Baugraben Platz finden. Zum Vergleich wurden aber zusätzlichen Simulationen mit der doppelten Anzahl paralleler Rohre durchgeführt. Diese wurden mit zwei unterschiedlichen WP-Leistungen kombiniert und mit einer PV-Dachflächenanteil von 38 % (61 m<sup>2</sup>, ca. 11 kWp) simuliert. Die Auswertung der Austrittstemperatur aus dem Erdwärmekollektor ist in Abbildung 44 zu sehen.

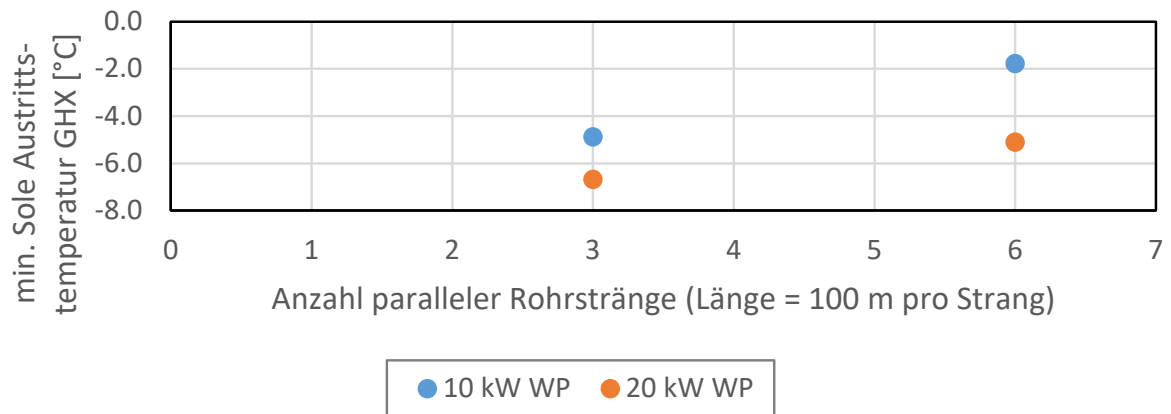


Abbildung 44: Kleinste, während der Simulation aufgetretene, Soleaustrittstemperatur aus dem Erdwärmetauscher (GHX) bei unterschiedlicher Anzahl an parallelen Rohrsträngen.

Aufgrund der geringen Anzahl an parallelen Rohrsträngen ist die Austrittstemperatur aus dem Erdkollektor deutlich kleiner als  $0\text{ °C}$ . Auch eine Verdoppelung der Anzahl an Rohrsträngen hat keine deutliche Verbesserung gebracht. Solange die Rücklaufstemperatur längere Zeit unter dem Gefrierpunkt bleibt, kann dies Frostschäden an der Bausubstanz verursachen, wodurch eine solche Auslegung nicht zulässig ist. Das Erdreichvolumen des Baugrabens alleine reicht demzufolge nicht als Quelle für dieses System aus. Die Rohrschlangen könnten zwar zusätzlich auch im Garten verlegt werden, dies würde jedoch die Kosten für die Verlegung deutlich ansteigen lassen. Daher wurde die Variante des im Baugraben verlegten Erdreichkollektors nicht mehr weiterverfolgt.

#### 4.4.6 Unteres Speichervolumen als Quelle für die Wärmepumpe

Aufgrund von Bedenken zur Nutzung des unteren Speichervolumens in der Begleitgruppe wurden erste Potenzialabschätzungen ohne detaillierte Simulation dieser Wärmequelle vorgenommen. Die Simulationen mit anderen Quellen zeigen, dass ca. die Hälfte des Speichers vollständig (also auf ca.  $20\text{ °C}$ ) ausgekühlt wird. Höhere Schichten weisen noch Temperaturen auf, welche zur Vorwärmung des Warmwassers oder für die Gebäudeheizung verwendet werden können und stehen somit nicht als Quelle für die Wärmepumpe zur Verfügung. Es stehen also  $28\text{--}44\text{ m}^3$  Speicherinhalt zur Verfügung, je nachdem, mit welcher endgültigen Speicherdimensionierung gerechnet wird. Eine Auskühlung auf unter  $5\text{ °C}$  wird nicht in Betracht gezogen um die Gefahr von Eisbildung im Wärmepumpenverdampfer auszuschliessen. Mit einer Temperaturdifferenz von  $15\text{ K}$  (Auskühlung von  $20\text{ °C}$  auf  $5\text{ °C}$ ) bietet das untere Speichervolumen also das Potenzial für  $480\text{--}760\text{ kWh}$  als Quelle für die Wärmepumpe. Sinnvolle Lösungen mit anderen Niedertemperaturquellen haben deutlich mehr Energie für den Wärmepumpenverdampfer zur Verfügung gestellt. Die vielversprechenden Varianten mit der kleinsten Wärmepumpe ( $10\text{ kW}$ ) benötigten immer noch ca.  $2'500\text{ kWh}$  (Luft) respektive  $3'300\text{ kWh}$  (Fundamentplatte) Energie auf tiefem Temperaturniveau für den Wärmepumpenverdampfer. Die benötigten Energiemengen übersteigen also das abgeschätzte Potenzial um den Faktor  $3.5 - 7$ . Daher wurde diese Quelle verworfen und nicht im Detail simuliert und analysiert.



#### 4.4.7 Wärmepumpe mit Fundamentplatte und Wärmerückgewinnung

In den Simulationen zur Optimierung des Systems konnte festgestellt werden, dass meistens der Warmwasserbedarf bei kleineren Speichervolumen nicht mehr gedeckt werden konnte und sich somit limitierend auswirkt. Daher wirkt sich eine Reduktion des Warmwasserbedarfs durch eine Duschwasser-WRG deutlich auf die Dimensionierung des Saisonspeichers aus.

Die in Abschnitt 3.3.5 beschriebene, vereinfachte Modellierung eines dezentralen Duschwasser WRG Systems (joulia 10P) führt zu einer Reduktion des Warmwasserbedarfs um 31 %. Auf Basis der vielversprechendsten Variante mit Fundamentplattenaktivierung (einer 10 kW WP, 31 % PV-Anteil) wurde der Einfluss der Duschwasser WRG simuliert. Wie in Abbildung 45 gezeigt wird, kann das benötigte Speichervolumen auf diese Weise deutlich verringert werden. Die Grenze von 140 kWh Nachheizbedarf konnte mit WRG bereits mit einem Speichervolumen von 55 m<sup>3</sup> unterschritten werden (im Gegensatz zu 77 m<sup>3</sup> ohne WRG).

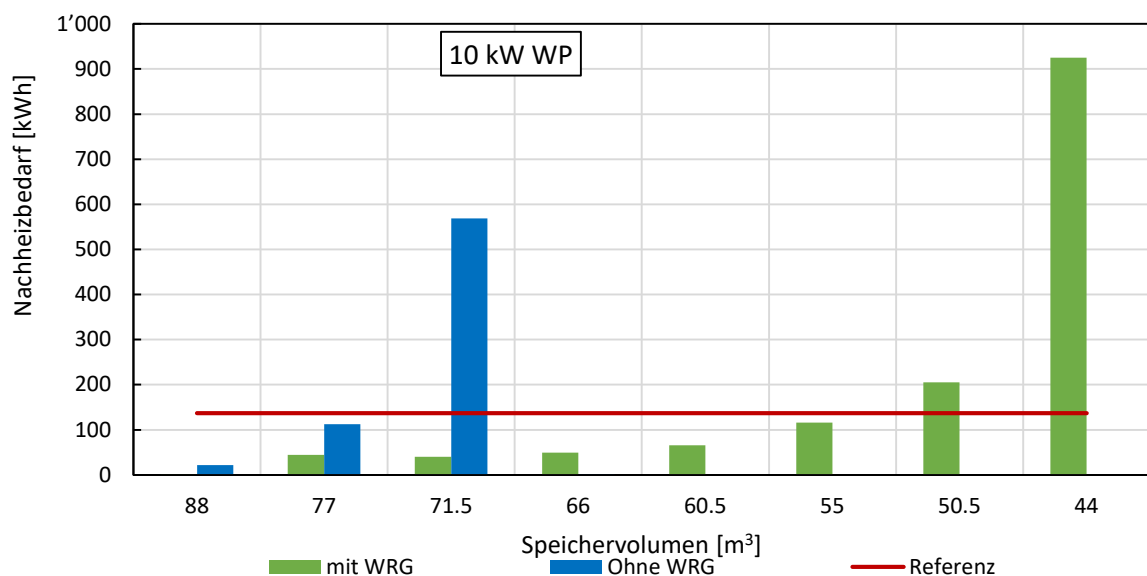


Abbildung 45: Nachheizbedarf des Fundamentplattensystems mit und ohne dezentraler Wärmerückgewinnung (WRG) im Vergleich zur Referenz (nur Solarthermie mit 110 m<sup>3</sup> Speichervolumen).

Die Einbindung einer dezentralen Wärmerückgewinnung ermöglicht zumindest mit der hier angewandten Vereinfachung ein grosses Potenzial zur Reduktion des Speichervolumens. Im Vergleich zum ursprünglichen Referenzsystem liegt die Reduktion des Speichervolumens von 110 m<sup>3</sup> auf weniger als 55 m<sup>3</sup> bei -50 %. Bei kleinerem Speichervolumen kann nebst dem Brauchwarmwasser auch der Raumwärmebedarf nicht mehr gedeckt werden. Weil Verzögerungen und Verluste hier nicht berücksichtigt wurden, wird der positive Effekt der WRG jedoch möglicherweise überschätzt. Eine genauere Betrachtung dieses Effektes wäre daher wünschenswert, würde jedoch Messungen an realen Installationen zur Kalibrierung erfordern, was im Rahmen dieses Projektes nicht vorgesehen war.





#### 4.4.8 Flächenerträge

Ein Vergleich der thermischen Flächenerträge der Kollektoren sowie der PV-Wärmepumpen-Kombination eines Systems mit 30 kW WP, 90 m<sup>2</sup> PV-Fläche und 110 m<sup>3</sup> Speichervolumen ist in Abbildung 46 für das Luft-Wasser WP System gegeben. Zusätzlich ist der nach Abzug des Verbrauchs der Wärmepumpe verfügbare PV-Strom angegeben. Die Auswertung zeigt, dass in den Wintermonaten mit der PV-Wärmepumpen-Kombination ein leicht höherer Flächenertrag als mit den Kollektoren erreicht werden kann. Im Sommer kann der PV-Strom aufgrund der hohen Speichertemperaturen nicht in der Wärmepumpe verwendet werden. Er steht dann für den Betrieb der Haushaltsgeräte oder zur Netzeinspeisung zur Verfügung. Die Flächenerträge der Thermieanlagen sind vor allem in den Frühlingsmonaten hoch. Im Winter fallen sie aufgrund der tieferen Aussentemperaturen und geringeren Einstrahlungsverhältnissen tiefer aus. Ebenso im Sommer, weil der Speicher voll ist und somit (ohne Fundamentplattenregeneration) keine Energie mehr abgenommen werden kann. Im System mit der Fundamentplatte als zusätzliche Wärmequelle (Abbildung 47 für WP: 10 kW, Speicher 77 m<sup>3</sup>, PV: 31%) ist dabei der thermische Flächenertrag auf Grund des höheren COP's der Wärmepumpe höher. Weil die thermischen Kollektoren im Fall der Fundamentplatte auch zur Regeneration derselben verwendet werden, fallen die Flächenerträge im Vergleich zur Luft-Wärmepumpe deutlich höher aus.

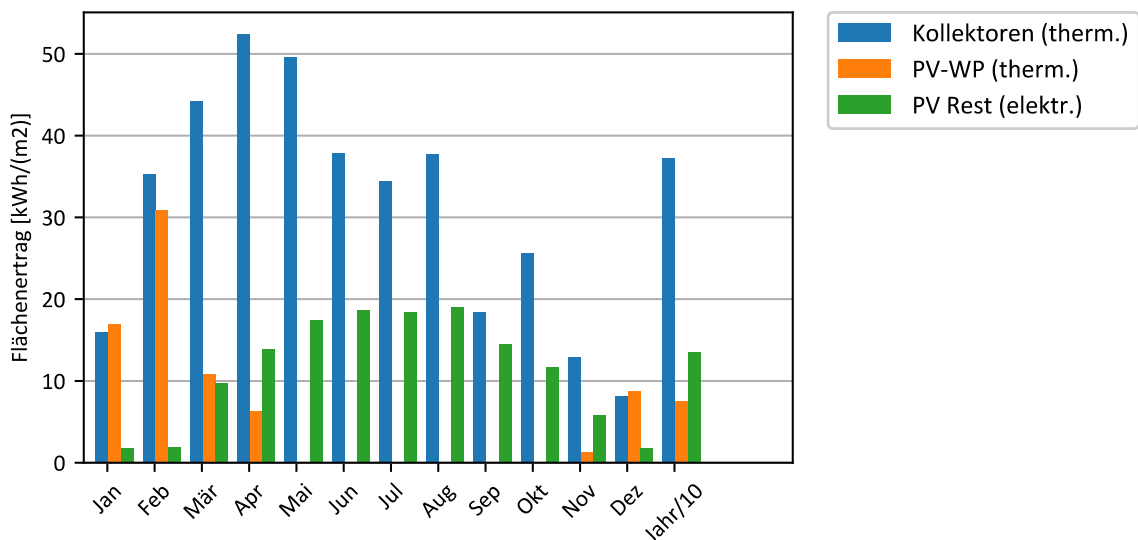


Abbildung 46: Thermischer Flächenertrag des Kollektorfeldes und der WP-PV-Kombination im System mit Luft-Wasser-Wärmepumpe und Aussenluft als Quelle. Zusätzlich ist der nicht für die WP verwendete elektrische Restertrag der PV-Anlage aufgeführt.

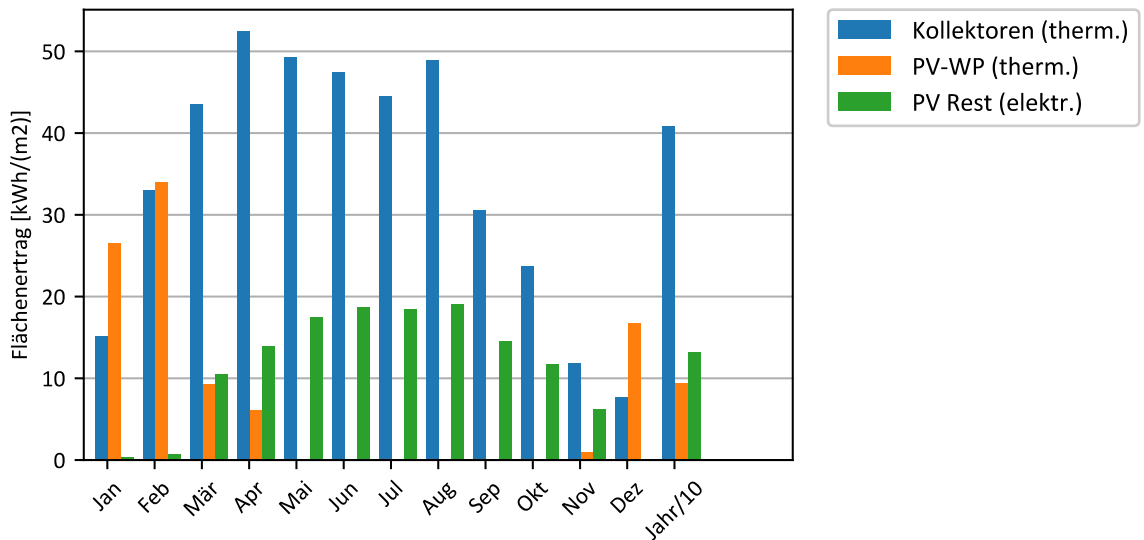


Abbildung 47: Thermischer Flächenertrag des Kollektorfeldes und der WP-PV-Kombination im System mit Sole-Wasser-Wärmepumpe und der Bodenplatte als Quelle.

## 4.5 Investitionskosten

### 4.5.1 Optimierte Solarthermie-Regelung

Die Optimierung der Solarthermie Regelung lässt eine Reduktion des Speichervolumens gegenüber dem Referenzsystem um 20 % auf 88 m<sup>3</sup> zu. Dadurch können Isolationsmaterial und Stahl eingespart werden. Dies bewirkt eine Reduktion der Investitionskosten gegenüber dem Referenzsystem um 25 kCHF. Zudem wird Wohnfläche dazugewonnen, welche je nach Standort der Immobilie einen anderen Wert aufweist. Daher wurde der blaue Balken in Abbildung 48 nur als ungefährender Bereich angegeben. Bei einem konsequent auf low-flow ausgelegten System könnten zusätzliche Kosteneinsparungen bei der Umwälzpumpe und der Verrohrung erzielt werden. Wegen des deutlich kleineren Speichervolumens bei der kombinierten Regelung wurden diese aber nicht näher quantifiziert und werden hier nicht ausgewiesen.

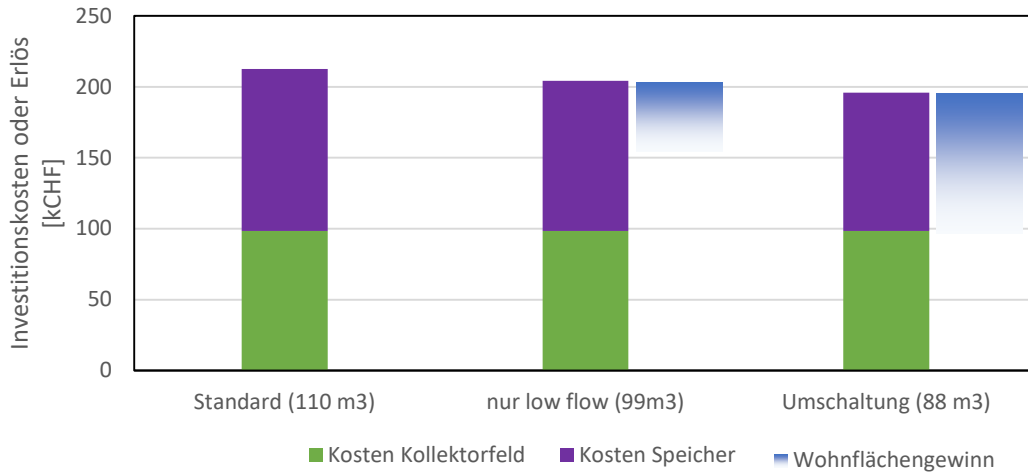


Abbildung 48: Vergleich der Investitionskosten und des Wohnflächengewinns bei Reduktion des Speichervolumens.

#### 4.5.2 Luft-Wasser WP

In Abbildung 49 werden die Kosten und Einsparungen der Systeme mit kleinstmöglichem Speichervolumen und unterschiedlichem PV-Flächenanteil angegeben. Die Teil-Substitution von Solarthermie durch Photovoltaik bewirkt insgesamt eine Reduktion der Kosten. Einerseits sind PV-Module günstiger (pro m<sup>2</sup>) als thermische Kollektoren, andererseits können Einsparungen bei der Frostschutzmittelmenge, Expansionsgefässgrösse und der Kollektorfeldverrohrung geltend gemacht werden. Die Zusatzkosten für Wechselrichter, Arbeiten auf der Gleichstrom- und Wechselstromseite sowie der Installation fallen dabei weniger stark ins Gewicht. Sobald die Kosten für die WP und deren Installation mitberücksichtigt werden, fallen die Investitionskosten im Vergleich zum Referenzsystem nur noch knapp tiefer aus

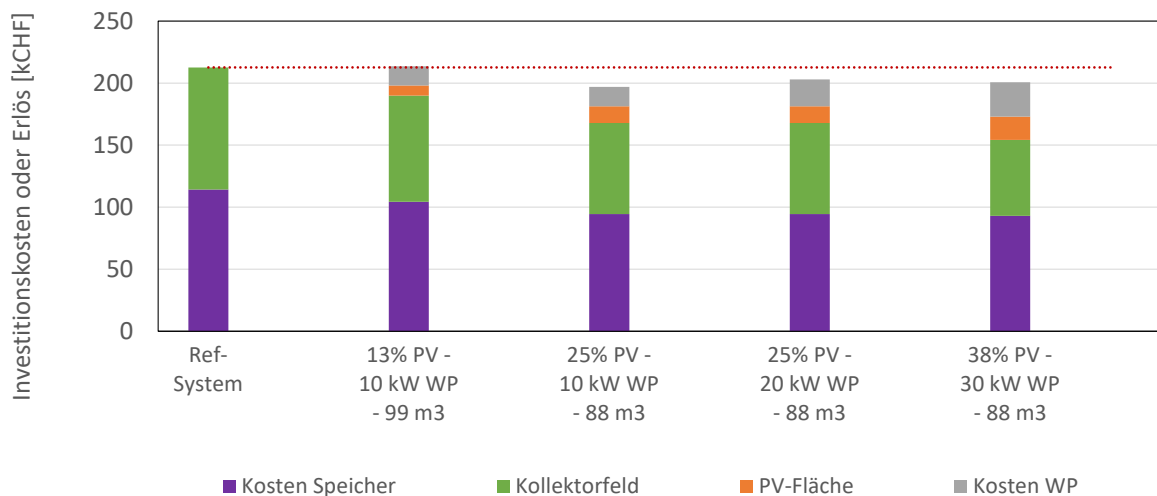


Abbildung 49: Zusammenstellung der Investitionskosten und der Erlöse der verschiedenen Luft-Wasser WP Systeme mit reduziertem Speichervolumen im Vergleich zum Referenzsystem ohne optimierte Regelung.



Wird der finanzielle Gewinn durch PV-Strom (Ersatz von Strombezug für Haushalt sowie Einspeisung) von den Investitionskosten abgezogen, so lassen sich die Gesamtkosten einiger Systeme um bis zu 17 % senken. Zusätzliche Erlöse durch den Gewinn von Wohnraum sind stark von den Rahmenbedingungen und vom Standort abhängig, sie können aber an Standorten mit sehr hohen Wohnraumkosten bis zu 50 % der Kosten ausmachen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass ein System mit saisonalem Wärmespeicher im Gebäude vor allem bei günstigen Rahmenbedingungen realisiert wird (z.B. wenn eine Ausnützungsziffer das realisierbare Wohnungsvolumen begrenzt, der Raum für den Speicher jedoch nicht der Ausnützungsziffer angerechnet wird). Aufgrund der aktuell sehr tiefen Kapitalzinsen wurde hier auf eine Diskontierung der PV-Erlöse verzichtet. Die PV-Erlöse sind aber vor allem auch wegen Unsicherheiten bezüglich Lebensdauer und Preisentwicklungen im Elektrizitätsmarkt (speziell an schönen Sommertagen) mit grossen Unsicherheiten behaftet.

#### 4.5.3 WP mit Fundamentplatte als Quelle

In Abbildung 50 wurden die Investitionskosten der Sole-Wasser WP-Systeme mit grösstmöglicher Speichervolumenreduktion betrachtet. Das System mit 10 kW WP-Leistung vermag die grösstmögliche Speichervolumenreduktion herbeizuführen. Zudem kann knapp ein Drittel der Dachfläche mit PV-Modulen belegt werden, wodurch die Investitionskosten sinken. Werden weiter noch die Erlöse für den PV-Stromverkauf berücksichtigt, können die Systemkosten um etwas mehr als 20 % gesenkt werden. Dies bereits ohne Berücksichtigung der Wohnflächengewinne. Auch wenn beim 10 kW WP-System mit 44 % PV-Dachflächenanteil das Speichervolumen weniger stark reduziert werden konnte, trägt der hohe PV-Anteil dazu bei, die Systemkosten auf 166 kCHF zu reduzieren. Die PV-Stromerlöse über 20 Jahre decken bei diesem System gerade die Investitionskosten der WP und der Fundamentplattenaktivierung. Wenn hohe Raumkosten vorausgesetzt und die Wohnflächengewinne mit berücksichtigt werden, weist die Variante mit dem kleinsten Speicher und einem PV-Anteil von 31 % klare Vorteile auf. Die Verwendung einer WP mit 30 kW Leistung scheint in diesem System hingegen wirtschaftlich weniger interessant zu sein.

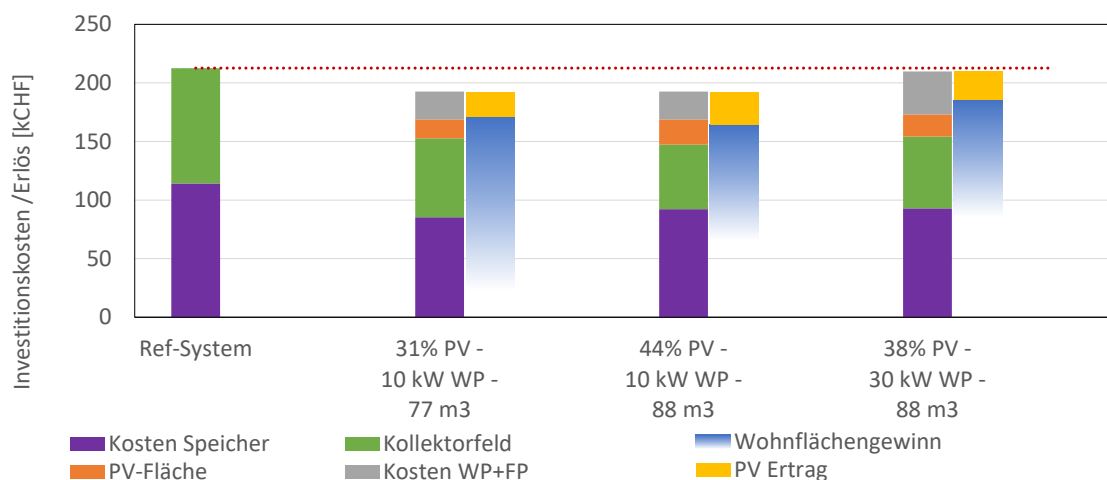


Abbildung 50: Zusammenstellung der Investitionskosten und der Erlöse der verschiedenen Systeme mit Fundamentplattenaktivierung und reduziertem Speichervolumen im Vergleich zum Referenzsystem.



#### 4.5.4 Vergleich der Varianten

In Abbildung 51 wurde die Speichervolumenreduktion aller simulierten Varianten miteinander verglichen. Die vielversprechendste Variante scheint die Kombination einer PV + Sole-Wasser WP mit der Aktivierung der Fundamentplatten und einer dezentralen Warmwasserwärmerückgewinnung zu sein. Dies erlaubt möglicherweise eine Speichervolumenreduktion um 50 % auf 55 m<sup>3</sup>.

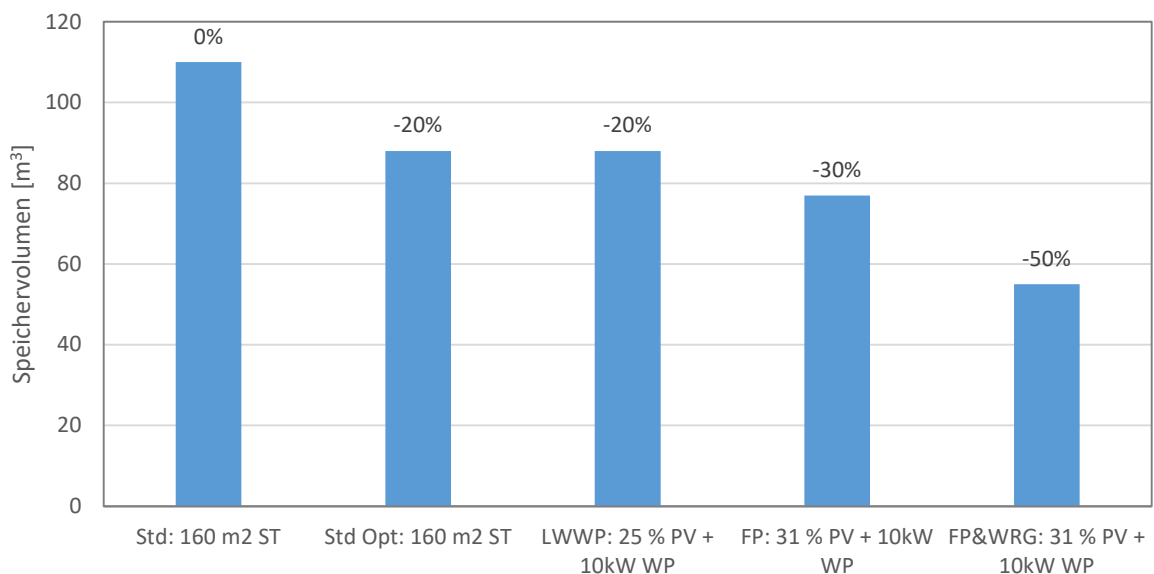


Abbildung 51: Vergleich der Speichervolumen(-einsparung) der vielversprechenden Systemvarianten. Opt = optimierte Kollektorkreis-Regelung, LWWP: Luft-Wasser-WP, FP = Fundamentplatte als Quelle, WRG = Warmwasser-Wärmerückgewinnung.

In Abbildung 52 werden die Kosten der untersuchten Systeme miteinander verglichen. Die Kosten setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für den Speicher und das Kollektorfeld zusammen, sowie bei einer Systemerweiterung für PV und die WP, inklusive Wärmequelle der WP, sowie der Warmwasser-WRG. Eine Verkleinerung der Solarthermiefläche und Substitution durch PV bewirkt bereits eine Kostenreduktion aufgrund der tiefen PV-Preise. Andererseits können dadurch aber auch Einsparungen bei der Hydraulik (Menge Frostschutz, Grösse der Expansionsgefässe sowie Grösse der Wärmeübertrager im Speicher) gemacht werden. Die Wärmepumpe und die Erschliessung der Wärmequelle lässt die Kosten allerdings wieder ansteigen. Ein monetärer Vorteil der um PV ergänzten Varianten ist der Erlös durch die Einspeisung elektrischer Energie, respektive Vermeidung von Strombezug vom Netz. In Kombination mit einem eventuell erzielbaren finanziellen Vorteil durch Wohnflächengewinn können die Systemkosten, abhängig von der gewählten Variante, fast halbiert werden. Der monetäre Gegenwert dieses Wohnflächengewinns durch die Reduktion des Speichervolumens kann je nach Standort die Investitionskosten in das Wärmeerzeugungssystem gar überschreiten (violetter Verlauf). Die Betrachtung des Wohnraumgewinns gegenüber der Jenni-Standardvariante kann jedoch leicht falsch interpretiert werden. Auch



wenn die Hälfte des Speichervolumens eingespart werden kann, handelt es sich dennoch um ein System mit hohem Raumbedarf für den Speicher, welcher gegenüber einem herkömmlichen Heizsystem zu Zusatzkosten führt.

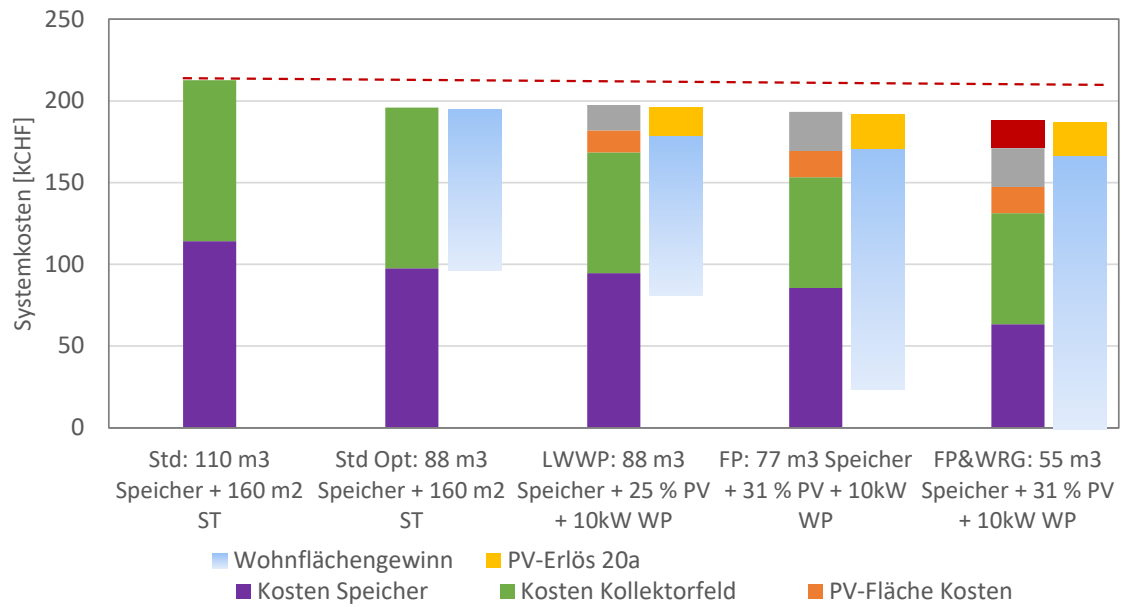


Abbildung 52: Kostenvergleich der vielversprechenden Varianten.



## 5 Diskussion

Das solare MFH in Huttwil wurde fertiggestellt und die Anlage in Betrieb genommen. Im untersuchten Winter 20/21 wurde jedoch erst eine Wohnung bewohnt. Dieser Umstand wurde bei der Messung und Analyse entsprechend berücksichtigt. Somit konnte bis zum Schluss des Projektes ein Winter mit Teilbelegung vermessen und analysiert werden. Die Messdaten mit Teilbelegung konnten aber zur Plausibilisierung der Simulationen verwendet werden. Anhand von dynamischen Simulationen konnte Vorteile der Ergänzung des rein solarthermischen Systems mit PV und Wärmepumpe aufgezeigt werden. Bei der Beurteilung dieser Varianten spielen die gewählten Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle. Deren Einfluss auf unterschiedliche Erkenntnisse wird in den folgenden Abschnitten diskutiert.

### 5.1 Systemgrenze "vollständig solar beheizt"

Das Projekt wurde unter der Prämisse einer vollständig solaren Wärmeerzeugung durchgeführt, wobei ein minimaler Zusatzenergiebedarf von ca. 0.5 % zugelassen wurde. Es wurden also nur Varianten betrachtet, welche diese Voraussetzung auch erfüllen konnten. Der Bedarf an elektrischer Energie für den Haushalt wurde dabei aber fast vollständig ausser Acht gelassen und lediglich für die internen Lasten und zur Abschätzung der finanziellen Vorteile der Eigenstromnutzung angeschaut. Der Bedarf an Haushaltsstrom liegt aber bei dem hier betrachteten Gebäude in der Grössenordnung der Hälfte des gesamten Wärmebedarfs. Wenn die Wärmeversorgung mit PV und Wärmepumpe ergänzt wird, ist die strikte Trennung zwischen thermischer und elektrischer Versorgung des Gebäudes nicht mehr gegeben. Unter diesen Umständen ist nicht unbedingt zielführend, dass ein Netzbezug für die Wärmeversorgung nicht zugelassen wird, weil dabei die Deckung des Haushaltsstromes nicht mitbetrachtet wird. Im Sinne eines möglichst tiefen Gesamtverbrauchs an Elektrizität zu Spitzenzeiten im Winter könnten andere Systemlösungen und andere Regelstrategien der Wärmepumpe vorteilhaft sein. Die optimale Regelung einer Wärmepumpe mit grossem Wasserspeicher unter Berücksichtigung variabler Strompreise oder der Netzdienlichkeit könnte Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sein.

### 5.2 Regelung Solaranlage

Die möglichen Einsparungen von ca. 20 % des Speichervolumens aufgrund der Solarregelung sind beachtlich hoch. Diese sind aber konsistent mit den Erkenntnissen aus dem Projekt OPTSAIS, welches eine Reduktion des Speichervolumens von mehr als 30% ermittelt hat. Die Einsparungen hängen aber sehr stark von den gewählten Rahmenbedingungen und Kriterien ab. Bei den hier durchgeführten Simulationen war die Bereitstellung von Warmwasser über der Grenze von 55 °C limitierend. Bei diesem Limit ist das Erreichen von möglichst hohen Temperaturen im Winter und somit eine low-flow Regelung von Vorteil. Im Projekt OPTSAIS konnten bei einer noch höheren Grenztemperatur auch noch mehr Einsparungen ausgewiesen werden. Bei einer tieferen Temperaturgrenze oder einer anderen Verteilung zwischen Heiz- und Warmwasserbedarf könnte sich auch der Heizwärmebedarf limitierend auswirken. Dadurch kämen die Vorteile der low-flow Regelung nicht mehr zum Tragen. Die hier ermittelten Einsparungen sind also nur auf Rahmenbedingungen übertragbar, bei denen der Warmwasserbedarf der limitierende Faktor ist.



### 5.3 Duschwasser WRG

Die Duschwasser WRG wurde vereinfacht und ohne Berücksichtigung der Verzögerung und Verluste durch den Duschboden und die Leitungen betrachtet. Dabei wurde aber ein sehr grosses Potenzial zur Verkleinerung des Speichervolumens festgestellt, obwohl lediglich die Vorwärmung des Kaltwassers zur Duscharmatur untersucht wurde. Bei einer Duschwasser WRG kann aber zusätzlich auch das zum Speicher fliessende Kaltwasser vorgewärmt und damit eine höhere Gesamteffizienz erreicht werden. Betrachtet wurde eine Duschrinne der Firma Joulia SA, welche in einem Test des Passivhausinstitutes<sup>21</sup> mit einer Gesamteffizienz von 56 % bewertet wurde. Es sind aber WRG Wärmetauscher für den Fallstrang erhältlich, welche in demselben Test eine Effizienz von bis zu 78 % erreichen. Um abzuschätzen, ob das Potenzial der Duschwasser WRG durch Verluste deutlich kleiner ausfallen würde oder ob bei einem anderen Produkt oder einer anderen Einbindung gar noch höhere Einsparungen möglich wären, müssten weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

### 5.4 Kosten

Weil alle betrachteten Varianten eine (quasi-)vollständige Deckung des Wärmebedarfs mit Solarenergie erreichen, entfallen keine relevanten Kosten für Energieträger. Lediglich für Regelung und Umwälzung wird elektrische Energie benötigt. Die Investitionskosten in das Wärmeversorgungssystem sind dafür aber deutlich höher als bei einer konventionellen Anlage. Die Energieerzeugungskosten werden daher von den Investitions- resp. Kapitalkosten dominiert. Bei konventionellen Anlagen werden Investitionskosten anhand eines Referenzzinssatzes und einer Lebenserwartung mittels Diskontierung in jährliche Kosten umgewandelt und können dadurch mit laufenden Kosten, z.B. für Energieträger, verglichen werden. Weil sowohl Referenzzinssatz und Lebenserwartung mit grossen Unsicherheiten behaftet sind, haben die Annahmen zu diesen Parametern einen deutlich stärkeren Einfluss auf die jährlichen Kosten als die hier auftretenden Unterschiede in den Investitionskosten. Daher wurde es als zielführender erachtet, lediglich die Investitionskosten abzuschätzen und zu vergleichen und auf eine diskontierte Berechnung der Jahreskosten zu verzichten. Die Investitionskosten, welche bei allen Varianten in der Grössenordnung von 200 kCHF liegen, führen aber für typische Annahmen (Referenzzinssatz 2.5 %, mittlere Lebensdauer 30 a) zu jährlichen Kapitalkosten in der Grössenordnung von 1'200 CHF pro Wohnung und zu Wärmegehungskosten von ca. 40 Rp./kWh (ca.  $\pm$  6 % je nach Variante). Dass dieser Betrag relativ hoch ist, wenn er pro kWh Wärme ausgewiesen wird, ist ein Resultat des sehr hohen Dämmstandards und damit geringen Gesamtwärmebedarfs des Objektes. Absolut betrachtet sind 1'200 CHF pro Wohnung und Jahr (100 CHF/Monat) für Warmmiete ein eher tiefer Wert. Bei optimistischen Annahmen (Referenzzinssatz 1 %, mittlere Lebensdauer 50 a) würden sich diese jährlichen Kapitalkosten nahezu halbieren (ca. 640 CHF pro Jahr und Wohnung). Darüber hinaus wäre es interessant zu untersuchen, um wieviel sich die Wärmegehungskosten reduzieren, wenn anstatt 100 % ein niedrigerer Autarkiegrad angestrebt würde.





## 6 Schlussfolgerung

- Vollständig solarthermisch beheizte Mehrfamilienhäuser können durch einen Teilersatz der solarthermischen Kollektoren in Kombination mit einer Wärmepumpe optimiert werden. Die verbleibenden solarthermischen Kollektoren werden dabei weiterhin benötigt um den Speicher im Sommer auf hohe Temperaturen von ca. 90 °C zu erwärmen. Die Kombination aus PV-Modulen und Wärmepumpe liefert im Winter Wärme und im Sommer zusätzlich elektrische Energie für Haushaltsstrom und Netzeinspeisung.
- **Es konnte aufgezeigt werden, dass gegenüber dem ursprünglichen solarthermischen System ca. 30 % des Speichervolumens eingespart werden können - mit einer zusätzlichen Duschwasser WRG potenziell bis zu 50 %.**
- Eine Kostenschätzung ergab für die optimierten Systeme bis zu ca. 10 % geringere Investitionskosten als für das ursprüngliche, rein solarthermische, System.
- Erträge aus dem PV-Strom (zur Deckung des Haushaltsstromes oder zur Netzeinspeisung) und Einsparungen durch den geringeren Raumbedarf bei kleineren Speichervolumen bieten zusätzliche finanzielle Vorteile.
- Bei den in diesem Projekt untersuchten Betriebsbedingungen ist die Flächeneffizienz der Kombination von PV und Wärmepumpe in den Wintermonaten höher als bei einer thermischen Solaranlage (Flachkollektoren). Dies bereits knapp mit einer Luft Wasser Wärmepumpen. Wenn eine Quelle mit einem höheren Temperaturniveau (z.B. die Fundamentplatte) zur Verfügung steht, wird dieser Vorteil noch deutlicher.
- Die Nutzung der Fundamentplatte als Niedertemperaturquelle für die Wärmepumpe weist ein grosses Potenzial auf und ist gegenüber anderen Quellen wie beispielsweise Luft sowohl energetisch als auch ökonomisch interessant. Da diese Variante im Feld noch nicht erprobt wurde, wäre ein Pilot-und Demonstrationsprojekt zur Demonstration und Validierung dieser Aussagen wünschenswert.
- Verschiedene weitere Wärmequellen für die Wärmepumpe wurden aus unterschiedlichen Gründen als nicht konkurrenzfähig oder nicht sinnvoll erachtet. Das untere Volumen des Wasserspeichers bietet eine zu kleine Kapazität, und es müsste mit beträchtlichen Mehrkosten für eine kältetechnische Isolation gerechnet werden. Die Nutzung der Kollektoren als Tieftemperaturquelle wurde ebenfalls aus Kostengründen für den kondensationssicheren Betrieb (Mehrkosten für hermetische dichte Kollektoren) verworfen. Eine Speicherung und zentrale WRG des Grauwassers wurde aus Kostengründen und aus Erfahrungen der Firma Jenni Energietechnik AG (Fouling und hoher Unterhaltsaufwand) verworfen. Ein Erdkollektor in Baugraben liefert zu wenig Leistung, resp. würde zu einer Vereisung des Erdreiches um das Fundament führen.
- Bis zum Herbst 2020 war nur eine Wohnung in Huttwil belegt. Somit konnte innerhalb vom Projekt nur ein Winter mit Teilbelegung gemonitort und analysiert werden. Eine Plausibilisierung der Monitoring-Daten konnte trotzdem mit den Messungen der Teilbelegung erfolgreich vorgenommen werden. Da das ganze Gebäude beheizt



wurde, werden hauptsächlich bei den Warmwasserbezügen grosse Abweichungen gegenüber einer Vollbelegung erwartet.

## 7 Ausblick

Bis zum Projektende (Nov. 2021) konnten weitere drei Wohnungen in Huttwil verkauft werden. Die Vermessung und Datenaufzeichnung des Systems in Huttwil wird für mindestens zwei Jahre über die Projektlaufzeit hinaus mit einer besseren Auslastung weiter betrieben.

In Benzenschwil wurde 2021 ein Mehrgenerationenhaus mit Saisonspeicher, PV, Wärmepumpe und Elektroheizstäben gebaut. In einem Forschungsprojekt (BFE: 100% Solar LCA, SI/502285-01) wird dieses Konzept mit den hier vorgestellten Varianten verglichen werden. Dabei werden die gesamten Lebenszykluskosten, also auch die graue Energie betrachtet. In diesem Projekt wird das Potenzial der Duschwasser WRG ebenfalls genauer analysiert, wobei Verluste und Verzögerungen mit einbezogen werden.

Weil sich die Kombination von Solarthermie, PV und Wärmepumpe in den Simulationen und Kostenschätzungen als vielversprechen erwiesen hat, wird nach einer Demonstrationmöglichkeit in einem realen Gebäude gesucht. Die Variante mit der Fundamentplatte als Wärmequelle wird dabei favorisiert.

## 8 Literaturverzeichnis

1. Kemmler, A. *et al.* *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2016 nach Verwendungszwecken.* (2017).
2. Kirchner, A. *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050.* (2012).
3. Wellstein, P. Solares Wohnen überzeugt. *HK-Gebäudetechnik* (2012).
4. Haller, M. & Carbonell, D. TRNSYS Type 1924 - Stratified Plug Flow Solar Combi-Store Model. (2013).
5. Lichtensteiger, F. *Reduktion des Wasserspeichervolumens in 100% solar beheizten Häusern durch eine Fundamentplattenaktivierung mit einer über PV angetriebenen Wärmepumpe (laufende Masterarbeit).* (2019).



6. Haller, M. *TRNSYS Type 832 v5.00 „Dynamic Collector Model by Bengt Perers“ - Updated Input-Output Reference*. <http://www.spf.ch/?id=223> (2012).
7. Wetter, M. & Afjei, Th. *TRNSYS TYPE 401 - Kompressionswärmepumpe inklusiv Frost- und Taktverluste - Modellbeschreibung und Implementation in TRNSYS*. (1996).
8. Haller, M. *TRNSYS - Type 976 – Compression Heat Pump - Version 1.04*. Internes Dokument. (2010).
9. Battaglia, M. *TRNSYS - Type 1792 – Radiant Floor - Version 1.00*. Internes Dokument. (2017).
10. Hirsch, H., Hüsing, F. & Rockendorf, G. Erdwärmekollektoren in Kombination mit Solarkollektoren als Quelle für Wärmepumpensysteme. in *Tagungsband OTTI-Solarthermie* (2016).
11. Mojic, I. *et al. ImmoGap - Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäuser*. (2018).
12. Mojic, I., Cramer, S., Caflisch, M., Carbonell, D. & Haller, M. Reference Framework for Building and System Simulations: Multifamily Reference Building. (2019).
13. SIA. SIA Merkblatt 2028: Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik. (2010).
14. Koschenz, M. & Lehmann, B. Thermoaktive Bauteilsysteme tabs: Kühlen mit Energie aus dem Erdreich. in *Energie aus dem Untergrund : Erdreichspeicher für moderne Gebäudetechnik* 89–95 (2003).
15. Carbonell, D., Philippen, D., Haller, M. Y. & Brunold, S. Modeling of an ice storage buried in the ground for solar heating applications. Validations with one year of monitored data from a pilot plant. *Solar Energy* **125**, 398–414 (2016).
16. Renditeobjekte, Schwyzer Kantonalbank. *Schwyzer Kantonalbank*  
<https://www.szkb.ch/pub/firmenkunden/finanzierung/immobilienfinanzierungen/renditeobjekte>  
(2021).
17. Amt für Hochbauten der Stadt Zürich. Variantenvergleich energiesysteme. (2012).
18. Villasmil, W., Troxler, M., Hendry, R., Schuetz, P. & Worlitschek, J. Control strategies of solar heating systems coupled with seasonal thermal energy storage in self-sufficient buildings. *Journal of Energy Storage* **42**, 103069 (2021).



19. SIA 385/1: Anlagen für Trinkwarmwasser in Gebäuden - Grundlagen und Anforderungen. (2020).
20. Passivhaus Institut, D. Kriterien und Algorithmen für die Zertifizierte Passivhaus-Komponente:  
Duschwasser Wärmerückgewinnung. (2020).

## 9 Danksagung

Wir möchten uns bei der Firma Jenni Energietechnik AG für die Möglichkeit die hier beschriebenen Messungen im MFH Huttwil durchführen zu dürfen. Insbesondere Josef und Josef Timoteo Jenni danken wir für die Unterstützung, die Anregungen und die vielen Auskünfte und Informationen welche wir im Verlaufe dieses Projektes erhalten haben. Ein weiterer Dank geht an Luana Osmani, welche in Ihrer Bachelorarbeit Berechnungen zur Duschwasser-WRG durchgeführt hat.