



Schlussbericht vom 10.09.2024

---

# Lebenszyklusanalysen verschiedener Konzepte für 100 % solar beheizte Gebäude

## 100% solar LCA

---

---



Quelle: © Jenni Liegenschaften AG & synergieplus.ch



INSTITUT FÜR  
SOLARTECHNIK



OST  
Ostschweizer  
Fachhochschule

**Datum: 10.09.2023**

**Ort:** Rapperswil

**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

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

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

Fachhochschule Nordwestschweiz, Hochschule für Technik  
Klosterzelgstrasse 2, 5210 Windisch  
[www.fhnw.ch/de/die-fhnw/hochschulen/ht](http://www.fhnw.ch/de/die-fhnw/hochschulen/ht)

**Autor/in:**

Florian Ruesch, SPF OST, [florian.ruesch@ost.ch](mailto:florian.ruesch@ost.ch)  
Michel Haller, SPF OST, [michel.haller@ost.ch](mailto:michel.haller@ost.ch)  
Luca Brauchli, CCTES HSLU, [luca.brauchli@hslu.ch](mailto:luca.brauchli@hslu.ch)  
Willy Villasmil, CCTES HSLU, [willy.villasmil@hslu.ch](mailto:willy.villasmil@hslu.ch)

**BFE-Projektbegleitung:**

Stephan Mathez, [stephan.a.mathez@solarcampus.ch](mailto:stephan.a.mathez@solarcampus.ch)  
Andreas Eckmanns, [Andreas.Eckmanns@bfe.admin.ch](mailto:Andreas.Eckmanns@bfe.admin.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/502285-01

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



## Zusammenfassung

Die saisonale Speicherung von Wärme in 100 % solar beheizten Ein- oder Mehrfamilienhäusern ist bereits seit vielen Jahren machbar. Dabei gibt es sowohl Beispiele mit solarthermischen Kollektoren als auch rein elektrische Systeme, bei denen grosse PV-Anlagen und eine Wärmepumpe mit einem saisonalen Wärmespeicher kombiniert werden. In diesem Projekt wurden Konzepte mit solarthermischen, solar-elektrischen und kombinierten Wärmeversorgungen sowohl bezüglich Wirtschaftlichkeit als auch bezüglich Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus analysiert und verglichen.

Es konnte gezeigt werden, dass solche wärmeautarken Systeme über den gesamten Lebenszyklus betrachtet bezüglich Kosten und Treibhausgasemissionen mit herkömmlichen Wärmepumpensystemen vergleichbar sind. Kombinierte Lösungen, welche sowohl Solarthermie als auch PV & Wärmepumpe enthalten, schneiden dabei in Bezug auf Wirtschaftlichkeit und Treibhausgasemissionen besser ab als reine Thermie- oder reine PV-Lösungen.

Reine PV-Lösungen benötigen etwas mehr Solarfläche, weisen aber die geringsten Investitionskosten auf. Aufgrund der ineffizienten Nutzung elektrischer Energie mittels Heizstäben zur Erwärmung des Speichers auf hohe Temperaturen weisen diese Lösungen aber höhere Treibhausgasemissionen auf.

Eine Analyse der Emissionsbilanz unter Berücksichtigung der stark wechselnden Treibhausgasbelastung des Strommixes im Jahresverlauf hat gezeigt, dass die dynamisch bilanzierten Treibhausgasemissionen mit einer angepassten Regelung deutlich verbessert werden können. Dies ist aber nur möglich, wenn von der vollständig solaren Wärmeversorgung abgesehen wird und die Wärmepumpe bei einer geringen Belastung des Strommixes auch mit Netzstrom betrieben wird. Dafür kann im Gegenzug bei hoher Belastung des Netzstroms mehr PV-Strom eingespeist werden.

## Résumé

Le stockage saisonnier de la chaleur dans les maisons individuelles ou collectives chauffées à 100 % par l'énergie solaire est déjà réalisable depuis de nombreuses années. Il existe aussi bien des exemples avec des capteurs solaires thermiques que des systèmes purement électriques combinant de grandes installations photovoltaïques et une pompe à chaleur avec un accumulateur de chaleur saisonnier. Dans le cadre de ce projet, des concepts d'approvisionnement en chaleur solaire thermique, solaire électrique et combiné ont été analysés et comparés sur l'ensemble du cycle de vie, tant en termes de rentabilité que d'émissions de gaz à effet de serre.

Il a été démontré que ces systèmes autonomes en chaleur sont comparables aux systèmes de pompes à chaleur traditionnels en termes de coûts et d'émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie. Les solutions combinées comprenant à la fois le solaire thermique, le PV et la pompe à chaleur s'en sortent mieux que les solutions purement thermiques ou purement PV en termes de rentabilité et d'émissions de gaz à effet de serre.



Les solutions PV pures nécessitent un peu plus de surface solaire, mais présentent les coûts d'investissement les plus faibles. En raison de l'utilisation inefficace de l'énergie électrique au moyen de thermoplongeurs pour chauffer l'accumulateur à des températures élevées, ces solutions présentent toutefois des émissions de gaz à effet de serre plus élevées.

Une analyse du bilan des émissions tenant compte de la forte variation de la charge en gaz à effet de serre du mix électrique au cours de l'année a montré que les émissions de gaz à effet de serre comptabilisées de manière dynamique pouvaient être nettement améliorées par une régulation adaptée. Cela n'est toutefois possible que si l'on renonce à un approvisionnement en chaleur entièrement solaire et que la pompe à chaleur fonctionne également avec le courant du réseau lorsque la charge du mix électrique est faible. En contrepartie, il est possible d'injecter davantage d'électricité photovoltaïque lorsque la charge du courant de réseau est élevée.

## Summary

The seasonal storage of heat in 100% solar-heated single-family or multi-family homes has been feasible for many years. There are examples with solar thermal collectors or purely electrical systems in which large PV systems and a heat pump are combined with a seasonal heat storage system. In this project, concepts with solar thermal, solar electric and combined heat supplies are analyzed and compared in terms of both economic efficiency and greenhouse gas emissions over the entire life cycle.

It was shown that such heat self-sufficient systems are comparable to conventional heat pump systems in terms of costs and greenhouse gas emissions over the entire life cycle. Combined solutions, which include both solar thermal and PV & heat pump, perform better in terms of economic efficiency and greenhouse gas emissions than pure thermal or pure PV solutions.

Pure PV solutions require slightly more solar area, but have the lowest investment costs. However, due to the inefficient use of electrical energy by means of heating rods to heat the storage tank to high temperatures, these solutions have higher greenhouse gas emissions.

An analysis of the emissions balance, taking into account the strongly fluctuating greenhouse gas load of the electricity mix over the course of the year, has shown that the dynamically balanced greenhouse gas emissions can be significantly improved with an adapted control system. However, this is only possible if the heat supply is not completely solar and the heat pump is also operated with grid electricity when the electricity mix is under low load. In return, more PV electricity can be fed in when the load on the grid electricity is high.



## Take-home messages

- 100% solar beheizte Mehrfamilienhäuser können sowohl mit reinen Solarthermie-Lösungen als auch mit einer Kombination aus Solarthermie, PV & Wärmepumpe oder lediglich PV & Wärmepumpe und elektrischen Heizstäben realisiert werden.
- Kombinierte Lösungen, welche sowohl Solarthermie als auch PV & Wärmepumpe enthalten, schneiden dabei in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit und die Treibhausgasemissionen besser ab als reine Thermie- oder reine PV-Lösungen.
- Reine PV-Lösungen benötigen etwas mehr Solarfläche, weisen dennoch die geringsten Investitionskosten aber höhere Treibhausgasemissionen auf.
- Die dynamisch bilanzierten Treibhausgasemissionen können mit einer angepassten Regelung, welche den Bezug von Netzstrom mit geringer Belastung zulässt, deutlich verbessert werden.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>9</b>
1.1	Ausgangslage und Hintergrund .....	9
1.2	Motivation.....	11
1.3	Projektziele .....	11
<b>2</b>	<b>Vorgehen und Methode</b> .....	<b>12</b>
2.1	Vermessung des solaren MFH Huttwil .....	12
2.2	Wärmerückgewinnung aus Duschwasser .....	15
2.3	Simulationen .....	15
2.3.1	Steuerung.....	17
2.3.2	Variantenvergleich .....	18
2.4	Betrachtung der Investitionskosten.....	18
2.4.1	Anlagenkosten.....	19
2.5	Lebenszyklusanalyse .....	20
2.5.1	Treibhausgasemissionen .....	20
2.5.2	Dynamische Betrachtung .....	24
2.5.3	Primärenergie .....	25
<b>3</b>	<b>Ergebnisse und Diskussion</b> .....	<b>27</b>
3.1	Monitoring Huttwil .....	27
3.1.1	Allgemein.....	27
3.1.2	Temperaturmessungen.....	28
3.1.3	Wärme- und Volumenzähler.....	31
3.1.4	Veränderung der Energiebezüge .....	33
3.2	Duschwasser-WRG .....	35
3.2.1	Verfügbare Produkte und Varianten .....	35
3.2.2	Modellierung einzelner Duschvorgänge.....	37
3.3	Parametervariationen und Dimensionierung .....	40
3.3.1	Luft-Wasser Wärmepumpe .....	41
3.3.2	Wärmepumpe mit Fundamentplatte als Quelle.....	44
3.4	Variantenvergleich .....	48
3.4.1	Speichergrößen.....	48
3.4.2	Investitionskostenanalyse .....	49
3.4.3	Wärmegestehungskosten .....	52
3.5	Lebenszyklusanalyse .....	53
3.5.1	Dynamische Betrachtung.....	58
3.5.2	Vergleich mit Standardsystemen.....	60
3.5.3	Primärenergie .....	62
<b>4</b>	<b>Schlussfolgerungen und Fazit</b> .....	<b>64</b>



4.1	Monitoring/Datenanalyse .....	64
4.2	Lebenszyklusanalyse/Treibhausgasemissionen .....	64
4.3	Systemvarianten mit und ohne Solarthermie .....	65
4.4	Duschwasser-WRG .....	65
<b>5</b>	<b>Ausblick und zukünftige Umsetzung.....</b>	<b>67</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>68</b>



## Abkürzungsverzeichnis

MFH	Mehrfamilienhaus
PV	Photovoltaik
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
FP	Fundamentplatte
LW	Luft-Wasser
SP	Speicher
COP	Coefficient of performance



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Seit vielen Jahren werden in der Schweiz bereits Ein- und Mehrfamilienhäuser erstellt, welche mit Hilfe eines saisonalen Wasserspeichers zu 100 % mit Solarwärme versorgt werden. In den BFE Projekten OPTSAIS [1] und SensOpt [2] konnten Optimierungspotenziale durch eine verbesserte Regelung und die Integration von PV und Wärmepumpe in das System aufgezeigt werden.

Im Jahr 2021 wurde in Benzenschwil (AG) das erste vollständig solar beheizte Mehrgenerationenhaus mit saisonalem Wasserspeicher gebaut, welches keine thermischen Kollektoren, sondern nur PV-Module und eine Wärmepumpe nutzt. Die gesamte Hülle eines Anbaus wurde zu diesem Zweck mit PV-Modulen ausgestattet. In dem Objekt wird der Wärmespeicher nach dem Beladen durch die Wärmepumpe mit Elektroheizstäben und PV-Strom weiter erhitzt, um eine möglichst grosse Wärmemenge einzuspeichern. Diese Systeme mit PV-Modulen weisen nicht nur eine 100 % Deckung des Wärmebedarfs auf, sondern können auch einen substantziellen Teil des Bedarfes für den Haushaltsstrom selbst erzeugen.

Zusätzlich wurde im Projekt SensOpt durch eine vereinfachte Modellierung ein grosses Potenzial der Duschwasserwärmerückgewinnung zur Reduktion des Warmwasserverbrauches aufgezeigt, was auch eine erhebliche Reduktion des saisonalen Speichervolumens ermöglicht. In diesem Projekt soll dieses Potential genauer analysiert und es sollen unterschiedliche Varianten der Duschwasserwärmerückgewinnung verglichen werden. Diese Einbindungsvarianten werden mit den drei Konzepten a) Solarthermie, b) Solarthermie, PV + WP, c) PV + WP + Heizstab kombiniert und über den gesamten Lebenszyklus ökonomisch und ökologisch verglichen.



Abbildung 1: Oben: MFH Huttwil mit «nur» solarthermischer Energieerzeugung auf dem Dach. Unten: MFH Anbau Benzenschwil mit «nur» photovoltaischer Energieerzeugung auf der gesamten Gebäudehülle. Beide Gebäude nutzen einen saisonalen Wasser-Wärmespeicher. Quellen: Jenni Liegenschaften AG & synergieplus.ch



## 1.2 Motivation

Der Ersatz von fossilen Wärmeerzeugern in Wohngebäuden ist ein entscheidender Faktor zum Erreichen der nationalen Klimaziele. Im Vordergrund steht der Ersatz fossiler Heizungen durch Wärmepumpen, welche oft mit Photovoltaikanlagen ergänzt werden. Eine starke Forcierung dieses Konzeptes erzeugt zwar mehr als genug elektrische Energie in den Sommermonaten, erhöht aber den Bedarf an elektrischer Energie im Winter. Wie eine dadurch vergrösserte Winterlücke bei der Stromversorgung "gefüllt" werden soll, ist noch weitgehend ungeklärt. So resultiert zum Beispiel im Basisszenario der Energieperspektiven 2050+ des Bundes [3] ein Winter-Defizit von 9 TWh, für welches in demselben Szenario die Deckung über Importe vorgesehen war. Bereits heute ist die CO<sub>2</sub>-Belastung der im Winter in der Schweiz verbrauchten elektrischen Energie um Faktor vier höher als im Sommer. Aus diesem Grund hat auch die im Winter eingesparte kWh Strom derzeit einen um den Faktor vier höheren Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Schweiz als im Sommer, wobei sich dieser saisonale Unterschied mit der fortschreitenden Elektrifizierung des Wärmesektors und dem Ausstieg aus der Kernenergie noch deutlich verstärken könnte. Bezahlbare Lösungen zur saisonalen Speicherung sind daher ein Schlüsselement für die Energieversorgung der Zukunft. Die grosstechnische saisonale Speicherung von elektrischer Energie in Wasser-Speicherkraftwerken ist zwar zu vertretbaren Kosten möglich. Die geeigneten Standorte sind aber weitgehend ausgebaut und ein Zubau in der Schweiz scheint nur noch in sehr beschränkter Masse realistisch (2 TWh gemäss dem Runden Tisch Wasserkraft[4]). Die saisonale Speicherung von Elektrizität in Gebäuden mittels Batterien ist ca. um das Zehnfache teurer und weist Kosten > 1 CHF/kWh [5] auf. Sie ist damit weit von einer wirtschaftlichen Umsetzbarkeit entfernt. Mit grossen Wasserspeichern kann aber Wärme bereits heute für einzelne Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) saisonal gespeichert werden, wobei die Kosten für die Wärmespeicherung bei ca. 25 Rp./kWh [5] liegen.

## 1.3 Projektziele

Das Projekt hat das Ziel, die Kosten und Umweltbelastung für 100% solar beheizte MFH weiter zu senken und somit die Verbreitung solcher Wärmeerzeugungssysteme voranzutreiben. Dazu werden folgende Teilziele angestrebt:

- Aufzeigen und Vergleichen von Energieströmen in real gebauten MFH mit saisonalem Wasserwärmespeicher.
- Energiebilanz und Ökobilanzierung des gesamten Lebenszyklus der unterschiedlichen Ansätze von 100 % solar beheizten MFH mit saisonalem Wärmespeicher. Die 100 % solar beheizten MFH werden mit weiteren gängigen Heizsystemen verglichen.
  - Design-/Dimensionierungsvorschläge für 100 % solar beheizte MFH mit minimalen Treibhausgasemission über den gesamten Lebenszyklus.
- Analyse der Integration von Duschwasser-WRG ins 100 % solar Konzept. Quantifizierung des Einflusses auf die Systemdimensionierung und auf die Kosteneinsparungen.



## 2 Vorgehen und Methode

### 2.1 Vermessung des solaren MFH Huttwil

In diesem Projekt wurde auf die Vermessung des solaren MFH in Huttwil aus dem Projekt SensOpt aufgebaut und die Datenakquise, welche bereits im Vorgängerprojekt gestartet wurde, wurde fortgesetzt. Aus diesem Grund werden hier die wichtigsten Abschnitte zum Datenmonitoring aus dem Abschlussbericht des SensOpt Schlussberichtes [6] nochmals wiedergegeben.

Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen die hydraulischen Schemas des saisonalen Wärmespeicher-Systems im MFH Huttwil mit den unterschiedlichen Messeinrichtungen, die am Speicher und an den angeschlossenen Kreisläufen integriert wurden. Die installierten Temperatur- und Wärmezählsensoren erlauben es, mit Hilfe von Energiebilanzen alle auftretenden Energieströme innerhalb der einzelnen Kreisläufe zu berechnen. 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 der 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 von der HSLU 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 weiter zu nutzen.

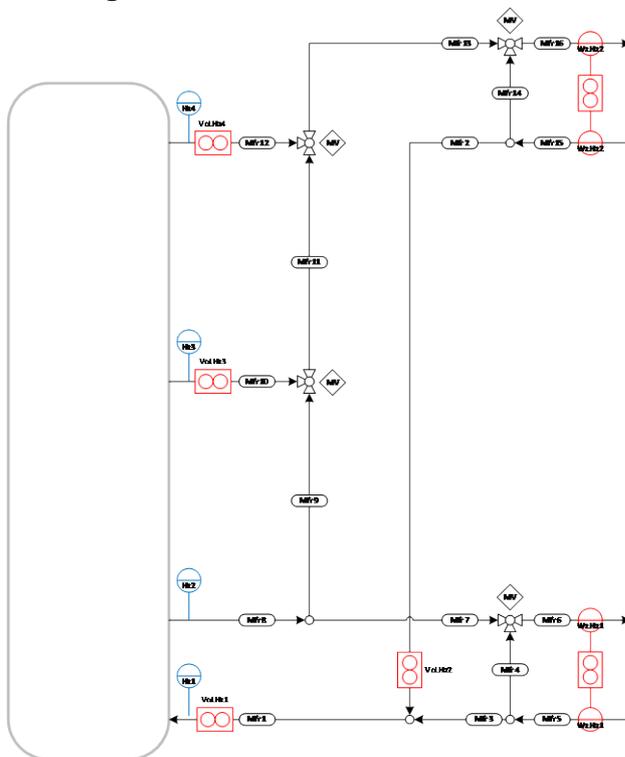


Die gesammelten Messdaten wurden als vordefiniertes Excel- oder CSV-Format übermittelt und parallel auf den HSLU- und OST-Servern gespeichert. Sie wurden dann mit Python aufbereitet, analysiert und visuell dargestellt.

Tabelle 1: Details der Messeinrichtung zum Monitoring des

MFH in Huttwil. <b>Wärmemessung der einzelnen Kreisläufe</b>	Hersteller	Anzahl
Themischer Energiezähler CF-51	GWF	4
Themischer Energiezähler MC 6M2 (Solar)	GWF	1
Mehrstrahl-Warmwasserzähler MTH-VF	GWF	7
IM 2 M Impulssammler	GWF	7
Intelligenter M-Bus TCP/IP Master CMe3100	GWF	1
Temperaturmessungen und Schnittstellen		
PT100 Klasse AA, 4 Leiter (Speicher und Kreisläufe)	Albert Balzer AG	53
NI 9216 Spring, 8-Ch RTD, PT100, 24-bit	National Instruments	8
PT100 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

### Heizungskreislauf



### Brauchwarmwasser Kreislauf

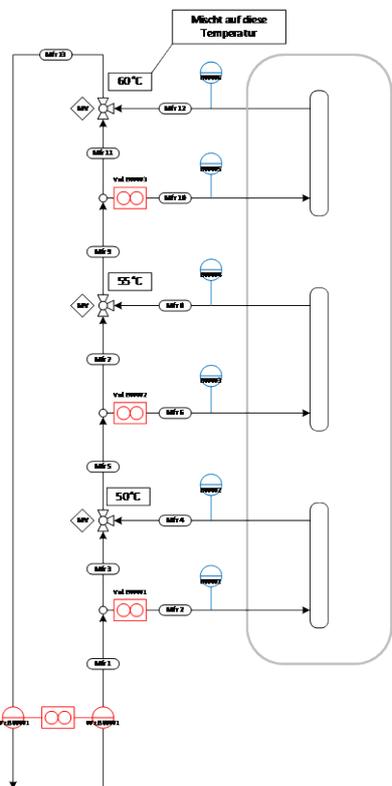
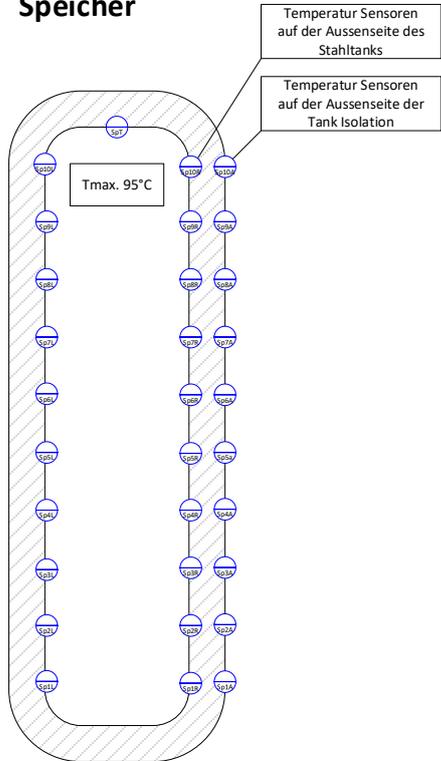


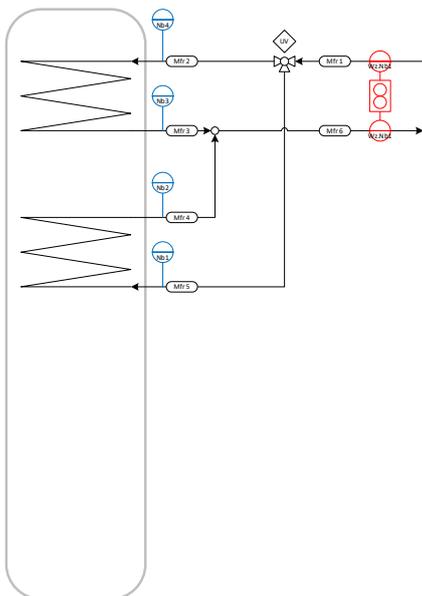
Abbildung 2: Monitoringkonzept für das Sonnenhaus Huttwil. Links: Kreislauf der Heizung. Rechts: Kreislauf zur Erzeugung von Brauchwarmwasser.



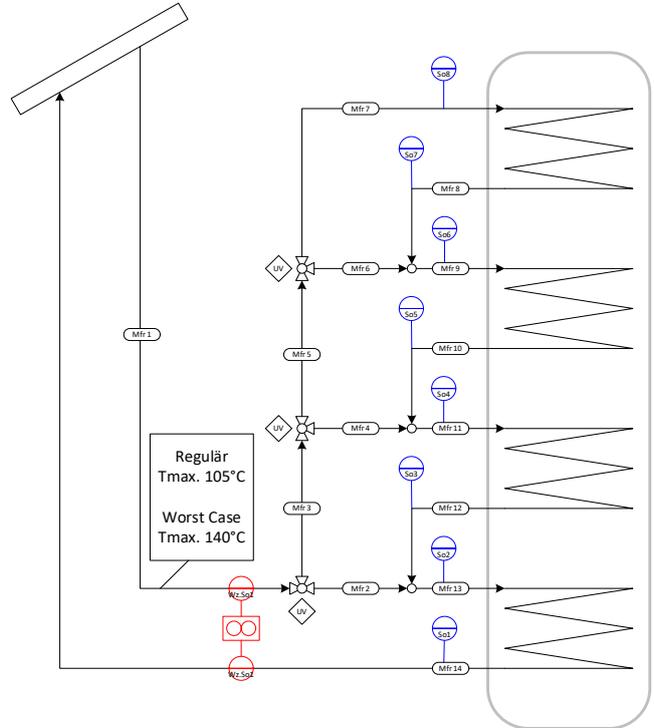
### Speicher



### Nachbarhaus Kreislauf



### Solar Kreislauf



### Legende

-  Temperatur Sensor
-  Volumenfluss Sensor
-  Wärmehändler Sensor
-  Mischventil
-  Umschaltventil
-  Massenstrom Beschriftung

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.



## 2.2 Wärmerückgewinnung aus Duschwasser

Die Untersuchungen im BFE Projekt SensOpt [6] kamen aufgrund einer Studienarbeit an der OST [7] zum Ergebnis, dass durch dezentrale Duschwasser-WRG ein grosses Potenzial zur Einsparung von Speichervolumen und Kosten erschlossen werden kann. Dieses Ergebnis wurde auch allerdings auf der Basis einer sehr vereinfachten Modellierung erzielt. Dabei wurde die steady-state Effizienz einer Joulia Dusche [6] (siehe auch Tabelle 5) verwendet, um die Duschbezüge zu reduzieren. Die Verluste und thermischen Massen wurden bei dieser Abschätzung nicht betrachtet.

In diesem Projekt wurden Wärmeverluste und Zeitverzögerungen in die Modellierung miteinbezogen und unterschiedliche Einbindungsvarianten der Duschwasser-WRG betrachtet. Es hat sich gezeigt, dass eine detaillierte Modellierung der Leitungen und der WRG-Wärmetauscher innerhalb der Jahressimulationen nicht zielführend ist, da hierfür die Simulationszeitschritte auf unpraktikabel kleine Werte eingestellt werden müssten. Die meisten Effekte wirken sich lediglich auf die ersten 10-30 s einer Zapfung aus, gebräuchliche Simulationszeitschritte für Jahressimulationen in TRNSYS betragen jedoch 2 min. Aus diesem Grund wurde ein System, welches lediglich die WRG-Einheit und die involvierten Leitungen beinhaltet, aufgesetzt. Dieses System wurde ebenfalls in TRNSYS, aber mit Zeitschritten von einer Sekunde simuliert, wobei nicht ein ganzes Jahr, sondern lediglich eine Duschzapfung von 10 min simuliert wurde. Aus diesen Simulationen wurden dann der verminderte Warmwasserbezug und die erhöhte Kaltwassertemperatur für die in der Jahressimulation verwendeten 2 min Zeitschritte gemittelt. Dabei wurden unterschiedlich Werte für die erste und für die folgenden 2 min Schritte einer Zapfung ermittelt. Für die unterschiedliche Stockwerke (mit anderen Leitungslängen) wurden dabei unterschiedliche Werte verwendet. Somit konnten in den verwendeten Zapfprofilen [6] die Duschbezüge verringert und die Kaltwassertemperaturen erhöht werden.

## 2.3 Simulationen

Die Simulationssoftware TRNSYS wurde für die Modellierung des Gebäudes und des thermischen Systems verwendet. Das System wurde auf der Grundlage eines realen Mehrfamilien-Solarhauses parametrisiert, das von der Jenni Liegenschaften AG in Huttwil, Schweiz, gebaut wurde. Es besteht aus vier Stockwerken mit zwei Wohnungen pro Stockwerk (Gesamtwohnfläche von 1100 m<sup>2</sup>), einem saisonalen Wasserspeicher mit 110 m<sup>3</sup> Volumen und 160 m<sup>2</sup> Dachfläche, die für die STC genutzt wird und als Referenzfall für die dynamischen Simulationen in TRNSYS dient. Ebenfalls wurden zwei Elektroheizstäbe eingesetzt, um die direkt elektrische Verwertung von überschüssigem PV-Strom zu untersuchen. Die Modellierung des Gebäudes wurde mit "Type 56" in TRNSYS durchgeführt. Simulation und Modellierung sind im Abschlussbericht des Projektes SensOpt [6] im Detail beschrieben. In den folgenden Abschnitten wird eine Zusammenfassung der simulierten Systeme und der wichtigsten Komponenten gegeben.

**Hydraulik:** In Abbildung 4 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. 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 und zur Berechnung der Energieeinträge oder Verluste verwendet.

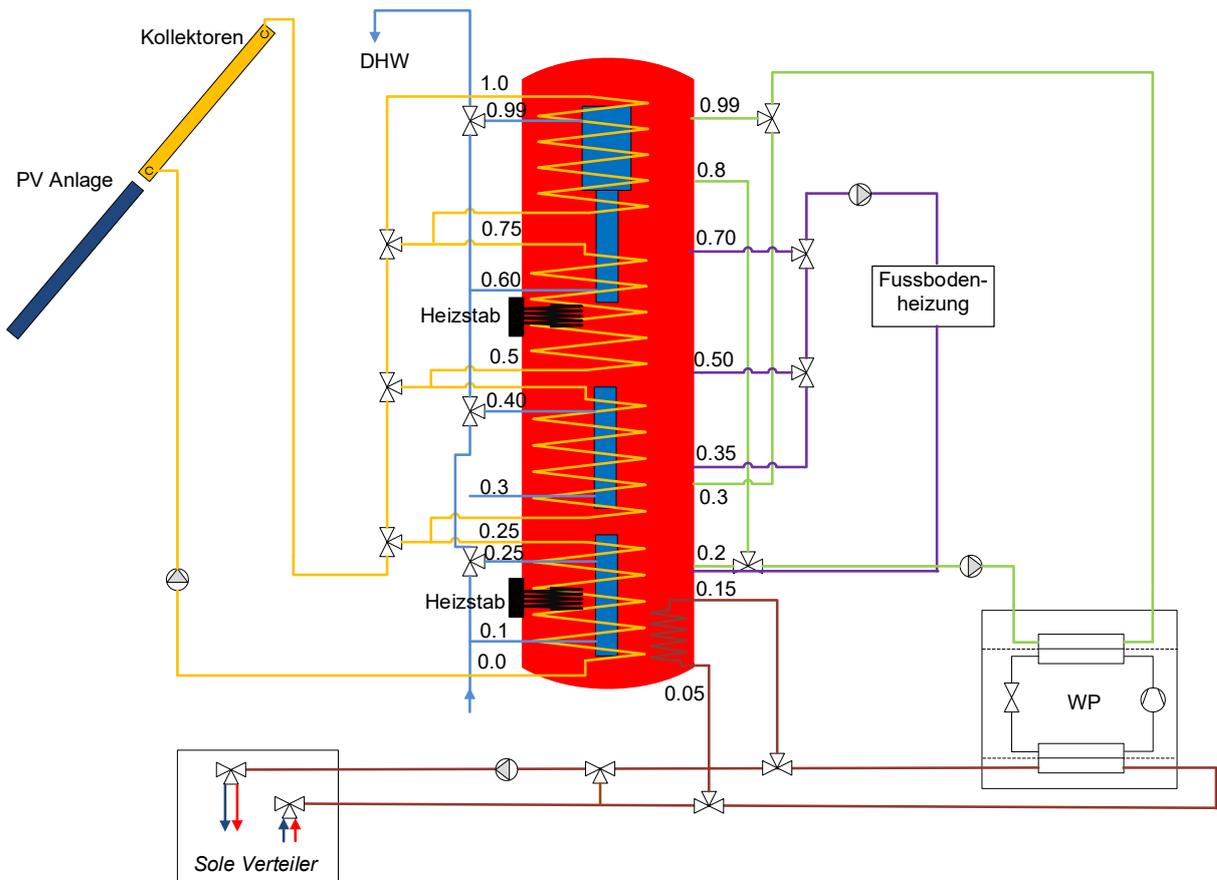


Abbildung 4: Hydraulik des Systems mit regenerierbarer Wärmequelle, inklusive Angabe der relativen Höhe der Ein- und Austrittspositionen am Speicher.

**Speicher:** Für die Simulation des Speichers steht das vom SPF entwickelte „Stratified Plug Flow Model“ (Type 1024) zur Verfügung [8], welches gegenüber dem Standardmodell mit zusätzlichen Wärmetauschern versehen wurde.

**Kollektor:** Es wurde das weit verbreitete „Dynamic Collector Model“ (Type 832) verwendet [9]. Es wurden die Kollektorkennwerte des von der Jenni Energietechnik AG verwendeten Kollektortyps VarioSol A-antireflex eingesetzt.

**PV:** In der Simulation wurde der type 194 verwendet, um ein PV-Feld mit Wechselrichter abzubilden [10]. Um die Resultate vergleichbar mit dem Vorgänger Projekt SensOpt zu halten, wurde dieselben Komponenten implementiert. Das Modell wurde anhand eine von der Jenni Energietechnik AG erstellten Offerte parametrisiert und beinhaltet Photovoltaik-Grossflächen-



Module PVE der Firma Winkler welches auf WRS MOxxF 365Wp Modulen mit einem europäischen Nennwirkungsgrad von 18.25% auf die Bruttofläche. Der Wechselrichter wurde anhand des Fronius Symo 15.0-3 M mit einem Nennwirkungsgrad von 97.7% parametrisiert.

**Wärmepumpe:** Ein Kennlinienmodell „Compression Heat Pump“ (Type 977) wurde vom SPF auf Basis von Type 401 [11] weiterentwickelt [12]. 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. 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, d.h. identische COP's angenommen.

**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 [13].

**Fundamentplatte:** Für die Simulation der thermisch aktivierten Fundamentplatte wurde das Bodenheizungsmodell (Type 1792) mit dem am SPF entwickelten 2D-Erdmodell (Type 709) gekoppelt. Auf der anderen Seite wurde das Bodenheizungsmodell mit der untersten Zone des Gebäudemodells gekoppelt. Die Parametrierung der aktivierten Fundamentplatte erfolgte mit einem Rohrabstand von 0.15 m, einer Betonschichtdicke von 0.25 m und einer Dämmschicht von 0.11 m.

**Verbrauchsprofile:** Das Benutzerverhalten und die daraus entstehenden Verbrauchsprofile wurden aus dem Referenz-Mehrfamilienhaus, welches auf Basis der Monitoringdaten und der Resultate des Projektes ImmoGap [14] erstellt wurden, verwendet. Übernommen wurden der Warmwasserverbrauch, der Elektrizitätsverbrauch und die internen thermischen Gewinne [15]. 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.

**Wetterdaten:** Für die Simulation wurden Wetterdaten des SIA-Normjahres der Messstation Wynau [16] als nächst gelegener Standort verwendet. Diese liegen als Stundenwerte vor und wurden anhand des TRNSYS Types 109 für unterschiedliche ausgerichtete Flächen des Gebäudes auf kürzere Zeitschritte von 2 min. umgerechnet.

### 2.3.1 Steuerung

**Kollektorkreis:** Der Kollektorkreis wird mit einer Temperaturdifferenzregelung ( $\Delta T = 7 \text{ K}$ ) Eingeschaltet, wobei die Wärmeübertrager im oberen Speichervolumen seriell dazugeschaltet werden, sobald die Kollektortemperatur höher als die Temperatur im entsprechenden Speichervolumen ist (siehe Abbildung 4). Im Projekt SensOpt hat eine Regelung mit Lowflow



im Sommer (15 l/m<sup>2</sup>) und Highflow im Winter (ca. 40 l/m<sup>2</sup>, bei mehreren Wärmeübertragern verringert) als beste Lösung erwiesen (Details im Abschlussbericht von SensOpt [6]). In diesem Projekt wird diese kombinierte Regelung angewendet.

**Wärmepumpe:** Die Wärmepumpe wird anhand des PV-Ertrages angesteuert und moduliert. Dabei wurde die WP bis auf 5% ihrer Nennleistung heruntergeregelt. Dies ist mit realen Wärmepumpen meist nicht möglich. In der Realität schwankt die PV-Produktion deutlich stärker als in der Simulation, welche auf Wetterdaten mit Stundenzeitschritten beruht. Um diese Schwankungen und auch ein starkes Takten der Wärmepumpe zu verhindern, muss bei einer realen Anlage ein kurzzeitiger Austausch mit dem Stromnetz erlaubt werden. In der Realität könnte eine ausgeglichene Bilanz zwischen PV-Produktion und WP-Bezug also nicht für sehr kurze Zeitintervalle, wie für den Simulationszeitschritt von 2 min, aber bezogen auf Zeitintervalle von wenigen Stunden erreicht werden. Die Modulierung auf sehr tiefe Teillasten wird als einfache Möglichkeit angesehen, in der Simulation eine ausgeglichene Bilanz zwischen PV-Ertrag und WP-Bezug zu erreichen (siehe auch SensOpt Schlussbericht [6]).

**Warmwasser:** Warmwasser wird immer aus den unteren Wärmetauschern (Tank in Tank) bezogen und aus den nächstoberen Wärmetauschern wird nur so viel beigemischt wie nötig um eine Temperatur von 50 °C vor der Verteilung im Gebäude zu erreichen. In der Simulation wurde die Kaltwasserbeimischung auf Nutzttemperatur nicht nachgebildet, sondern bereits in den Profilen berücksichtigt.

**Heizung:** Die Heizungssteuerung erfolgt nach einer Heizkurve mit Maximaltemperatur 35 °C.

### 2.3.2 Variantenvergleich

Wie schon im Projekt SensOpt wurden neue Varianten mit dem rein solarthermischen Referenzsystem [6] (basierend auf dem Gebäude in Huttwil) verglichen. 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.

## 2.4 Betrachtung der Investitionskosten

Weil die hier betrachteten Systeme annähernd ohne kostenpflichtige Zusatzenergie auskommen, werden die Kosten eines solchen Systems durch die Investitionskosten dominiert. Laufende Kosten, wie Unterhaltskosten, aber auch Kapitalkosten sind stark von Parametern mit einer grossen Variabilität (Kapitalzins, Lebensdauer, Prozentualer Anteil Unterhalt) abhängig. Aufgrund dieser Unsicherheiten wird hier, wie schon im Abschlussbericht



zum Projekt SensOpt [6], bewusst auf eine diskontierte Berechnung der Wärmekosten verzichtet und es werden lediglich Investitionskosten aufgezeigt.

Die Betrachtung der Investitionskosten wird Anlagen nicht gerecht, welche unterschiedliche Mengen PV-Strom für den Eigenverbrauch oder die Netzeinspeisung zur Verfügung stellen. Sowohl die Netzeinspeisung von PV-Strom als auch die Substitution von Netzbezug beim Eigenverbrauch von PV-Strom für den Haushaltsbedarf generieren bei diesen Anlagen unterschiedliche finanzielle Erträge. Diese Erträge und Einsparungen wurden über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren aufsummiert und den Investitionskosten gegenübergestellt. Ebenfalls wurde der Wohnraumgewinn aufgrund von kleineren Speichervolumina den Investitionen gegenübergestellt. Eine genauere Beschreibung dieser Vorgehensweise kann im Abschlussbericht zum Projekt SensOpt [6] gefunden werden.

#### **2.4.1 Anlagenkosten**

Aus Offerten der Firma Jenni Energietechnik AG wurden Kostenfunktionen für die unterschiedlichen Komponenten abgeleitet. Diese werden im Abschlussbericht zum Projekt SensOpt genauer erläutert und beinhalten Anschaffungs- und Installationskosten. Planungskosten werden nicht berücksichtigt. Im Folgenden wird eine Zusammenfassung der wichtigsten Kosten wiedergegeben:

##### **Speicher**

- Pufferspeicher: Behälter und Isolation: 5500 CHF + 757 CHF/m<sup>3</sup>
- Solarwärmetauscher: 75 CHF/m<sup>2</sup> Kollektorfläche
- In Pufferspeicher integrierter Brauch-Warmwasserspeicher 1'675 CHF/Wohnung

##### **Solarthermie**

- 613 CHF/m<sup>2</sup> Bruttofläche (inkl. Kollektoren, Verrohrung, Wärmeträgerfluid, Steuerung, Expansion und Installation)

##### **PV**

- 2'900 CHF (hauptsächlich für den AC-Anschluss) + 265 CHF/m<sup>2</sup> (Module, Wechselrichter und Installation)

##### **Wärmepumpen**

- Ca 9500 CHF + 600 CHF/kW (kleine Abweichungen zwischen Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpen siehe SensOpt Schlussbericht [6])

##### **Duschwasserwärmerückgewinnung**

- 17080 CHF<sup>1</sup> (pauschal)

##### **Elektroheizstäbe**

---

<sup>1</sup> Angabe für 8 Einheiten von Joulia SA unter Berücksichtigung von Stückpreisen, Mehrkosten bei der Montage und Einsparungen einer herkömmlichen Duschrinne.



- 5000 CHF (pauschal, inkl. Ansteuerung)

### **Elektrizität**

- Strom Eigenverbrauch 0.175 CHF/kWh
- Einspeisung 0.07 CHF/kWh

Die verwendeten Stromtarife wurden gegenüber dem SensOpt Abschluss (2021) [6] nicht verändert, um eine Vergleichbarkeit zu erreichen. Für das Jahr 2023 haben viele Elektrizitätswerke sowohl die Bezugs- als auch die Einspeisetarife stark erhöht. Daher wurde eine zusätzliche Analyse mit aktuellen Strompreisen von 37.2 Rp/kWh (Mittelwert zwischen hoch und Niedertarif) für den Bezug und 23.7 Rp/kWh für die Einspeisung [17] gerechnet. Es ist aber schwierig abzuschätzen, welche Tarife über den Betrachtungszeitraum der nächsten 20-25 Jahren realistisch sind.

## **2.5 Lebenszyklusanalyse**

Die hier betrachteten autarken Systeme erzeugen für die Bereitstellung der Wärme keinen resp. nur marginale Emissionen im Betrieb. Sie benötigen dafür aber mit dem grossen Speicher und den grossen Solarflächen viel Infrastruktur, bei deren Herstellung Emissionen verursacht werden. Weil alle Systeme im Betrieb nur lokal produzierte Solarenergie als Primärenergie zur Wärmebereitstellung benötigen, wurde bei der Lebenszyklusanalyse ein Fokus auf die Treibhausgasemissionen gelegt. Die Analyse der systembedingten Emissionen kann sich also auf die grauen Emissionen fokussieren und die marginalen Emissionen durch den Betrieb ausser Acht lassen

### **2.5.1 Treibhausgasemissionen**

Für den Vergleich der unterschiedlichen Systeme wurden Angaben der Firma Jenni Energietechnik AG, Daten der KBOB [18] und aus der Datenbank von Ecoinvent [19] verwendet. Für den Vergleich werden möglichst typische Werte für eine Technologie verwendet.

#### **Kollektorfeld**

Die KBOB Datenbank (2022) [18] liefert unterschiedliche Werte für verschiedenen Anlagengrössen und Anwendungen. Diese variieren zwischen 169 und 290 kg CO<sub>2,eq</sub> pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche inkl. Entsorgung. Für die Auswertung wurde der tiefste Wert (169 kg CO<sub>2,eq</sub> /m<sup>2</sup>) für "Warmwasser in MFH" verwendet.

Die dabei verwendeten Zahlen beinhalten die Belastung durch die Herstellung der Kollektoren, aber auch die Montage, das Montagematerial und die Verrohrung. Die Herstellung der Flachkollektoren verursacht aber den Hauptanteil der Emissionen und wird von Drake und Bode mit 126 kgCO<sub>2,eq</sub> /m<sup>2</sup> bezogen auf die Absorberfläche [20] angegeben.



## PV

Bei der Revision der KBOB Werte im Jahr 2022 wurden die Referenzwerte für PV-Anlagen stark vermindert und von über 2000 kg CO<sub>2,eq</sub>/kWp auf Werte um 1000 kg CO<sub>2,eq</sub>/kWp halbiert. In der aktuellen Datenbank werden die Emissionen auch auf unterschiedliche Technologien, sowie in Solarstromanlage, Wechselrichter und Elektroinstallation aufgeschlüsselt angegeben. Für die Beurteilung wurden die neusten Werte für Anlagen mit mono-Si-Module (1260 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWp) verwendet. Dünnschichtmodule weisen im Vergleich eine deutliche geringere Belastung auf (z.B. 794 kg CO<sub>2,eq</sub>/kWp für CdTe) welche aber aufgrund der geringen Marktdurchdringung nicht verwendet wurden. Die Belastung durch das PV-Feld wurde mit 74 kg CO<sub>2,eq</sub>/kWp durch die Wechselrichter und 42 kg CO<sub>2,eq</sub>/kWp durch die Elektroinstallation ergänzt. Aber auch für kristalline Si-Module gibt es grosse Unterschiede. So geben Müller et al. [21] in einer neuen Publikation (für Module, ohne Montage usw.) eines Spannweite von 420 kg CO<sub>2,eq</sub>/kWp für Rahmenlose Glas-Glas Module aus Europa bis 810 kg CO<sub>2,eq</sub>/kWp für gerahmte Glas-Folien Module aus China an.

## Wärmepumpe

Die Emissionen von Wärmepumpenanlagen sind normalerweise stark durch den Betrieb dominiert und daher hauptsächlich vom verwendeten Strommix abhängig. Bei den hier betrachteten Systemen werden die Wärmepumpen nur durch eigens produzierten PV-Strom betrieben, dessen Belastung schon durch die Betrachtung der PV-Anlage berücksichtigt wird. Daher muss nur die graue Energie der Wärmepumpe berücksichtigt werden.

Weil grosse Geräte deutlich kompakter als kleine Geräte gebaut werden können, werden skalierbare Angaben nicht pro kW Nennleistung sondern pro Gerätegewicht angegeben und zwar 15.2 kg CO<sub>2,eq</sub>/kg für Sole-Wasser und 15.6 kg CO<sub>2,eq</sub>/kg für Luft-Wasser Geräte [18]. In folgender Grafik wurde aus Datenblättern der für die Schweiz wichtigen Hersteller CTA, Stiebel Eltron und Heim einen Zusammenhang zwischen Gewicht und Nennleistung hergestellt. Dabei gibt es Unterschiede zwischen Luft- und Sole-Geräten, sowie eine deutliche Streuung zwischen unterschiedlichen Geräten. Für die weitere Betrachtung wurden die in der Grafik angegebenen linearen Zusammenhänge zwischen Nennleistung und Gewicht verwendet.

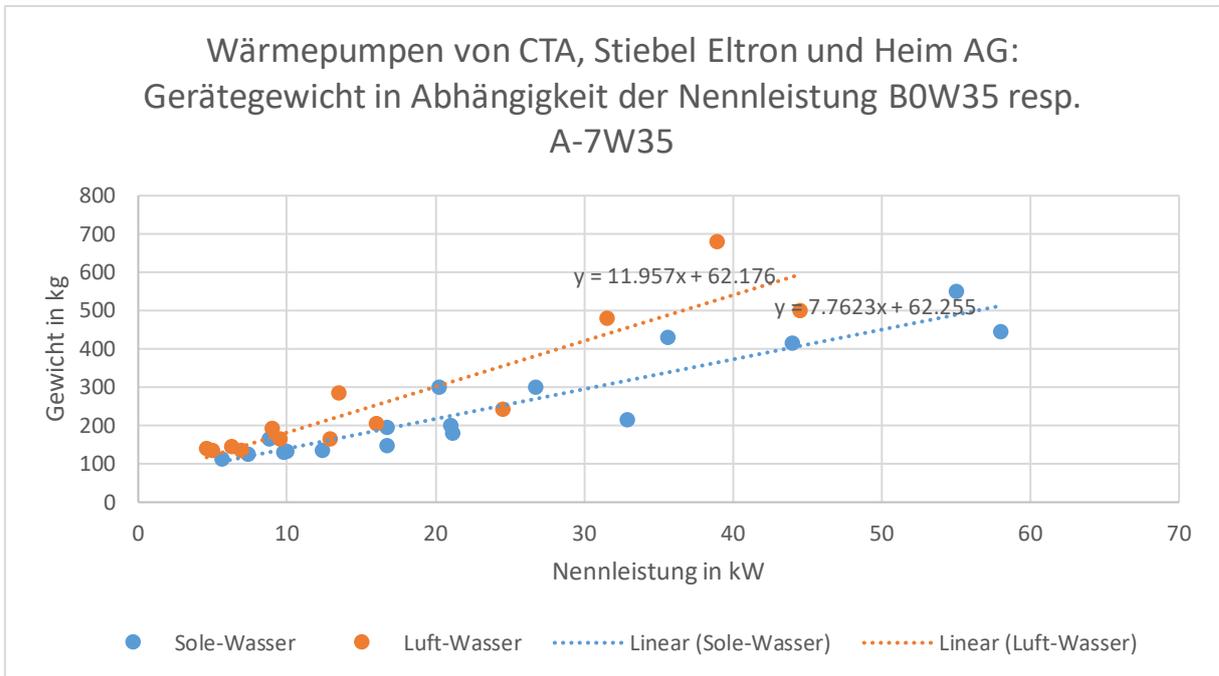


Abbildung 5: Gewicht von unterschiedlichen Wärmepumpen namhafter Hersteller in Abhängigkeit der Nennleistung.

## Speicher

Die in diesem Projekt untersuchten grossen Saisonspeicher sind keine Standardkomponenten. Daher gibt es auch keine zuverlässigen Standarddaten bezüglich Treibhausgasemissionen aus Herstellung und Montage. Grosse Saisonspeicher sind sehr materialintensiv, so dass ein Grossteil der Emissionen auf die verwendeten Materialien zurückgeführt werden kann. Die Berechnung der grauen Treibhausgasemissionen wurde auf Basis der Angaben in Econinvent für einen 2 m<sup>2</sup> Kombispeicher vorgenommen. Bereits bei einem kleinen Speicher ist das Material (Stahl, Edelstahl und Wärmedämmung) stark dominant. Dieses ist bereits für 95% der Emissionen verantwortlich (siehe Abbildung 6, links). Weitere Posten über einem Prozent sind Herstellung (1.3%) und Plastikabfälle (1.2%). Weitere kleinere Posten wie der Wärme-, Strom- und Wasserbedarf in der Produktion, Farbe oder Holzverpackung machen zusammengefasst 2.6% der Emissionen aus.

Angaben der Firma Jenni Energietechnik AG wurden verwendet um genaue Zahlen für die Hauptverursacher (Stahlmantel: 9500 kg, Wärmetauscher: 1600 kg, Warmwasserboiler: 300 kg; Isolation: 44 kg) ausweisen zu können. Der Anteil der Plastikverpackung wurde weggelassen und die Anteile für Produktion und Weiteres wurden beibehalten, ohne die einzelnen Punkte der letzten 2.6% Belastung genauer zu analysieren. Somit ergibt sich bei grossen Saisonspeichern eine noch stärkere Dominanz des verwendeten Stahls (siehe Abbildung 6, rechts). Der ganze Saisonspeicher des Standardsystems (110 m<sup>3</sup>) erzeugt nach diesen Berechnungen Treibhausgasemissionen von 30'500 kg CO<sub>2,eq</sub>.

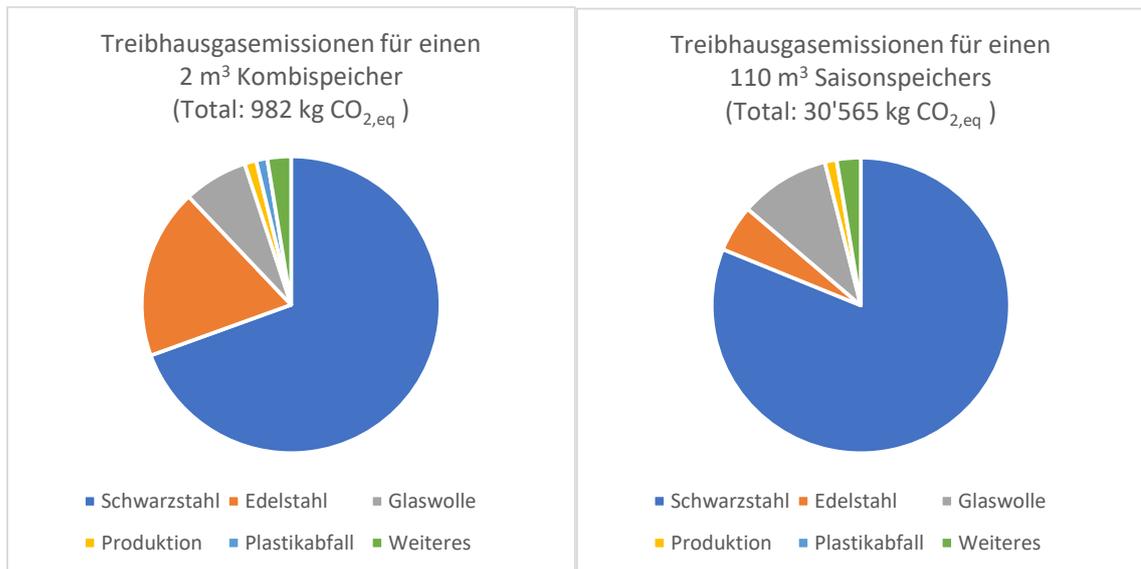


Abbildung 6: Aufschlüsselung der grauen Treibhausgasemissionen für einen 2 m<sup>3</sup> Kombispeicher (links) und davon abgeleitet für einen 110 m<sup>3</sup> Saisonspeicher (rechts).

Bei der Variation der Speichergrossen wurde der Anteil des Mantels, der Isolation, der Produktion und «Weiteres» linear an die Speichergrosse skaliert. Dies ist eine Vereinfachung, wobei sich Effekte wie das schlechtere Oberflächen/Volumen Verhältnis bei kleineren Speichern und die geringere nötige Wandstärke bei weniger hohen Speichern und bei kleineren Biegraden etwa ausgleichen. Der reale Stahlbedarf hängt vom konkreten Verhältnis zwischen Höhe und Durchmesser des verwendeten Speichers ab und weist daher eine individuelle Variabilität auf, welche hier für einen generellen Vergleich nicht berücksichtigt werden kann.

Der Anteil der Wärmetauscher wurde mit der Grösse der Solarthermieanlage skaliert, und der Anteil der internen Warmwasserboiler wurde bei der Verwendung einer WRG entsprechend reduziert. Die Emissionen des Speichersystems werden daher nicht ausschliesslich durch die Grösse des Speichers, sondern auch durch andere Komponenten im System beeinflusst.

## WRG

Weil spezifische Treibhausgasdaten für Anlagen zur Duschwasserwärmerückgewinnung fehlen, konnte hier nicht auf typische Standarddaten zurückgegriffen werden. Aufgrund von Produktinformationen können aber Abschätzungen zum Materialbedarf gemacht werden.

Die Julia 5P weist ein Gesamtgewicht von 12.74 kg auf, wobei der Wärmetauscher allein (als Ersatzteil) lediglich 2.13 kg schwer ist. Eine Duschrinne mit WRG würde eine herkömmliche Duschrinne ersetzen, welche ebenfalls ein gewisses Gewicht aufweist. Es gibt dabei unzählige unterschiedliche Rinnen im Angebot, welche meist aus Edelstahl hergestellt und zwischen ca. 1.5 und 6 kg Gewicht aufweisen. Für die Betrachtung wird von einem Ersatz einer tendenziell hochwertigen Rinne mit ca. 4.5 kg ausgegangen und für eine Schätzung der Emissionen mit einem Mehrgewicht von 2.13 kg Kupfer (der Kunststoffanteil des Wärmetauschers wird



vernachlässigt) und 5.5 kg Edelstahl ausgegangen. Diese wurden mit materialspezifischen Daten von Kupfer gewichtet: 2.21 kgCO<sub>2,eq</sub>/kg und Edelstahl 4.12 kgCO<sub>2,eq</sub>/kg [18]. Daraus ergibt sich für acht Einheiten eine Belastung von 203 kg CO<sub>2,eq</sub> aus den beiden wichtigsten Materialien, was lediglich 0.7% der Belastung durch den Speicher darstellt. Aufgrund der stark untergeordneten Relevanz gegenüber den grossen Systemkomponenten wie Speicher, Solaranlage oder Wärmepumpe und aufgrund der Unsicherheiten bezüglich alternativer Duschrinne wurde auf eine weitere Detaillierung der Betrachtung der weiteren Anteile verzichtet und die Belastung durch die beiden dominierenden Materialien wurde pauschal mit 20% Zuschlag für Weiteres ergänzt. Ebenfalls wurde keine Unterscheidung von Duschrinnen- und Fallrohr-WRG-Systemen durchgeführt. Für die Duschwasser WRG wurde also bei den Systemvergleichen pauschal mit einem Beitrag von 244 kg CO<sub>2,eq</sub> für alle Wohneinheiten zusammen gerechnet.

### **Elektroheizstäbe**

In der ecoinvent Datenbank wird für eine «auxiliary heating unit, electric, 5 kW» eine Belastung aus der Produktion von 7.6 kg CO<sub>2,eq</sub> angegeben. Für die in diesem Projekt verwendeten Elektroheizstäbe mit einer Gesamtleistung von 50 kW ergibt sich also ein Gesamtwert von 76 kg CO<sub>2,eq</sub> für alle Elektroheizstäbe zusammen. Aufgrund der geringen Relevanz wurde auch hier auf eine zusätzliche detaillierte Betrachtung verzichtet und 20% für die PV-geführte Ansteuerung dazugeschlagen. Somit ergibt sich eine Belastung von 91 kg CO<sub>2,eq</sub>.

### **Elektrizität**

Weil auch Anlagen mit eigener Stromproduktion bewertet werden, kann die Betrachtung nicht ganz unabhängig vom Betrieb durchgeführt werden. Bei unterschiedlichen Konzepten werden unterschiedliche Anteile des Haushaltsstromes durch den selbst produzierten PV-Strom gedeckt oder es wird ins Netz eingespeist. Bei beiden Anwendungen wird dabei Strom aus dem Netz substituiert. Die Belastung von Strom ist dabei je nach verwendetem Mix stark unterschiedlich. Der CH-Produktionsmix weist nach KBOB [18] eine Belastung von lediglich 0.032 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh auf, der Verbrauchermix schon 0.125 kgCO<sub>2,eq</sub>/kg und der europäische ENTSO-E-Mix eine Belastung von 0.521 kgCO<sub>2,eq</sub>/kg. Zertifizierte Stromprodukte aus erneuerbaren Energien weisen eine Belastung von lediglich 0.016 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh auf.

## **2.5.2 Dynamische Betrachtung**

Die Systeme wurden wie schon im Projekt SensOpt [6] in erster Linie so geregelt, dass keine Energie für die Wärmebereitstellung von Netz bezogen, und selber produzierter PV-Strom wenn möglich auch direkt zur Wärmebereitstellung genutzt wurde. Wärmeerzeugungssysteme mit Saisonspeicher und Wärmepumpe können aber auch "systemdienlich" eingesetzt werden. Aus einer Gesamtsystembetrachtung kann es sinnvoller sein, die Wärmepumpe dann laufen zu lassen, wenn die Treibhausgasbelastung im Strommix gering ist, auch wenn selber kein PV-Strom produziert wird. In Gegenzug kann dann die Wärmepumpe ausgeschaltet bleiben, wenn der Strom knapp und die Treibhausgasbelastung hoch ist. Der ins Netz eingespeiste PV-Strom ersetzt in diesem Fall Strom mit einer hohen Belastung.



Um dies zu analysieren wurden dynamische Produktionsdaten von energy-charts.info für das Jahr 2021 (das letzte Jahr vor den starken Schwankungen durch den Ukrainekrieg) verwendet. Dabei wurden stündliche Produktionsmengen von unterschiedlichen erneuerbaren und nicht erneuerbaren Erzeugungstechnologien mit typischen Belastungen [18] gewichtet. Dies sowohl für die inländische als auch für die europäische Produktion. Der nationale Produktionsmix wurde verwendet, wenn die Produktion den Bedarf übersteigt. Für importierten Strom wurde der aktuelle europäische Produktionsmix verwendet, um einen dynamischen Wert für den CH-Verbrauchermix zu erhalten. Dies führt zu einer hochdynamischen Treibhausgasbelastung im Strommix, welche zwischen ca.  $0.015 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$  und  $0.27 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$  variiert. Dabei treten im Winter auch dann teilweise hohe Werte auf, wenn Solarstrom produziert werden kann (Abbildung 7).

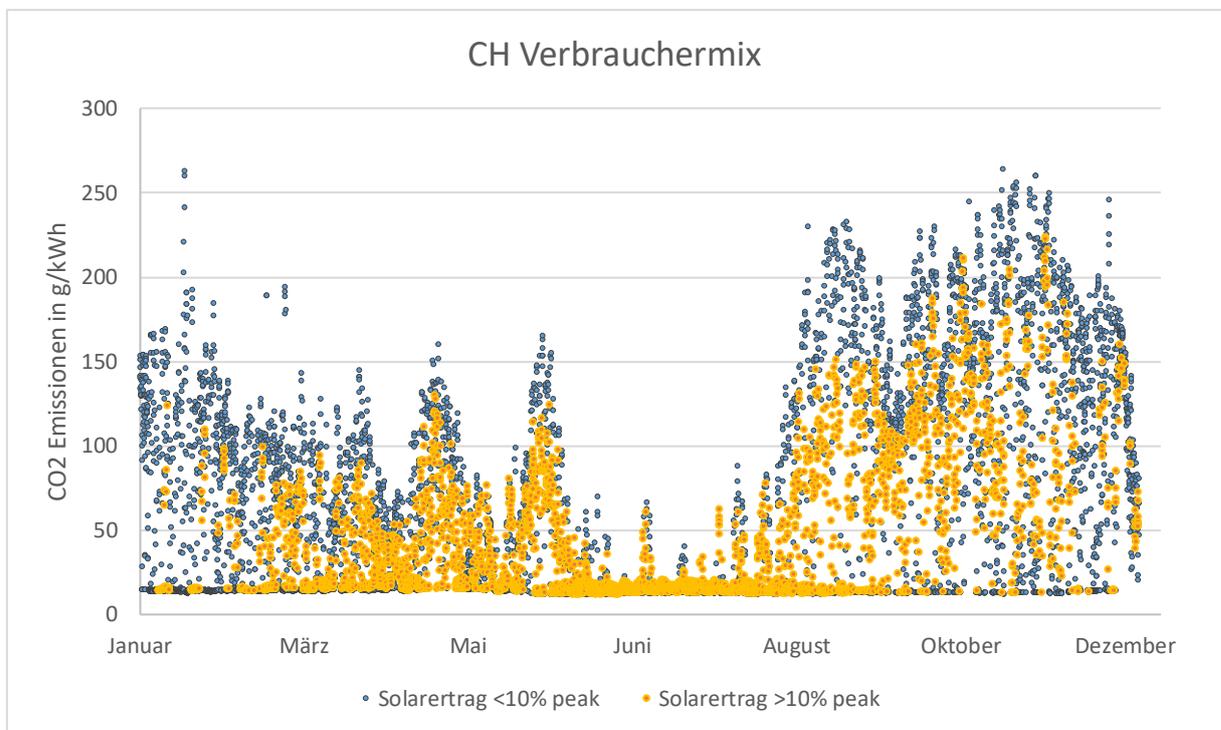


Abbildung 7: Stündliche Treibhausgasbelastung des CH-Verbrauchermixes, unterteilt in Stunden mit und ohne Solarenergiebeteiligung im CH-Produktionsmix (Grenzwert: 10% der Peakleistung).

Auf Basis der stündlichen Treibhausgasbelastung und der Wetterdaten aus dem Jahr 2021 wurden zusätzliche Simulationen durchgeführt. Dabei wurde die Wärmepumpe nicht mehr anhand der PV-Produktion, sondern aufgrund der Treibhausgasbelastung des Strommixes ein- und ausgeschaltet.

### 2.5.3 Primärenergie

Zur Betrachtung der nichterneuerbaren Primärenergie wurde äquivalent wie bei der Betrachtung der Treibhausgasemissionen vorgegangen. Dabei wurden Standardwerte aus der KBOB-Datenbank verwendet. Für Speicher, Duschwasser-WRG und Elektroheizstäbe waren



keine Standardwerte in der KBOB-Datenbank vorhanden. Bei diesen Komponenten wurde die Belastung über Gewicht und Materialwerte abgeschätzt. Ein Überblick über die verwendeten Faktoren wird in Tabelle 2 gegeben.

Tabelle 2: Überblick über die verwendeten nicht erneuerbaren Primärenergiefaktoren.

Komponente	Primärenergie nicht erneuerbar	Skalierung
Speicher	87'400	kWh Öl eq. pro 110 m <sup>3</sup> Einheit
Solarthermie	668	kWh Öl eq. pro m <sup>2</sup>
PV	5020	kWh Öl eq. pro kWp
Wärmepumpe	28	kWh Öl eq. pro kg
WRG	101	kWh Öl eq. pro Wohnungseinheit
Heizstab	92	kWh Öl eq. für 50 kW



### 3 Ergebnisse und Diskussion

#### 3.1 Monitoring Huttwil

Im vorgängigen Projekt SensOpt konnten für das MFH Huttwil die Daten des ersten Winters (2020/2021) aufgenommen und ausgewertet werden. Dabei war allerdings nur eine der acht Wohnungen bewohnt und die Analysen haben daher nur bedingt Aussagekraft. Für die Messperiode im folgenden Winter (2021/2022) waren vier der acht Wohnungen verkauft. Im dritten Winter (2022/23) der Messperiode waren fünf Wohnungen bewohnt und ab März 2023 sechs Wohnungen (vgl. Abbildung 8). Die siebte Wohnung wird ab Januar 2024 bewohnt sein.

Jahr	2020			2021												2022												2023														
	Monat	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
1. Wohnung		2																																								
2. Wohnung											2																															
3. Wohnung														2																												
4. Wohnung																2																										
5. Wohnung																		2																								
6. Wohnung																																										
<b>Total Personen</b>	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	4	4	6	6	8	8	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	14	14	14	14	14	14	14

Abbildung 8: Belegung der ersten 6 bezogenen Wohnungen inkl. Anzahl Personen.

Das erste Betriebsjahr des Monitorings von November 2020 bis November 2021 wurde im Rahmen von SensOpt ausführlich analysiert und die gemessenen Daten als verlässlich bewertet. Das Messkonzept beinhaltet u.a. ein Set an Temperatursensoren innerhalb und ausserhalb der Speicherdämmung, das kontinuierlich den Temperaturgradienten über die Dämmung misst. In SensOpt konnte mittels Energiebilanzen gezeigt werden, dass die Berechnung der Speicherverluste anhand dieses Gradienten eine hohe Genauigkeit aufweist. Diese Methodik, welche im Abschlussbericht von SensOpt detailliert beschrieben ist, wurde entsprechend in dieser Analyse verwendet.

#### 3.1.1 Allgemein

Die Aufzeichnung der Messdaten auf dem Onlineserver funktionierte während der gesamten drei Jahre nahezu lückenlos. Die Temperaturdaten verzeichnen lediglich drei grössere Unterbrüche von bis zu fünf Tagen, wie Abbildung 9 zeigt. Die grössten Unterbrüche fanden im Sommer statt, der für die Systemanalyse weniger relevant ist.

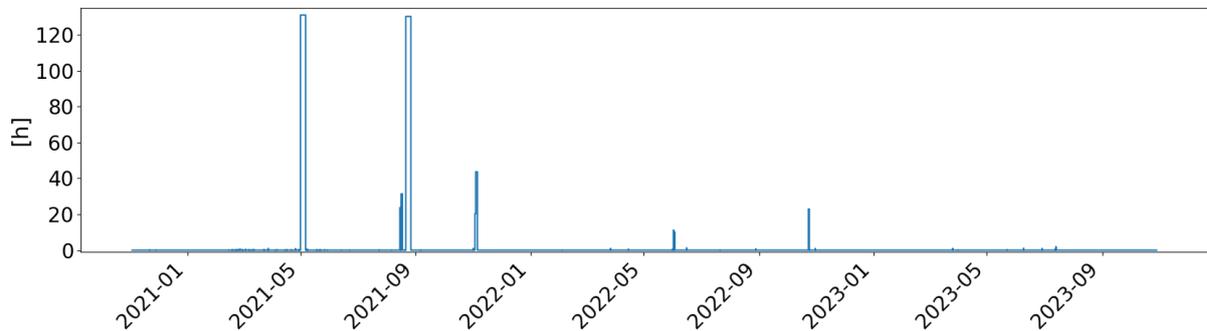


Abbildung 9: Aufzeichnungslücken der Temperaturmessungen von November 2020 bis Oktober 2023 in Stunden.

Die Datenaufzeichnung der Wärme- und Volumenzähler verzeichnete nur zu Beginn Anlaufschwierigkeiten und setzte an einem Tag im Oktober 21 aus. Ansonsten sind die Daten hier komplett vorhanden wie Abbildung 10 zeigt.

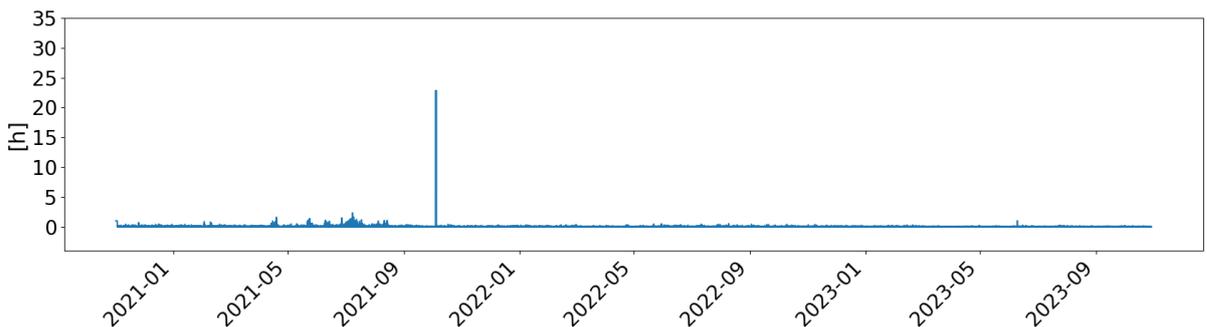


Abbildung 10: Aufzeichnungslücken der Wärmemessungen von November 2020 bis Oktober 2023 in Stunden.

Da die Unterbrüche der Wärme- und Volumenzähler nicht mit denen der Temperaturfühler übereinstimmen, kann es sich bei den Unterbrüchen nicht um Stromausfälle handeln. Die beiden Systeme unterscheiden sich in der Art der Datenübertragung und der dafür genutzten Serverdienstleistungen. Allem Anschein nach handelt es sich deshalb um Unterbrüche in der Verbindung zu den entsprechenden Servern. Allgemein sind die Ausfälle nicht in einem kritischen Rahmen.

Die wichtigsten Temperaturdaten sind jene des Speichers und der Speicherhülle. Diese Temperaturprofile unterliegen einer hohen Trägheit, weshalb auch Messunterbrüche von mehreren Stunden nicht gross ins Gewicht fallen. Bei den Wärme- und Volumenzählern wären längere Ausfälle, die glücklicherweise nicht auftraten, einschneidender als bei den Temperaturaufzeichnungen.

### 3.1.2 Temperaturmessungen

Dank der redundanten Messung der Speichertemperaturen entlang der Speicherhöhe kann überprüft werden, ob ein einzelner der 20 Sensoren ungewöhnliches Verhalten aufweist. Abbildung 11 zeigt die Differenz der beiden gemessenen Temperaturen auf jeder Höhe. Aus dieser Grafik sind keine grösseren Differenzen der gemessenen Temperatur links und rechts zu erkennen. Die Abweichung ist grösstenteils geringer als +/- 0.5 K.

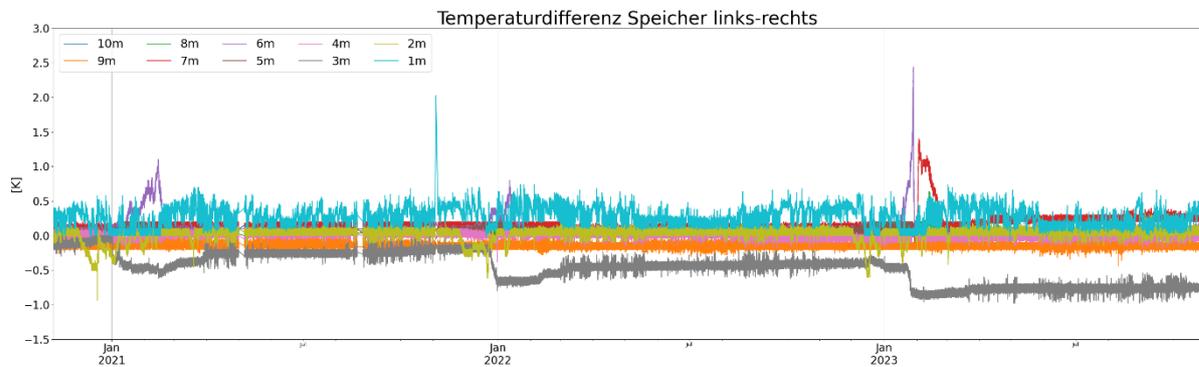


Abbildung 11: Differenz der Temperaturmessungen links und rechts des Speichers auf allen 10 Höhen von November 2020 bis Oktober 2023.

Abbildung 12 zeigt die Temperaturverläufe, die wie erwartet jeweils eine schichtweise Entladung von November bis März und eine Temperaturabsenkung im Sommer von Mai bis August darstellt. Die Messpunkte sind jeweils mit aufsteigenden Nummern entsprechend ihrer vertikalen Reihenfolge bezeichnet.

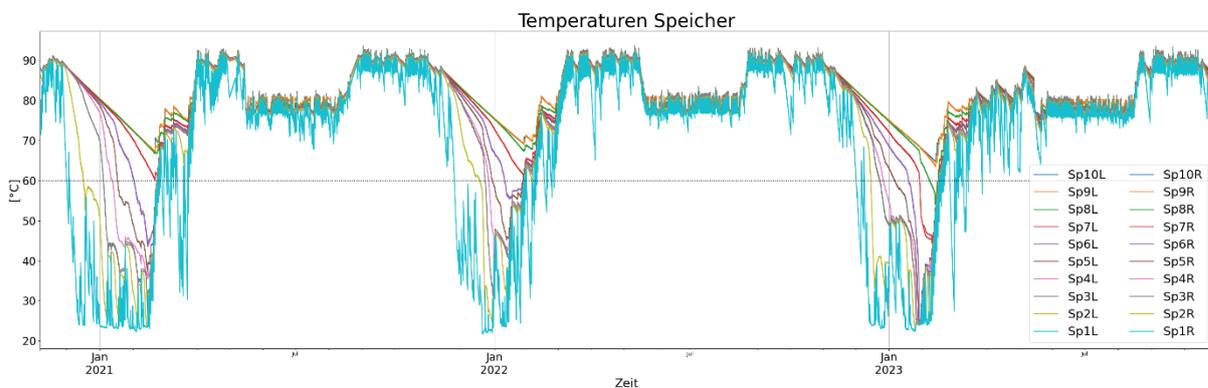


Abbildung 12: Speichertemperaturprofile nach Höhe von November 2020 bis Oktober 2023.

Es fällt auf, dass die Entladung insbesondere im dritten Winter deutlich stärker ausfällt als in den ersten beiden Wintern. So konnte in den ersten beiden Wintern auf einer Höhe von 7 m (Sp7x) die Temperatur durchgehend über 60°C gehalten werden, während im dritten Winter diese Grenze auf eine Höhe zwischen 8 und 9 m ansteigt. Die minimale Temperatur der obersten Speicherschicht betrug im ersten Winter 67.2 °C, im zweiten 69.1 °C und im dritten nur noch 64.6 °C.

In den Monaten November, Dezember, Januar und Februar fanden in den ersten beiden Wintern, bezogen auf eine Grenztemperatur von 12 °C, jeweils rund 2150 Heizgradtage statt. Im dritten Winter waren es nur rund 2050 Heizgradtage. Entsprechend deutet die stärkere Entladung im dritten Winter auf den höheren Bedarf aufgrund der steigenden Belegung hin. Eine detailliertere Betrachtung der Bedarfsentwicklung findet sich in Abschnitt 3.1.4.

Die Temperaturen an der äusseren Speicherhülle und jene im Tankraum weisen ebenfalls ein stimmiges, saisonales Profil mit einer Temperaturschichtung auf. Dass die Temperaturen im



Tankraum durchgehend leicht tiefer sind als jene an der Speicherhülle macht ebenfalls Sinn. Sensor 5 der Speicherhülle zeigt Werte, die grösstenteils stark über oder unter jenen der benachbarten Sensoren 4 und 6 liegen, was kurzfristig aufgrund von Luftumwälzungen im Raum plausibel sein kann, nicht aber über längere Zeiträume. Entsprechend sind dessen Werte in Abbildung 13 nicht dargestellt. Für die Berechnung der Verluste über die Speicherhülle wurden dessen Werte zwischen Sensor 4 und 6 interpoliert.

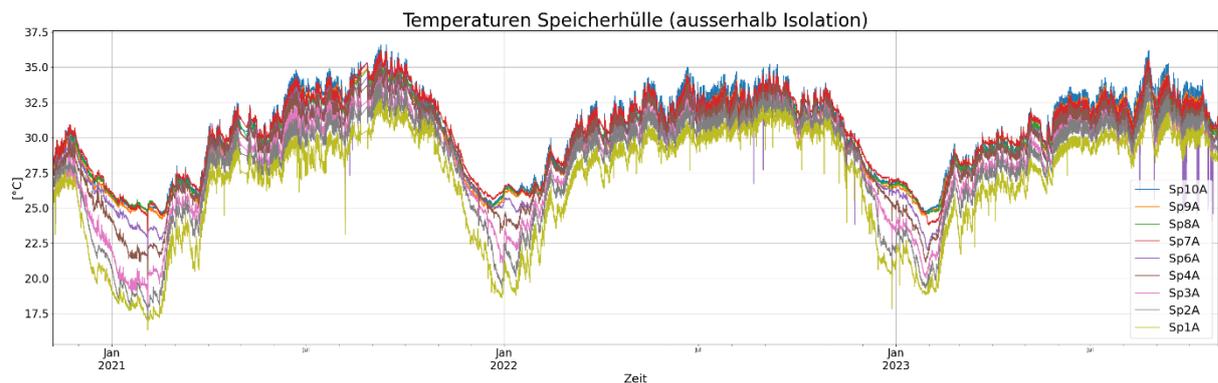


Abbildung 13: Temperaturen entlang der Speicherhülle von November 2020 bis Dezember 2023.

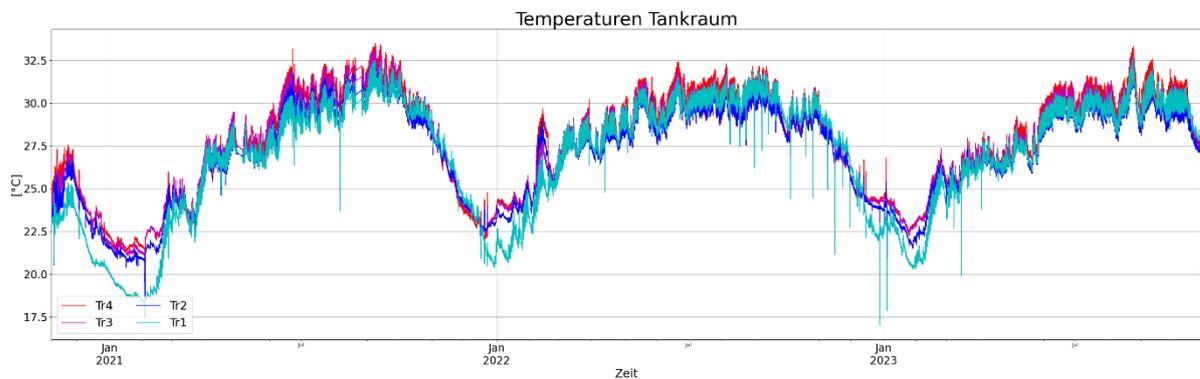


Abbildung 14: Temperaturen im Tankraum (Raum in welchem der Speicher steht) von November 2020 bis Oktober 2023.

Auch die Profile der Raumtemperaturen sehen realistisch aus. Alle Räume weisen saisonale Schwankungen auf, die sowohl zur Geschosshöhe als auch zur Nutzung passen. So heizen sich die beiden nach wie vor ungenutzten Dachwohnungen im Sommer am stärksten auf, kühlen aufgrund der grösseren Aussenhülle aber im Winter auch am stärksten ab. Die Wohnung 1L (EG Links) war von Beginn der Messungen an bewohnt und entsprechend blieb die Temperatur insbesondere im ersten Winter relativ konstant und steigt im Sommer deutlich weniger an. Im Dezember 2021 sanken die Temperaturen stark ab, da die Filter vor den Volumenzählern zunehmend verstopften und nur noch wenig Heizwasser zirkulieren konnte. Dies wurde am 20.12.2021 von der Firma Jenni Energietechnik AG behoben, was zu einem starken Anstieg der Raumtemperaturen führte.

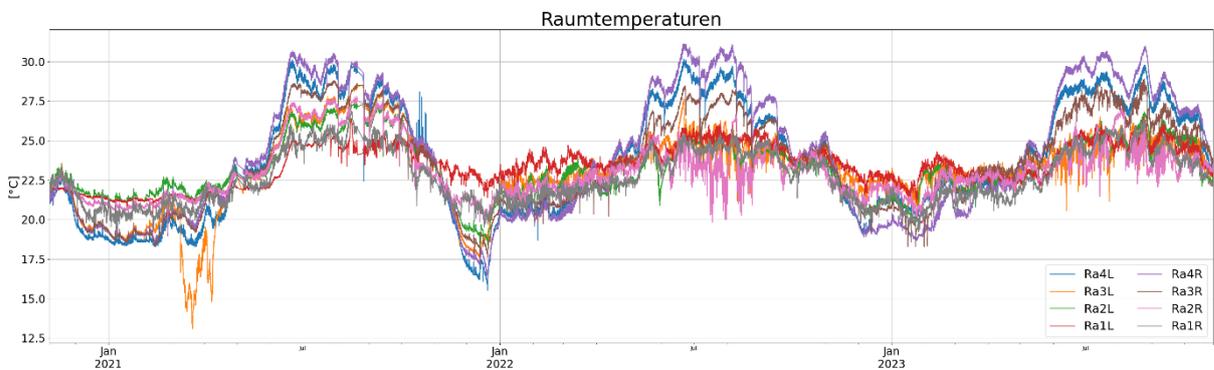


Abbildung 15: Raumtemperaturprofile in den 8 Wohnungen von November 2020 bis Oktober 2023. Die Temperaturen der beiden Keller-Räume sind nicht dargestellt.

### 3.1.3 Wärme- und Volumenzähler

Bei der Analyse der Messdaten im Rahmen des Projektes SensOpt wurde festgestellt, dass die Temperaturmessungen im Vor- und Rücklauf des Wärmezählers für die Wohnungsheizungen (Primäradresse 4) fehlerhaft waren. Zum Zeitpunkt des Abschlussberichtes von SensOpt stand deshalb die These im Raum, dass diese durch fehlerhafte Montage die Temperatur im Tankraum anstelle der Temperatur im Heizstutzen messen [6]. Inzwischen haben eine Überprüfung vor Ort und eine neue Runde der Datensichtung ergeben, dass schlicht die Temperaturmessungen der Kellerheizung (Primäradresse 3) mit jener der Wohnungsheizungen zu Beginn vertauscht angeschlossen wurden. D.h. die vermeintliche Vor- und Rücklauftemperatur der Kellerheizung entsprachen eigentlich jener der Wohnungsheizungen und umgekehrt. Dieser Umstand gilt von Messbeginn bis zum 20.12.2021 um 16:09 Uhr, als durch Jenni Energietechnik AG oben erwähnte Wartungsarbeiten an den Volumenzählern durchgeführt wurden. Bei dieser Gelegenheit wurden die beiden Volumenzähler mit den korrekten Temperatursensoren gekoppelt. Seit dem 20.12.2021 um 16:14 Uhr sind nun auch die Volumenmessungen entsprechend vertauscht angeschlossen. Der Wärmezähler mit Primäradresse 3 entspricht nun also dem Heizkreislauf der Wohnungen und der Zähler mit Primäradresse 4 jenem des Kellers.

Vor der Wartung sind somit die aufgezeichneten Energiebezüge der Wärmezähler falsch. Die bezogene Energie der zwei Kreisläufe wurde also für diesen Zeitraum über die aufgezeichnete Volumenumwälzung und die Temperaturwerte des jeweils anderen Wärmezählers berechnet.

Im Rahmen von SensOpt wurde die Methodik zur Berechnung der Speicherverluste über die Temperaturdifferenz der Dämmung anhand einer kontinuierlichen Energiebilanz des ersten Winters 2020/21 validiert. Es wurde der Verlauf des Speicherladezustands als Funktion der Speichertemperaturen mit dem nachgebildeten Verlauf der kontinuierlichen Energiebilanz verglichen. Ausgehend vom Ladezustand zu Beginn der Entladung wurden die Wärmeverluste über die Hülle, der Solareintrag und die Energiebezüge des Brauchwarmwassers sowie der Wohnungs- und der Kellerheizung kontinuierlich aufsummiert. Die Eignung dieser Methode und die Korrektheit der Berechnungen (insb. der Speicherverluste) wurden in SensOpt anhand des ersten Winters ausführlich untersucht. Abbildung 16 zeigt diese Bilanz ausgeweitet auf die beiden darauffolgenden Winter 21/22 und 22/23. Die Grafiken zeigen jeweils den Zeitraum von



Anfang November bis Ende Februar, da in diesem Zeitraum die Speicherentladung stattfindet. Spätestens ab März überwiegt i.d.R. der Solarertrag gegenüber den Abflüssen.

Die Betrachtung der drei Grafiken zeigt, dass in den ersten beiden Wintern die nachgebildete Kurve im betrachteten Zeitraum gut mit der Ladezustandskurve übereinstimmt. In Zeiten von hohen Solarerträgen und somit steigendem Ladezustand steigt die nachgebildete Kurve stärker an, d.h. der Wärmehähler im Solarkreis registriert potenziell leicht höhere Erträge als tatsächlich in den Speicher eingespeist werden. Im dritten Winter ist die Abweichung der beiden Kurven deutlich grösser. Die nachgebildete Kurve nimmt während der Hauptentladungsphase bis Anfang Februar stärker ab als der eigentliche Ladezustand, was wiederum darauf hindeutet, dass auch die Wärmehähler des Heizkreislaufs und des BWW-Bezugs geringfügig grössere Energiemengen registrieren als dem Speicher effektiv entzogen werden. Aufgrund des deutlich höheren Bedarfs fällt dieser Effekt im dritten Winter stärker ins Gewicht als in den ersten zwei Wintern.

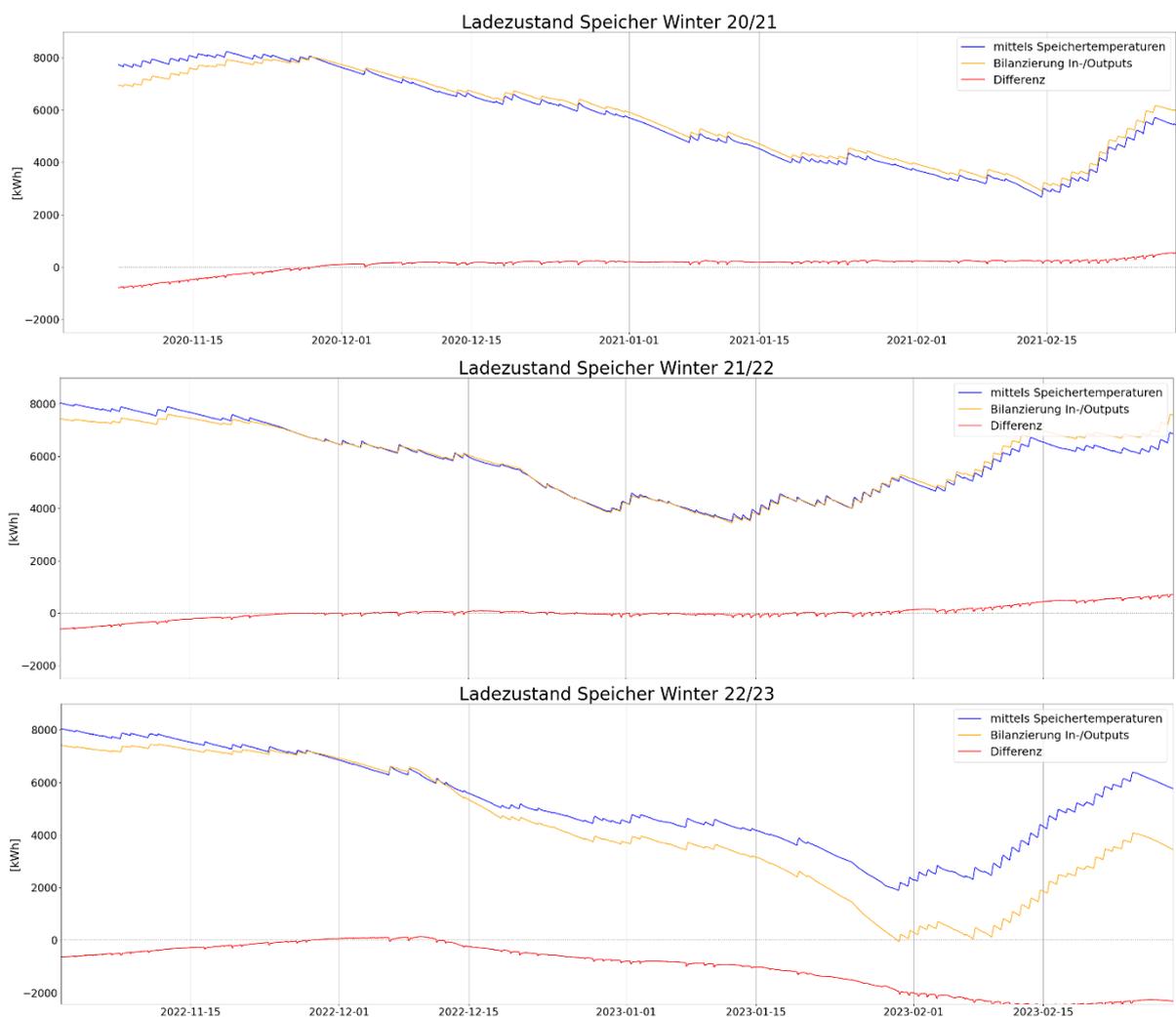


Abbildung 16 – Ladezustandskurve anhand der Speichertemperaturen (blau) und anhand der Bilanzierung aller Zu- und Abflüsse inkl. Verluste (gelb) für alle drei Winter jeweils von Anfang November bis Ende Februar



### 3.1.4 Veränderung der Energiebezüge

Die steigende Anzahl Bewohner:innen, die in Abbildung 8 ersichtlich ist, bietet die Möglichkeit, den Einfluss des damit einhergehenden steigenden Energiebezugs zu analysieren und ins Verhältnis zur Speicherentladung zu stellen.

Abbildung 17 zeigt den monatlichen Wärmebezug in Form von Brauchwarmwasser. Einerseits zeigt sich ein klar saisonal schwankendes Verhalten und andererseits ist die steigende Belegung ersichtlich, insbesondere der sprunghafte Anstieg im März 2023, als eine 4-köpfige Familie eingezogen ist.

Der Heizwärmebezug ist hingegen weniger unmittelbar von der Anzahl Bewohner:innen abhängig. Neben dem Einfluss der Aussentemperatur spielt auch eine Rolle, dass auch leerstehende Wohnungen auf eine gewisse Mindesttemperatur geheizt werden (vgl. Abbildung 15) und insbesondere im ersten Winter wohl auch die Bauaustrocknung eine Rolle spielte. Die jährlichen Energiebezüge sind in Tabelle 3 aufgelistet und die monatlichen Heizgradtage in Abbildung 19 dargestellt. Die Heizgradtage wurden anhand der eigenen Aussentemperaturmessung, bezogen auf eine Grenztemperatur von 12 °C, berechnet. Der zweite und dritte Winter waren mit rund 3100 Heizgradtagen etwas milder als der erste Winter mit rund 3500 Heizgradtagen. Entsprechend war der Heizwärmebezug im zweiten Winter trotz höherer Belegung tiefer als im ersten.

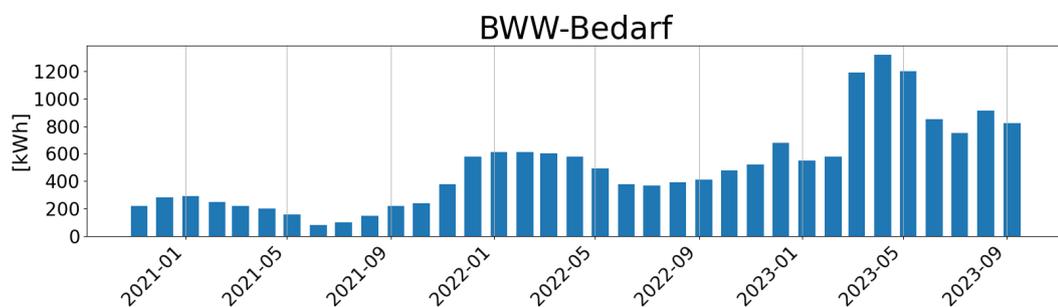


Abbildung 17: Monatlicher Wärmebezug in Form von Brauchwarmwasser

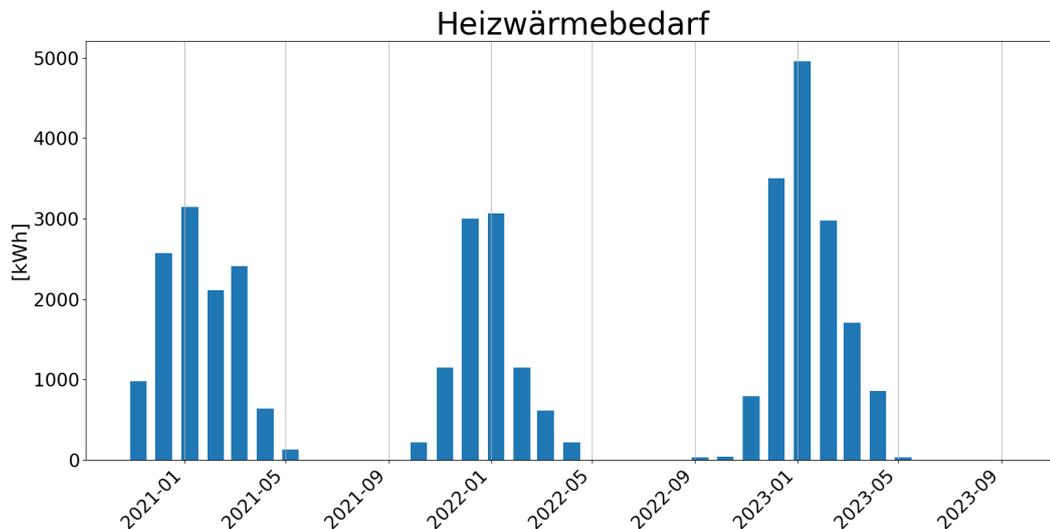


Abbildung 18: Monatlicher Heizwärmebezug.

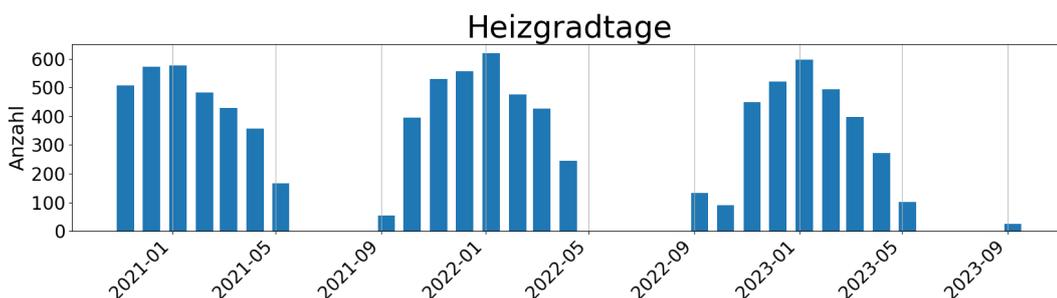


Abbildung 19: Anzahl Heizgradtage pro Monat, berechnet anhand einer Grenztemperatur von 12 °C.

Aus Tabelle 3 ist zudem ersichtlich, welche Anteile des gesamten jährlichen Wärmebedarfs auf das Brauchwarmwasser und die Heizwärme entfallen. Der Anteil, der auf das Brauchwarmwasser entfällt, steigt mit zunehmender Belegung deutlich an und macht momentan rund 40% aus. Bei Belegung aller acht Wohnungen wird dieser Anteil noch weiter steigen. Berücksichtigt man die Tatsache, dass momentan alle ausser einer Wohnung nur von zwei Personen bewohnt sind, würde der Anteil des Brauchwarmwassers bei höchstmöglicher Belegung (alle 8 Wohnungen von mehr als 2 Personen bewohnt) deutlich mehr als 50% des Wärmebedarfs ausmachen.

Tabelle 3: Übersicht über die jährlichen Energiebezüge und deren prozentuale Anteile für die drei Betriebsjahre.

Periode	Nov 20 – Okt 21		Nov 21 – Okt 22		Nov 22 – Okt 23	
BWW	2.3 MWh	16 %	5.7 MWh	38 %	15.9 MWh	40 %
Heizwärme	12.1 MWh	84 %	9.2 MWh	62 %	24.2 MWh	60 %
<b>Total</b>	<b>14.4 MWh</b>	<b>100 %</b>	<b>14.9 MWh</b>	<b>100 %</b>	<b>40.1 MWh</b>	<b>100 %</b>
Heizgradtage	3481		3087		3052	



Für die erforderliche Speicherdimension ist allerdings lediglich das Verhältnis des Bedarfs und der Wärmeverluste während der Entladungsphase von Anfang November bis Anfang März entscheidend, da während der übrigen Jahreszeit der Solarertrag überwiegt. Tabelle 4 zeigt entsprechend die Energiemengen und deren prozentualer Anteil der drei Entladungsmechanismen Brauchwarmwasser, Heizwärme und Verluste über diese vier Monate. Der Energiebedarf nimmt insbesondere vom zweiten zum dritten Winter stark zu und gleichzeitig nehmen die Verluste aufgrund der schneller sinkenden Speichertemperaturen leicht ab. Machen die Verluste zu Beginn noch ein Viertel der gesamten Speicherentladung aus, sinkt deren Anteil deshalb mit zunehmendem Wärmebedarf. Bei voller Belegung dürfte deren Anteil unter 15% fallen. Da die Speicherverluste wiederum passiv der Gebäudeheizung zugutekommen, führt ein Rückgang der Verluste zwangsläufig zu einem Anstieg des aktiven Heizwärmebezugs. Um diesen Effekt abzubilden wäre eine minutiöse Modellierung der Wärmeflüsse innerhalb des Gebäudes nötig, was aber anhand der Datenlage und der zahlreichen Einflussfaktoren nicht mit einem verhältnismässigen Aufwand möglich ist.

Tabelle 4: Übersicht über die Speicherentladung aufgrund des Brauchwarmwasser- und Heizwärmebezugs sowie der Verluste und deren prozentuale Anteile an der Gesamtentladung für alle drei Jahre jeweils von November bis März.

Periode	07.11.20 – 07.03.21		07.11.21 – 07.03.22		07.11.22 – 07.03.23	
BWW	1.0 MWh	8 %	2.2 MWh	16 %	2.3 MWh	13 %
Heizwärme	8.8 MWh	67 %	8.4 MWh	60 %	12.2 MWh	70 %
Verluste	3.3 MWh	25 %	3.3 MWh	24 %	2.9 MWh	17 %
Entladung Total	13.1 MWh	100 %	13.8 MWh	100 %	17.5 MWh	100 %
Heizgradtage	2138		2181		2059	

## 3.2 Duschwasser-WRG

### 3.2.1 Verfügbare Produkte und Varianten

Direkte Duschwasser WRG ist vor allem in Holland verbreitet. Es gibt aber auch Produkte aus Kanada, Portugal, Deutschland und der Schweiz. Die Wärmerückgewinnung wird dabei entweder in der Duschrinne oder im Fallstrang realisiert. Die Systemeinbindung kann dabei auf unterschiedliche Weise erfolgen:

- A Sowohl das Kaltwasser, welches zur Duscharmatur fliesst, als auch das Kaltwasser, welches zum Wärmeerzeuger oder Boiler nachfliesst, werden vorgewärmt. Bei dieser Einbindung kann am meisten Energie rückgewonnen werden und Herstellerangaben beziehen sich meistens auf diese Einbindungsart. (gängige Bezeichnung: Layout/Schema A)
- B Duschrinnen werden oft auch lediglich zur Vorwärmung des Kaltwassers verwendet, welches während des Duschvorgangs zur Armatur fliesst. Durch die höhere



Kaltwassertemperatur muss dann weniger Warmwasser beigemischt werden und es wird weniger Warmwasser gebraucht. (gängige Bezeichnung: Layout/Schema B)

- C Bei einer zentralen Einbindung kann auch nur die Vorwärmung des Kaltwasserzuflusses zum Warmwasserspeicher oder Wassererwärmer möglich sein. Durch die erhöhte Kaltwassertemperatur wird in diesem Fall weniger Energie benötigt, um die Warmwasser Solltemperatur zu erreichen. Diese Einbindung ist bez. Trinkwasserhygiene am sichersten, weil alles vorgewärmte Wasser im Trinkwassererwärmer oder Speicher nachträglich auf eine hygienisch sichere Temperatur erwärmt werden kann. (gängige Bezeichnung: Layout/Schema C)

In Tabelle 5 wird ein Überblick über verfügbare Produkte und deren Effizienz gemäss unabhängigen Prüfstellen oder auf Grund von Eigenangaben gegeben. Dabei handelt es sich meist um Produkte für eine Duscheinheit, deren Effizienz bei einem Volumenstrom von 8 l/min [22] ermittelt wurde. Von der Firma Q-Blue B.V. und Powerpipe SA sind Produkte für mehrere Duschen erhältlich. Das Passivhaus Institut Darmstadt testet diese bei 20 l/min. Mit einer Ausnahme wird bei allen in Darmstadt getesteten Produkten eine Totzeit von 5 s angegeben.

Duschrinnen können in einem Mehrfamilienhaus wohl nur zur Vorwärmung des Kaltwassers zur Armatur (Layout/Schema B) sinnvoll eingebunden werden. Produkte, welche im Fallrohr eingebunden werden, können ebenfalls zur Vorwärmung des Kaltwasserzuflusses zum Speicher eingesetzt werden (effizienteres Layout/Schema A). Durch die längeren Kaltwasserleitungen vom zentralen Fallrohr bis zu den einzelnen Duschen treten aber zusätzliche Verzögerungen auf.



Tabelle 5: Übersicht unterschiedlicher Hersteller/Produkte für die Duschwasser-WRG.

<b>EINBINDUNG</b>	<b>HERSTELLER</b>	<b>STEADY STATE EFFIZIENZ LAYOUT/SCHEMA A [%]</b>
<b>DUSCHRINNEN</b>	Joulia sa	41-60 <sup>1</sup>
	Dutch Solar Systems BV	42-54 <sup>1</sup>
	Wagner Solar GmbH	42-54 <sup>1</sup>
	Herwig-Energie BV	50 <sup>1</sup>
	ZYPHO	34 <sup>1</sup>
<b>FALLSTRANG</b>	Q-Blue B.V.	57-78 <sup>1</sup>
	Dutch Solar Systems BV	67 <sup>1</sup>
	Wagner Solar GmbH	67 <sup>1</sup>
	ZYPHO	64 <sup>1</sup>
	Powerpipe	33-64 <sup>2</sup>

1 Getestet am Passivhaus Institut Darmstadt

2 Herstellerangaben

### 3.2.2 Modellierung einzelner Duschvorgänge

Die Verluste und Verzögerungen, welche sich aufgrund von Leitungen zwischen Dusche und der Platzierung der WRG einstellen, spielen sich innerhalb von kurzen Zeitintervallen ab. Diese können in einer Jahressimulation (mit typischerweise 2 min Zeitschritten) nicht im Detail modelliert werden. Da die Rahmenbedingungen aber bei jedem Duschvorgang sehr ähnlich sind, kann ein einzelner Duschvorgang im Detail untersucht werden.

Abbildung 20 zeigt die simulierten Wassertemperaturen an der Dusche und nach einer zentralen WRG-Einheit mit 56% steady-state Effizienz. Dies für eine Einbindung nach Layout/Schema A, und einer mittleren Leitungslänge von 7 m. Ausgegangen wurde von einer Kaltwassertemperatur von 15 °C und einer Raumtemperatur von 20 °C und einem Volumenstrom von 7.8 l/min. Die Erwärmung des Kaltwassers führt dabei zu einer während des Zapfvorgangs zunehmenden Effizienz. Die leichte Abnahme nach ca. 60 min ist darauf zurückzuführen, dass die ersten Liter Kaltwasser (aus den Leitungen) die Wohnungstemperatur von 20 °C aufweisen und erst dann Kaltwasser mit ursprünglich 15 °C nachströmt. Dieser Effekt tritt erst nach einer gewissen Zeit auf, weil am Anfang der Zapfung, bei ungenügender Warmwassertemperatur noch kein Kaltwasser beigemischt wird.

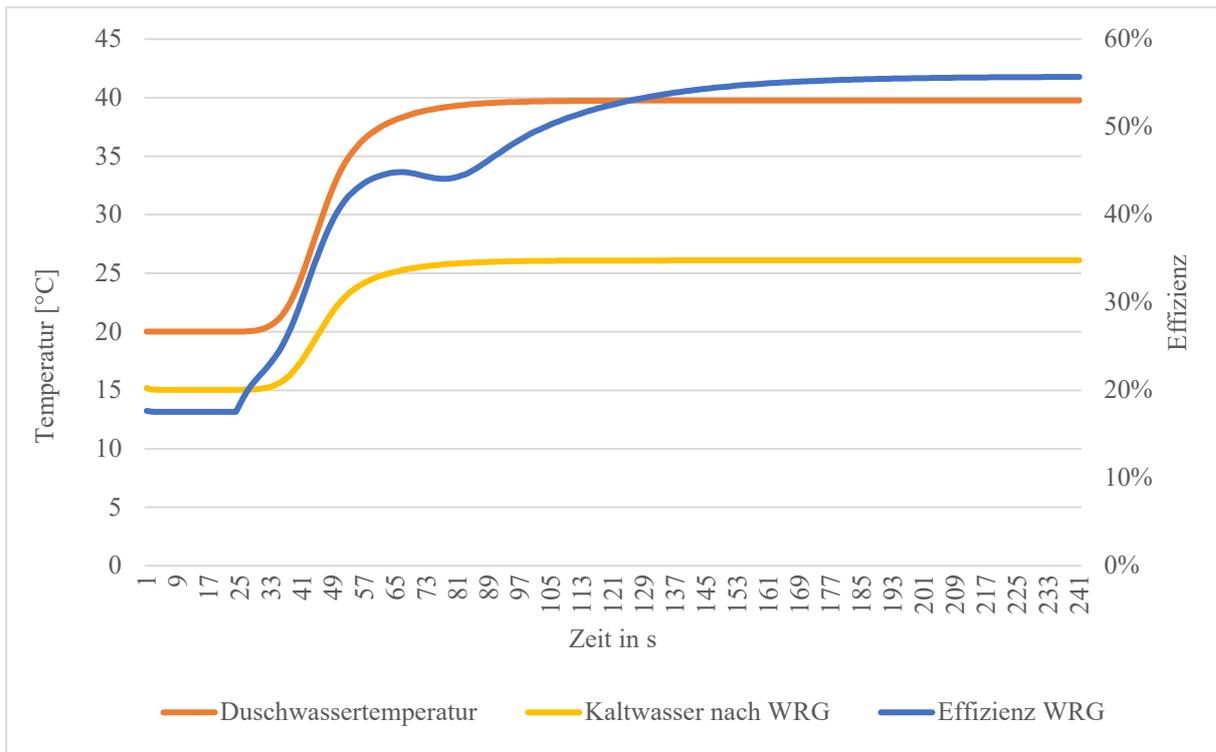


Abbildung 20: Simulierte Temperaturen während einer Duschzapfung und die daraus resultierende Gesamteffizienz für eine Einbindung nach Layout/Schema A.

Die detaillierte Modellierung mit Sekundenzeitschritten hat eine deutlich verminderte Gesamteffizienz der Duschwasserwärmerückgewinnung gegenüber einer vereinfachten Reduktion des Warmwasserbedarfs um die steady-state Effizienz ergeben. Wie oben gezeigt, ändert sich die Effizienz im ersten Zeitschritt (2 min) stark, bleibt danach aber ähnlich hoch. Sowohl die aus der WRG-Einheit austretenden Kaltwassertemperatur als auch der durch die Beimischung von erwärmtem Kaltwasser verminderte Warmwasserbedarf wurde aus den detaillierten Simulationen für die ersten zwei Minuten einer Zapfung separat ermittelt. Für alle weiteren Zeitschritte einer Zapfung wurden die aufsummierten Werte von Minuten drei und vier verwendet. Diese Werte wurden für alle Stockwerke (unterschiedliche Leitungslängen) separat ermittelt. Weil in den verwendeten Zapfprofilen die Duschzapfungen der einzelnen Wohnungen identifiziert werden können, war es möglich die benötigten Warmwassermengen entsprechend zu reduzieren. Bei einer Einbindung nach Layout/Schema A reduziert sich zusätzlich der Energiebedarf durch eine Erwärmung des Kaltwassers, welches zum Speicher fließt. Dies wurde durch eine Erhöhung der Kaltwassertemperatur während Zeitschritten mit Duschzapfung implementiert, wobei Duschzapfungen in den verwendeten Profilen für 67% des gesamten Warmwasserverbrauchs verantwortlich sind.

In Abbildung 21 wird der Gesamtenergiebedarf für Warmwasser mit und ohne Duschwasserwärmerückgewinnung angegeben. Die angenommenen Reduktion bei einer simplen steady-state Modellierung (so wie im Projekt SensOpt [6] durchgeführt) wird dabei mit der im Detail modellierten Reduktion mit zwei unterschiedlichen Einheiten verglichen. Dabei wird von der effizientesten Einbindung nach Layout/Schema A ausgegangen und es wird die verfügbare Einheit mit der besten Effizienz (78 %) und eine Einheit mit mittlerer Effizienz



(56 %) dargestellt. Für alle weiteren Simulationen wird nachfolgend von einer Reduktion des Warmwasserenergiebedarf von 23.6 % (beste verfügbare Einheit) und einer Einbindung nach Layout/Schema A ausgegangen. Das heisst, dass auch die Kaltwassertemperatur, welche von der WRG zum Speicher fliesst, vorgewärmt wird. Aufgrund dieser Kaltwasservorwärmung und der leicht geringeren Effizienz als im Vorgängerprojekt SensOpt angenommen, fallen die Simulationsergebnisse leicht anders aus und es mussten alle simulierten Systeme nochmals mit der verbesserten WRG Modellierung nachsimuliert werden.

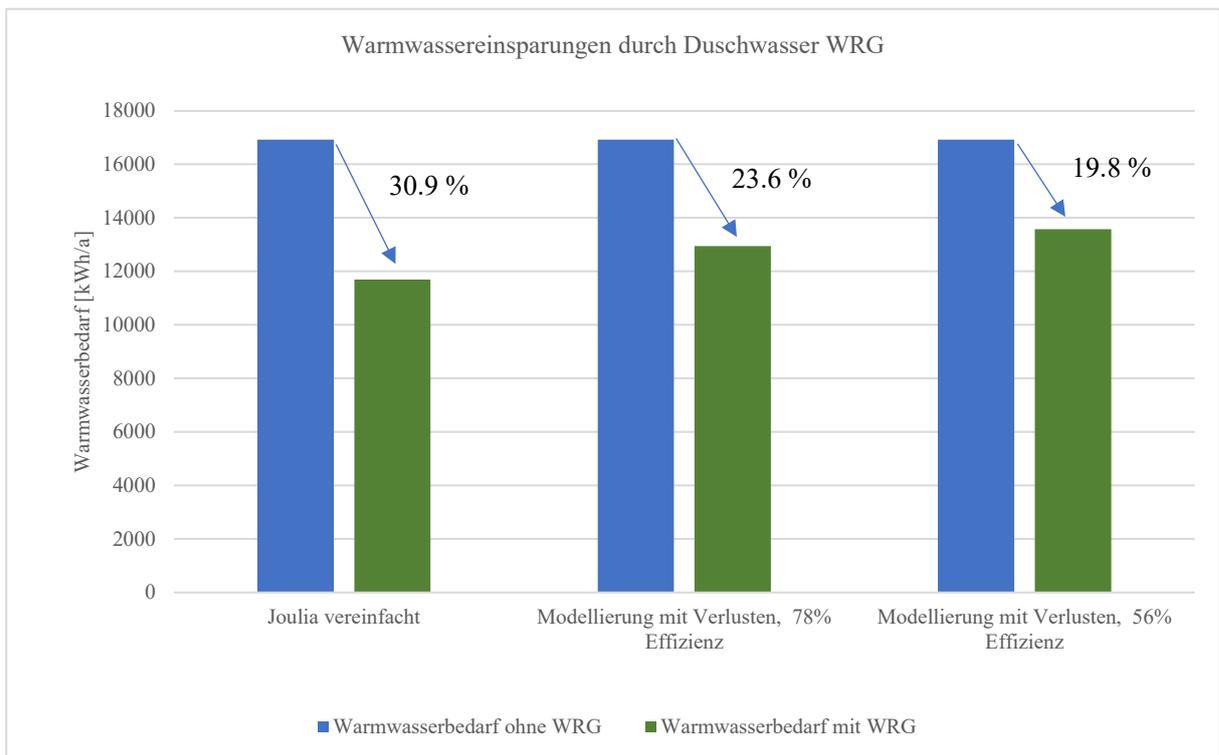


Abbildung 21: Verminderung des Warmwasserbedarfs durch die Einbindung von Duschwasserwärmerückgewinnung.



### 3.3 Parametervariationen und Dimensionierung

Im Projekt SensOpt wurden Kombinationen von Solarthermie und PV & Wärmepumpe untersucht und verglichen. Dabei wurden die Anteile von Solarthermie und PV variiert, die gesamte Dachfläche von 160 m<sup>2</sup> für Solarthermie und PV zusammen wurde aber immer gleich belassen. In diesem Projekt wurden die kombinierten Variante ergänzt mit der Möglichkeit überschüssigen PV-Strom mittels Elektroheizstäben in Wärme umzuwandeln. Damit wurde die Möglichkeit geschaffen, den Speicher auch mit Systemen ohne Solarthermie im Sommer auf hohe Temperaturen zu heizen.

In den Simulationen hat sich rasch gezeigt, dass mit den in SensOpt festgelegten Rahmenbedingungen (Dachfläche = 160 m<sup>2</sup> und maximale Wärmepumpenleistung = 30 kW, maximale Speichergrösse 110 m<sup>3</sup>) kein vergleichbares System ohne Solarthermie, also nur mit PV, Wärmepumpe und Elektroheizstab erstellt werden konnte. Alle mit den ursprünglichen Rahmenbedingungen simulierten Systeme benötigten mehr Zusatzenergie, um genügend Warmwasser bereitzustellen. Weil beim betrachteten Referenzgebäude in Huttwil noch zusätzliche ca. 50 m<sup>2</sup> an verfügbarer Fläche für Solarenergie identifiziert werden konnte [6], wurden die Parametervariationen auf eine Solarfläche von bis zu 210 m<sup>2</sup> erweitert. Zusätzlich wurden Wärmepumpen bis 50 kW und mit Luft oder der Fundamentplatte als Quelle in Betracht gezogen, sowie mit und ohne WRG simuliert. Eine Zusammenfassung der variierten Parameter wird in Tabelle 6 gegeben und mit den Variationen aus dem Projekt SensOpt verglichen.

Aus der Kombination der unterschiedlichen Parameter ergibt sich eine sehr grosse Anzahl an Systemvarianten. Diese wurden simuliert und verglichen, um mit dem ursprünglichen Referenzsystem vergleichbare Varianten zu identifizieren (Methode siehe Abschnitt 2.3.2). Aus diesen vergleichbaren Varianten wurden dann die Beispiele mit den tendenziell kleinsten Speicher-, Wärmepumpen- und Solaranlagengrösse für die nachfolgenden Vergleiche von Wirtschaftlichkeit und Emissionen ausgesucht.

Tabelle 6: Zusammenfassung der durchgeführten Parametervariationen.

	<b>SensOpt</b>	<b>Erweiterung 100% solar LCA</b>
<b>Solarfläche</b>	160 m <sup>2</sup>	120-210 m <sup>2</sup>
<b>Speicher</b>	44-110 m <sup>3</sup>	22-110 m <sup>3</sup>
<b>PV-Anteil</b>	0-60 %	10-100 %
<b>Wärmepumpe</b>	0-30 kW	0-50 kW
<b>Quelle WP</b>	Luft, Fundamentplatte, PVT, Erdregister	Luft, Fundamentplatte
<b>WRG</b>	mit (simpel) / ohne	mit (angepasst) / ohne
<b>Heizstab</b>	ohne	ohne / 50 kW



### 3.3.1 Luft-Wasser Wärmepumpe

Bei einer auf 160 m<sup>2</sup> begrenzten Dachfläche in einem System nur mit PV in Kombination mit Luft-Wasser-Wärmepumpe und ohne Duschwasserwärmerückgewinnung war es nicht möglich, den Nachheizbedarf unter den Referenzwert (135 kWh) zu senken, selbst bei einer Wärmepumpenleistung von 50 kW (siehe Abbildung 22). Mit der Implementierung der Duschwasserwärmerückgewinnung in einem solchen System konnte das Speichervolumen jedoch auf maximal 99 m<sup>3</sup> bei einer WP-Leistung von 50 kW reduziert werden (Abbildung 23). Bei der auf 160 m<sup>2</sup> beschränkten Dachfläche werden also trotz Duschwasserwärmerückgewinnung und deutlich grösseren Wärmepumpen deutlich grössere Speicher benötigt als bei den Systemen mit kombinierter Solarthermie und PV-Nutzung.

Wenn grössere Dachflächen bis 210 m<sup>2</sup> erlaubt werden, kann die Speichergrosse z.T. stark reduziert werden, ohne dass mehr Zusatzenergie als beim ursprünglichen Referenzsystem benötigt wird. Ohne Duschwasserwärmerückgewinnung lässt sich die Speichergrosse mit einer 30 kW Wärmepumpe (maximale Wärmepumpengrösse aus dem Vorgängerprojekt SensOpt) auf 66 m<sup>3</sup> und mit einer 50 kW Wärmepumpe sogar auf 33 m<sup>3</sup> verkleinern. Wenn eine Duschwasserwärmerückgewinnung eingesetzt wird, reicht bei einer 30 kW Wärmepumpe ein Speichervolumen von 44 m<sup>3</sup>. Mit einer 50 kW Wärmepumpe können die Zusatzenergieverbräuche zwar verringert werden, nach dem Schritt von 33 m<sup>3</sup> auf 22 m<sup>3</sup> besteht aber immer noch ein Zusatzenergieverbrauch leicht über der Referenz.

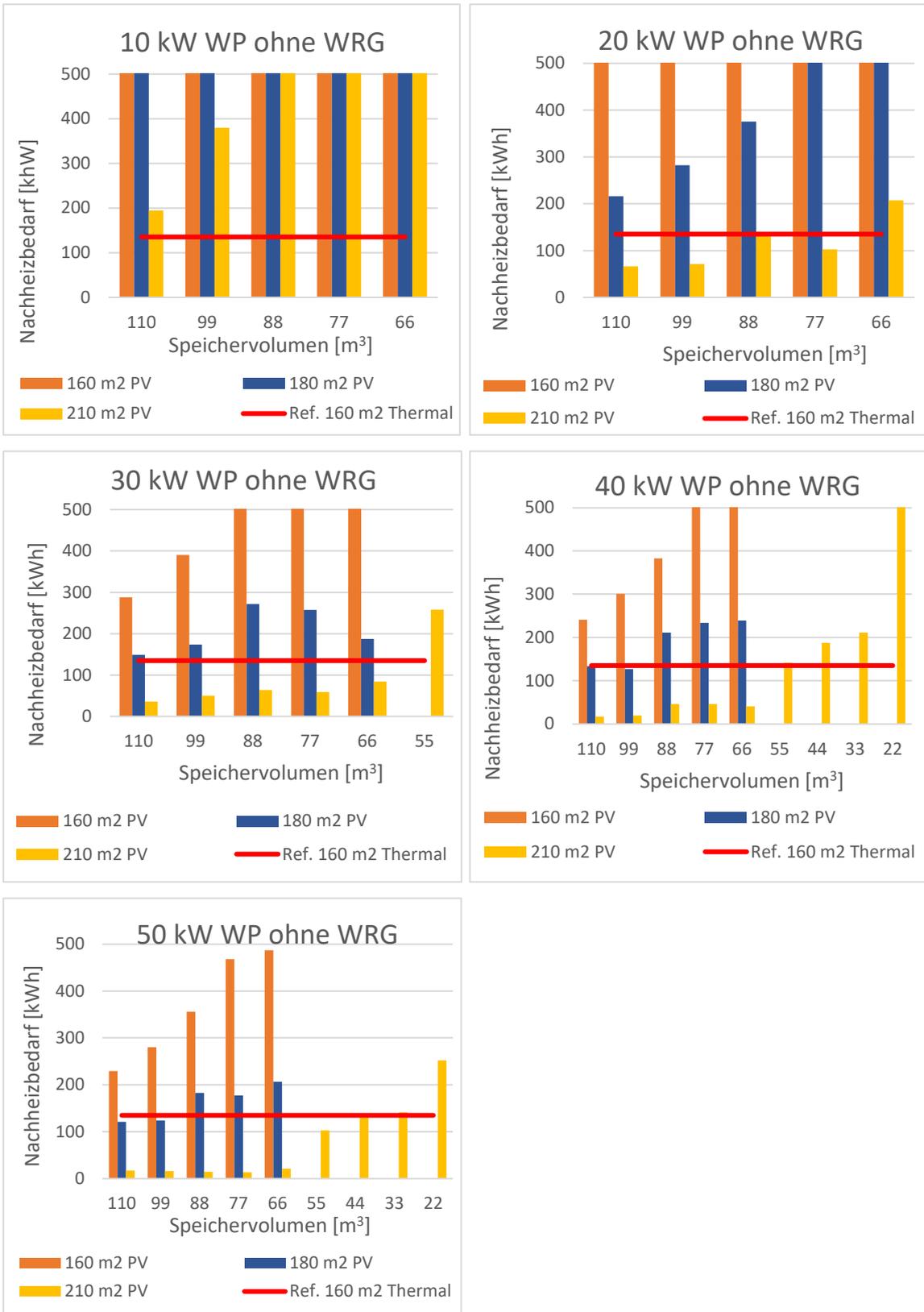


Abbildung 22 Nachheizbedarf elektrisch ab Netz bei unterschiedlicher Luft-Wasser-Wärmepumpen- und Speichergößen.

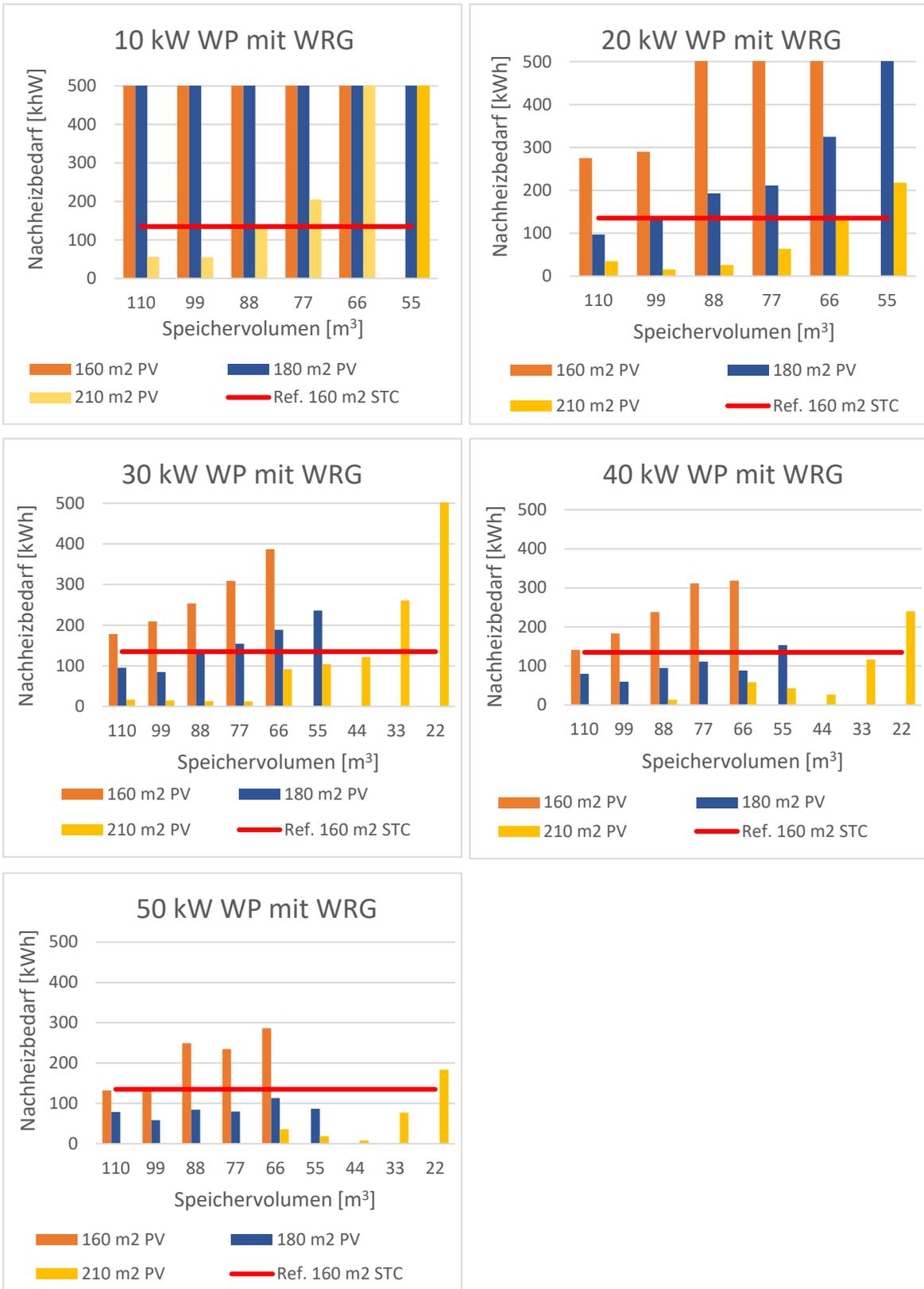


Abbildung 23: Nachheizbedarf elektrisch ab Netz bei unterschiedlicher Luft-Wasser-Wärmepumpen- und Speichergrossen mit Duschwasserwärmerückgewinnung.



### 3.3.2 Wärmepumpe mit Fundamentplatte als Quelle

Bei Systemen mit einer Kombination aus Solarthermie und PV & Wärmepumpe hat es sich bewährt, anstatt Aussenluft als Quelle für die Wärmepumpe die Fundamentplatte thermisch zu aktivieren. Bei Systemen ohne Solarthermie mit Fundamentplatte als Quelle für die Wärmepumpe ergeben sich Probleme mit der Regeneration der Fundamentplatte. Weil diese gegen oben (das Gebäude) gedämmt wird, kann sich eine Langzeitauskühlung ergeben, wenn die Fundamentplatte nicht regeneriert wird. Daher wurden nur Systeme welche einen Regenerationsgrad  $>1$  erreichen als vergleichbar eingestuft. Bei Systemen ohne vollständige thermische Regeneration der Fundamentplatte kann die Langzeitstabilität nicht gewährleistet werden. Wenn nun die Solarthermie mit PV (& Elektrodirektheizung) ersetzt wird, ergeben sich deutlich weniger sommerliche Überschüsse, und es können nur noch tiefere Regenerationsgrade erreicht werden. In Abbildung 26 werden die erreichbaren Regenerationsgrade für alle Systeme ohne Solarthermie geplottet. Dabei zeigt sich, dass nur bei wenigen Systemen mit  $210 \text{ m}^2$  PV-Fläche eine vollständige Regeneration ( $>1$ ) erreicht werden kann. Die meisten Systeme, welche die Fundamentplatte als Quelle nutzen, sind daher nicht langzeitstabil und somit auch nicht mit dem Referenzsystem vergleichbar.

Bei den wenigen Konfigurationen mit reinem PV-System, die in der Simulation einen Regenerationsgrad  $>1$  erreichten war führte aber immer eins der folgenden Kriterien zum Ausschluss der Variante:

- Wärmepumpen  $\leq 30 \text{ kW}$ : Der Zusatzenergieverbrauch war höher als bei Referenzsystem.
- Wärmepumpe  $> 30 \text{ kW}$ : Durch die höhere Leistung wurden in der Fundamentplatte Temperaturen unter  $0 \text{ °C}$  erreicht. Aufgrund der Frostgefahr wurden auch diese Systeme als nicht realisierbar eingestuft und daher von einem direkten Vergleich ausgeschlossen.

Somit wurde keines der simulierten Systeme ohne Solarthermie und mit Fundamentplatte als Wärmepumpenquelle als vergleichbar eingestuft und somit nicht in den Kostenvergleich übernommen.

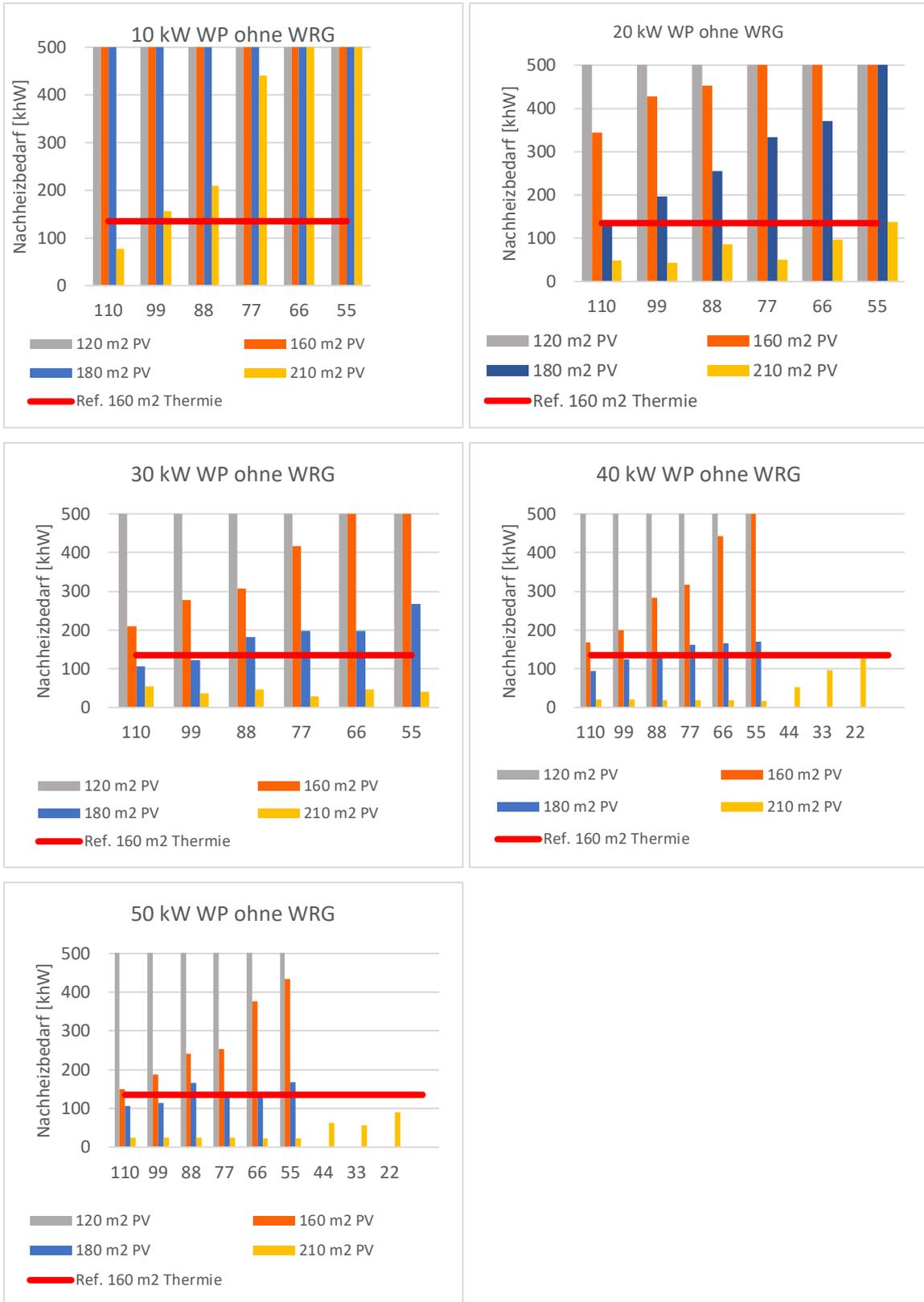


Abbildung 24: Nachheizbedarf elektrisch ab Netz bei unterschiedlicher Wärmepumpen- und Speichergößen bei der Verwendung der Fundamentplatte als Quelle.



Abbildung 25: Nachheizbedarf elektrisch ab Netz bei unterschiedlicher Wärmepumpen- und Speichergößen bei der Verwendung der Fundamentplatte als Quelle mit Duschwasserwärmerückgewinnung.

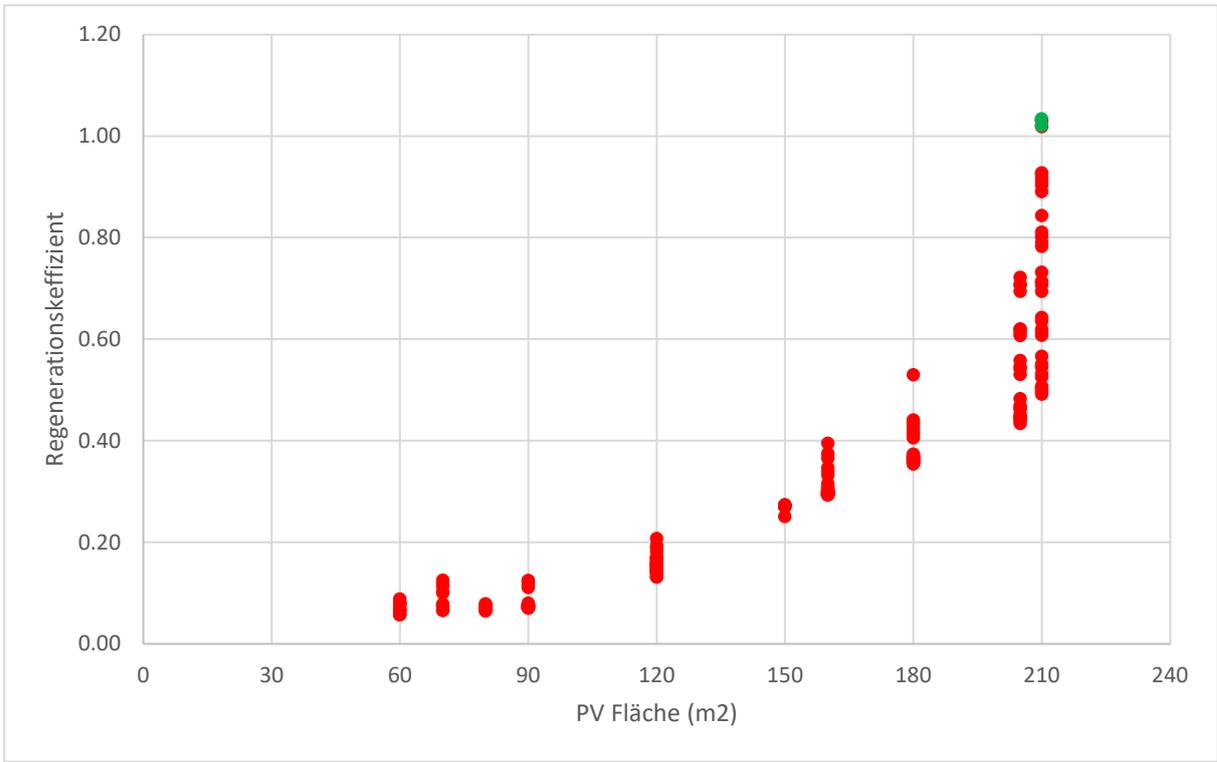


Abbildung 26: Erreichbare Regenerationsgrade bei Systemen ohne Solarthermie, jedoch mit Fundamentplatte als Quelle für die Wärmepumpe. Auch mit 210 m<sup>2</sup> PV-Fläche weisen nur wenige Systemvarianten einen Regenerationskoeffizienten über 1 aus.



### 3.4 Variantenvergleich

Wie oben erläutert, konnten unterschiedliche Varianten gefunden werden, welche weniger Zusatzenergie als das ursprüngliche Referenzsystem (ca. 0.5 % des Wärmebedarfs) benötigen. Aus diesen gleichwertigen Systemen wurden vielversprechenden Kombinationen ausgewählt, um die weiteren Analysen durchzuführen. Als vielversprechend gelten dabei Systeme, welche möglichst kleine Speicher, kleine Solaranlagen, und kleine Wärmepumpen benötigen. Kleinere Komponenten versprechen geringere Kosten und weniger graue Energie. Weil es z.T. unterschiedliche vielversprechende Kombinationen gibt, wurden für die Analyse in manchen Fällen mehrere ähnliche Varianten gewählt und verglichen. In Tabelle 7 werden die gewählten Varianten mit den entsprechenden Dimensionierungen der Komponenten aufgelistet.

Tabelle 7: Zusammenfassung der für die weitere Analyse ausgesuchten Varianten mit den entsprechenden Dimensionierung der Komponenten.

Bezeichnung	Speicher [m <sup>3</sup> ]	PV-Anlage [m <sup>2</sup> ]	Kollektorfeld [m <sup>2</sup> ]	Wärmepumpe [Typ] [kW]	WRG	Heizstab
Ref	110	-	160	- -	-	-
Ref opt*	88	-	160	- -	-	-
Mix 160_1	66	40	120	LW 10	-	-
Mix 160_2	66	40	120	LW 10	X	-
Mix 160_3	66	60	100	FP 10	X	-
Mix 160_4	55	60	100	FP 20	X	-
Mix 210_1	77	60	100	FP 10	-	-
Mix 210_2	44	84	126	FP 10	X	-
Mix 210_3	44	105	105	FP 20	X	-
Mix 210_4	44	126	84	FP 30	X	-
Mix 210_5	55	126	84	FP 30	-	-
PV 210_1	77	210	0	LW 20	-	X
PV 210_2	66	210	0	LW 30	-	X
PV 210_3	44	210	0	LW 30	X	X
PV 210_4	33	210	0	LW 40	X	X
PV 160_1	99	160	0	LW 50	X	X

\* angepasste low-flow Regelung

#### 3.4.1 Speichergrossen

Die Vergrößerung der Solaranlagenflächen und die Integration von grösseren Wärmepumpen führt dazu, dass in einigen Systemen grosse Einsparungen bei der Speichergrosse gemacht werden können. Ein Überblick über die benötigten Speichergrossen für unterschiedliche Varianten wird in Abbildung 27 gegeben. Bei den kombinierten Systemen mit 210 m<sup>2</sup> Solarfläche konnten bis zu 70% des Speichervolumens eingespart und bei einer reinen PV-Variante mit 50 kW Wärmepumpe sogar bis zu 70% des Speichervolumens reduziert werden. Weil dazu aber grössere Solaranlagen und Wärmepumpen benötigt werden, sind diese Systemvarianten bezogen auf die Kosten oder die Treibhausgasemissionen nicht unbedingt vorteilhaft (siehe auch Kapitel 3.5 und 3.6).

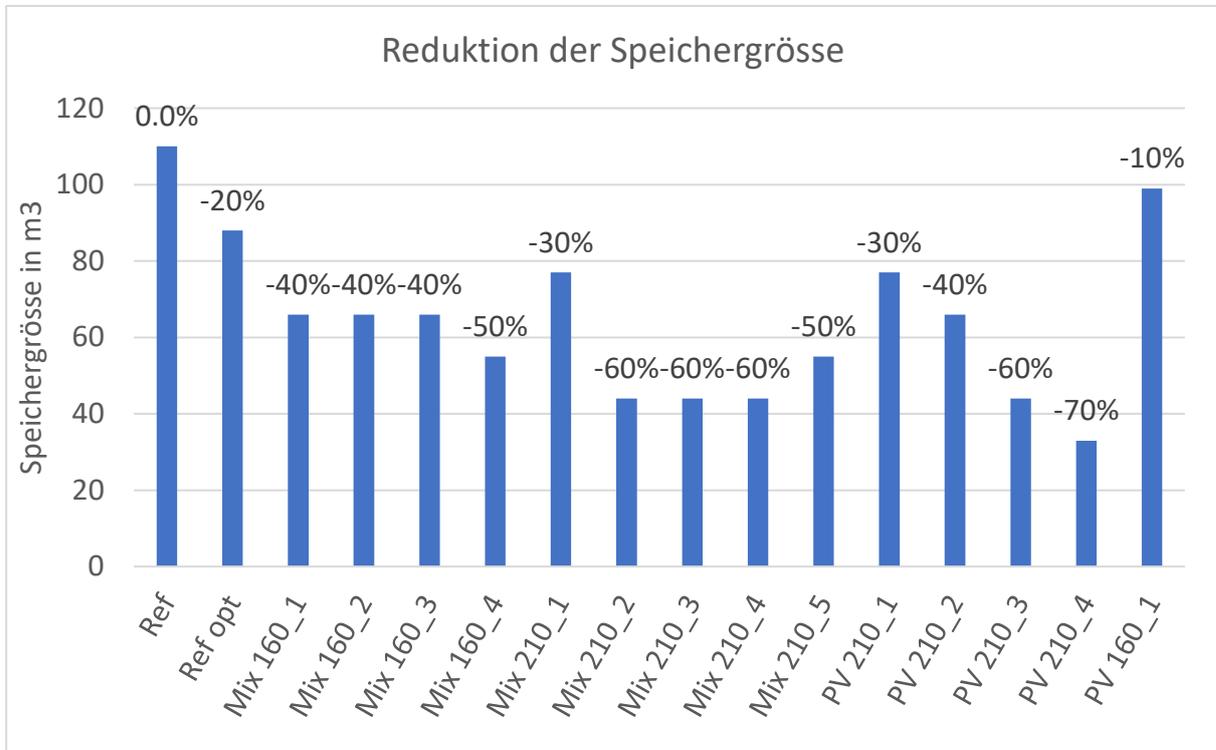


Abbildung 27: Reduktion der Speichergrossen bei unterschiedlichen Systemvarianten.

### 3.4.2 Investitionskostenanalyse

Weil bei den hier analysierten Varianten ohne Solarthermie nur Varianten mit PV-Flächen von 210 m<sup>2</sup> zu vielversprechenden Resultaten geführt haben, sind diese nicht direkt mit den besten Varianten aus dem Projekt SensOpt (welche auf einer maximalen Solarfläche von 160 m<sup>2</sup> basieren) vergleichbar. Aus diesem Grund wurden weitere kombinierte Varianten mit einer totalen Dachfläche von ebenfalls 210 m<sup>2</sup> simuliert und analysiert.

Wie schon im Projekt SensOpt werden die Investitionen und Erträge für die unterschiedlichen Varianten miteinander verglichen (siehe Abbildung 28). In der Abbildung werden die Investitionskosten unterschiedlicher Komponenten zusammengezählt. Neben diesen Balken werden die Erträge der PV (Einspeisung und Eigenverbrauch über 20 Jahre) und eine Schätzung für den Wert der durch die Speicherverkleinerung gewonnenen Wohnfläche aufgetragen. Diese werden so dargestellt, dass sie optisch von den Investitionskosten abgezogen werden können (siehe auch SensOpt Schlussbericht [6]).

Die ersten beiden Balken im Diagramm stellen dabei die Resultate aus dem Projekt SensOpt für reine Solarthermieanlagen dar: 1. Referenzsystem, 2. Referenzsystem mit verbesserter Regelung. Die nächsten fünf Varianten stellen vielversprechende Kombination von Solarthermie und PV & Wärmepumpe mit 160 m<sup>2</sup> Dachfläche dar. Dabei zeigt sich aufgrund der realistischeren Modellierung der WRG ein etwas verändertes Bild im Vergleich zu SensOpt. Waren im Projekt SensOpt die Speichereinsparungen aufgrund der WRG grösser als deren Kosten, ist dies bei einer realistischeren Modellierung nicht mehr zutreffend. Die Kosten der WRG konnten nicht durch Einsparungen bei der Speichergrosse wett gemacht



werden. Es weisen sowohl das günstigste System mit Luft/Wasser Wärmepumpe als auch das günstigste System mit Fundamentplatten Wärmepumpe tiefere Kosten als die Systeme mit WRG auf. Die nächsten Balken zeigen vielversprechende System mit kombinierten Lösungen aus Solarthermie und PV+ Wärmepumpe, aber mit einer vergrösserten Solarfläche von insgesamt 210 m<sup>2</sup>. Dabei zeigt sich, dass durch die grössere Gesamtdachfläche zwar das benötigte Speichervolumen weiter verringert werden konnte. Die gesamten Investitionskosten haben aber durch die Vergrösserung der gesamten Solarfläche tendenziell zugenommen. Wenn die PV-Erträge von den Investitionskosten abgezogen werden, kann aber durch die Vergrösserung der Solarfläche die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Die Investitionskosten abzüglich PV-Gewinne fallen beim günstigsten System (MIX 210\_5) mit den hohen Strompreisen von 2023 gar unter 70'000 CHF.

Eine weitere Reduktion der Investitionskosten kann erreicht werden, indem vollständig auf Solarthermie verzichtet wird und der Speicher im Sommer stattdessen mit einem PV betriebenen Heizstab auf hohe Temperaturen erwärmt wird. Dies trotz der tendenziell grösseren Wärmepumpen, welche bei diesen Systemen benötigt werden. Einerseits sind PV-Module günstiger (pro m<sup>2</sup>) als thermische Kollektoren, andererseits können Einsparungen bei den Wärmeübertragern, der Frostschutzmittelmenge, Expansionsgefässgrösse und der Kollektorfeldverrohrung geltend gemacht werden. Zusätzlich werden bei diesen Systemen kleinere Speicher benötigt. Die zusätzlich veranschlagten 5000 CHF für Elektroheizstäbe und deren Steuerung sowie die Zusatzkosten für grössere Wärmepumpen fallen dabei weniger ins Gewicht. Weil aber bei diesen Systemen die überschüssige PV-Produktion nicht ins Netz eingespeist, sondern in den Elektroheizstäben verwendet wird, fallen die finanziellen Erträge der PV-Anlage geringer aus. Sie beschränken sich auf den selbst verbrauchten Haushaltsstrom und dessen monetären Gegenwert. Unter Berücksichtigung der Investitionskosten abzüglich der Erträge aus der PV-Produktion schneiden die Systeme ohne Solarthermie wirtschaftlich knapp besser ab, wobei der Unterschied gering ist. Weil die Lebenserwartung der Solarthermiekomponenten (Grosser Speicher, Kollektoren) tendenziell höher ist als bei den elektrischen Komponenten (Wärmepumpe, PV-Module, Wechselrichter) zeichnet ein reiner Vergleich der Investitionskosten ein unvollständiges Bild, welches die Vorteile der Solarthermie (Langlebigkeit) nicht berücksichtigt. Eine Betrachtung der Wärmegestehungskosten (nächster Abschnitt) kann den Einfluss unterschiedlicher Lebenserwartungen berücksichtigen, hat aber den Nachteil, dass sie durch stark veränderbare Annahmen beeinflusst wird.

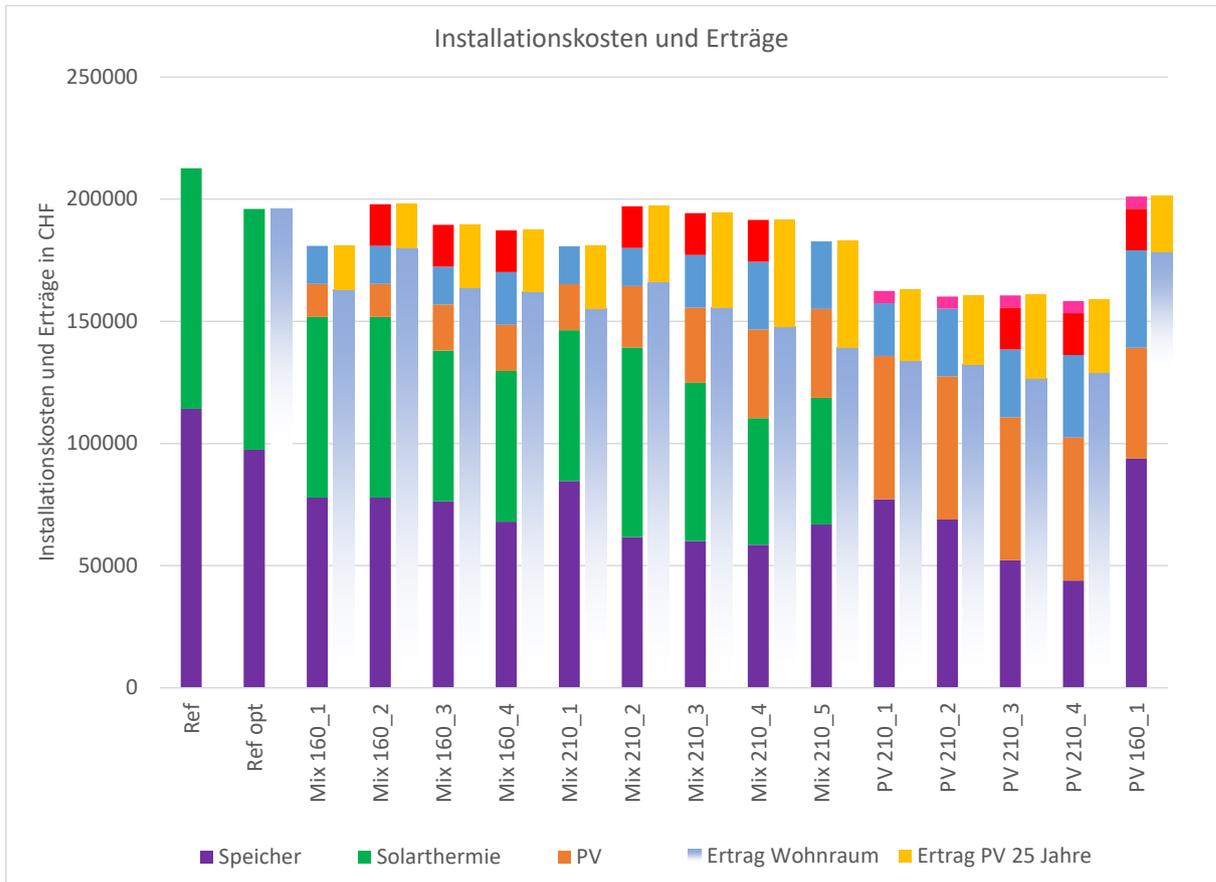


Abbildung 28: Vergleich von Investitionskosten und Erträgen von unterschiedlichen Varianten.

Die Erträge durch die Nutzung des PV-Stromes für Haushaltsstrom und Einspeisung sind stark von den angenommenen Tarifen abhängig. Weil sich die Tarife seit der Analyse im Projekt SensOpt (2020) stark erhöht haben, wurde dieselbe Analyse mit den aktuellen Tarifen (2023) wiederholt. Dabei wird für Huttwil mit 37.2 Rp/kWh (Mittelwert zwischen hoch und Niedertarif) für den Bezug und 23.7 Rp/kWh für die Einspeisung gerechnet. In Abbildung 29 wird Investitionskostenvergleich nochmals mit den Erträgen basierend auf diesen Elektrizitätstarifen gezeigt. Die Investition in grosse PV-Anlagen lohnen sich bei diesen Tarifen deutlich und es schneiden gemischte Anlagen mit grossen PV-Anlagen am besten ab. Aufgrund der PV-Direktheizung speisen reine PV-Systeme weniger Strom ins Netz ein und sind somit mit den hohen Tarifen finanziell weniger attraktiv als die gemischten Systeme. Die Entwicklung der Stromtarife ist ungewiss und die Verwendung der aktuell hohen Tarife für die nächsten 20 Jahre scheint daher sehr optimistisch.

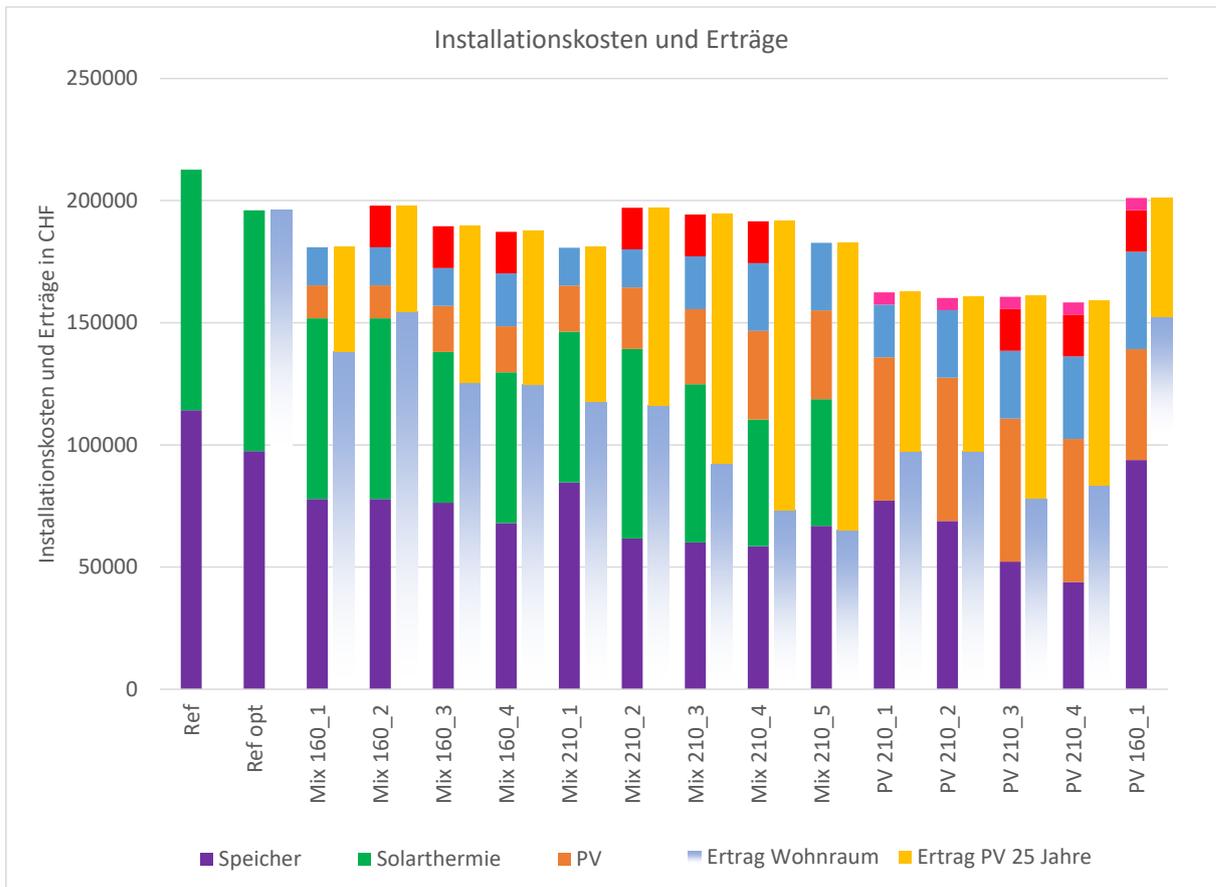


Abbildung 29: Vergleich von Investitionskosten und Erträgen von unterschiedlichen Varianten und den Elektrizitätstarifen von 2023 (Bezug 37.2 Rp/kWh und Einspeisung: 23.7 Rp/kWh).

### 3.4.3 Wärmegestehungskosten

Die Berechnung von Wärmegestehungskosten ist bei autarken Systemen, welche stark durch die Kapitalkosten und gegebenenfalls noch durch Unterhaltskosten dominiert werden, sehr stark von Annahmen zur Lebensdauer der Komponenten und zum Zinssatz abhängig. Aufgrund der oben gemachten Annahmen und einem Referenzzinssatz von 2.5% können Wärmegestehungskosten aufgrund der Investitionen anhand der Annuitätsmethode [23] ausgerechnet und auf die einzelnen Komponenten verteilt werden. Die Resultate dieser Berechnung werden in Abbildung 29 gegeben, wobei die Kapitalkosten der PV-Anlage um den Anteil des nicht für die Wärmeversorgung benötigten Stromes verringert wurden. Aufgrund der hohen angenommenen Lebensdauer von Speicher und Solarthermie schneiden bei dieser Betrachtung die reinen Solarthermieanlagen ähnlich gut ab wie die besten kombinierten Systemvarianten. Aufgrund der kurzen angenommenen Lebensdauer der Wärmepumpen von 15 Jahren schneiden Varianten mit grossen Wärmepumpen bei dieser Betrachtung tendenziell schlechter ab. Die Unterschiede zwischen allen betrachteten Systemen sind aber gering und liegen zwischen 29 und 36 Rp./kWh was im Bereich der Unsicherheit der Annahmen liegt.

Weil es sich um autarke Systeme handelt, welche ein Gebäude mit sehr geringem Wärmebedarf versorgt, fallen die Wärmegestehungskosten mit Werten etwas unter



30 Rp./kWh höher als bei Standardsystemen aus. Wobei eine langjährige Prognose bei Standardsystemen aufgrund der sehr volatilen Energiepreise schwierig ist.

Zu den Kapitalkosten müssen noch die Betriebskosten dazugerechnet werden, welche sich bei den autarken Systemen fast ausschliesslich auf die Unterhaltskosten beschränken. Eine Abschätzung dieser Unterhaltskosten gestaltet sich schwierig, weil es erst vereinzelt umgesetzte Systeme gibt. So weist beispielsweise das Variantenvergleichstool der Stadt Zürich [24] für Solarthermieanlagen typische Unterhaltskosten von 2.5% der Investitionen aus. Dadurch würden Unterhaltskosten in der Grössenordnung der Kapitalkosten (ca. 5000 CHF pro Jahr) abgeschätzt. Diese Annahme scheint aber für die hier betrachteten grossen Systeme ungeeignet. Die Jenni Energietechnik AG gibt an, dass die grossen Solarthermieanlagen fast ohne Unterhalt (<1%) auskommen. Eine Angabe von konkreten Unterhaltskosten scheint daher willkürlich und es ist unklar, welche Varianten höhere Unterhaltskosten verursacht. In Abbildung 30 werden daher nur die Kapitalkosten und nicht die Unterhaltskosten angegeben.

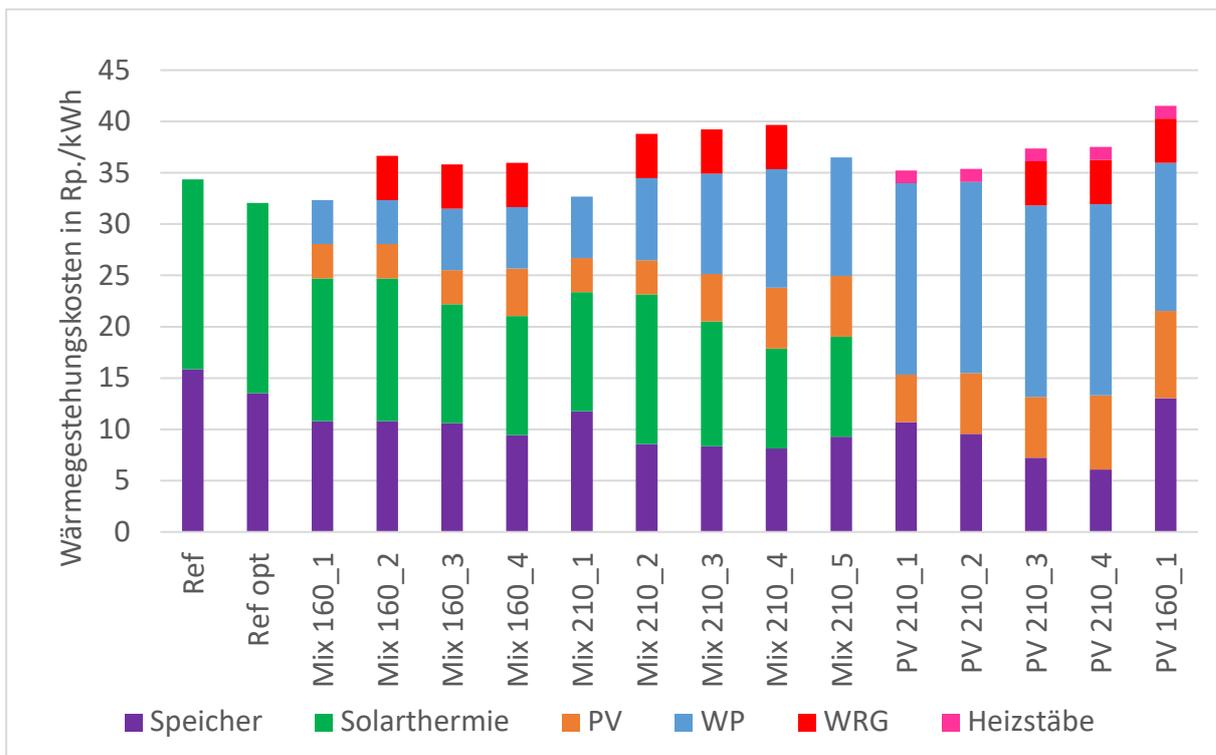


Abbildung 30: Wärmegestehungskosten aufgrund der Investitionen der einzelnen Komponenten.

### 3.5 Lebenszyklusanalyse

Mit der in 2.5 beschriebenen Methodik wurden die Treibhausgasemissionen der unterschiedlichen Varianten berechnet und verglichen. Ähnlich wie bei den Kosten sind bei Systemen, welche eine vollständige solare Wärmeversorgung bereitstellen, Emissionen aus dem Betrieb von stark untergeordneter Bedeutung. Die Emissionen werden durch die grauen Emissionen der Herstellung und Entsorgung der verbauten Komponenten dominiert. In Abbildung 30 (oben) werden die totalen grauen Treibhausgasemissionen für unterschiedliche Systemvarianten dargestellt und verglichen. Dabei wurden die Emissionswerte der PV-Anlage um den Anteil des produzierten Stromes reduziert, welcher nicht für die Wärmebereitstellung



verwendet wurde und somit für Haushaltsstrom oder Einspeisung zur Verfügung stand. Auch wenn aktuelle, kürzlich reduzierte Kennwerte für graue CO<sub>2</sub>-Emissionen der Photovoltaik verwendet wurden, weisen die reinen Thermie- und die reinen PV-Systeme die höchsten «grauen» Treibhausgasemissionen auf. Die tiefsten Werte weisen die kombinierten Systeme auf. Weil Speicher und Solarthermiekomponenten im Vergleich zu Wärmepumpe oder PV deutlich längere Lebensdauern aufweisen, wird eine Betrachtung der mit dem installierten System verbundenen Emissionen ohne Berücksichtigung der Lebensdauer den reinen Solarthermiesystemen nicht gerecht. Aus diesem Grund wurden die Emissionen anhand der typischen Lebenserwartungen auf ein Betriebsjahr heruntergebrochen (siehe Abbildung 30 unten). Bei dieser Betrachtung fallen die Emissionen des Speichers mit einer Lebensdauer von 50 Jahren deutlich weniger stark ins Gewicht. Es schneiden immer noch die kombinierten Systeme am besten ab, wobei der Unterschied zu den reinen Thermiesystemen gering ist. Das gute Abschneiden der kombinierten Systeme bei dieser Betrachtungsweise liegt aber auch an der anteilmässigen Aufteilung der Emissionen der PV-Module. Der Anteil des PV-Stromes für die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe ist gering und daher werden den kombinierten Systemen auch nur wenig Belastung aus dem PV-System angerechnet. Diese Systeme verbrauchen aber den «wertvollen» Winterstrom, wobei der «weniger wertvolle Sommerstrom» für den Haushalt oder die Netzeinspeisung eingesetzt wird. Somit ist eine anteilmässige Anrechnung der Emissionen auch nur bedingt aussagekräftig.

In Abbildung 31 wird die Bilanzgrenze von der Wärmeerzeugung auch auf den elektrischen Energieverbrauch ausgeweitet. Dabei werden die Treibhausgasemissionen aus dem Stromverbrauch für Haushalt und der Einspeisung der PV-Anlage für 25 Jahre Betrieb (die Lebensdauer der PV-Anlage) vereinfacht angegeben. Dazu wurde die Jahresbilanz der Anlage mit dem durchschnittlichen Kennwert für die Belastung des CH-Verbrauchermixes verrechnet. Eine unterschiedliche saisonale Belastung oder eine Verbesserung der Treibhausgasbelastung des Strommixes über die Lebensdauer der PV-Anlage wurde in dieser Grafik nicht berücksichtigt. Bei dieser Betrachtung weisen wiederum die kombinierten Anlagen, welche relevante Strommengen ins Netz einspeisen, die geringsten Gesamtemissionen auf. Die reinen Solarthermielösungen benötigen am meisten Netzelektrizität und weisen daher die höchsten strombezogenen Emissionen auf. Auf der anderen Seite wird der elektrische Überschuss auch bei den rein elektrischen Lösungen mittels Widerstandsheizung zur Erwärmung des Speichers gebraucht und nicht ins Netz eingespeist. Auch wenn diese Lösungen einen geringeren Netzbezug für Haushaltsstrom aufweisen, speisen sie wenig, bis nichts ins Netz ein und weisen daher eine höheren Nettobezug als die kombinierten Lösungen auf.

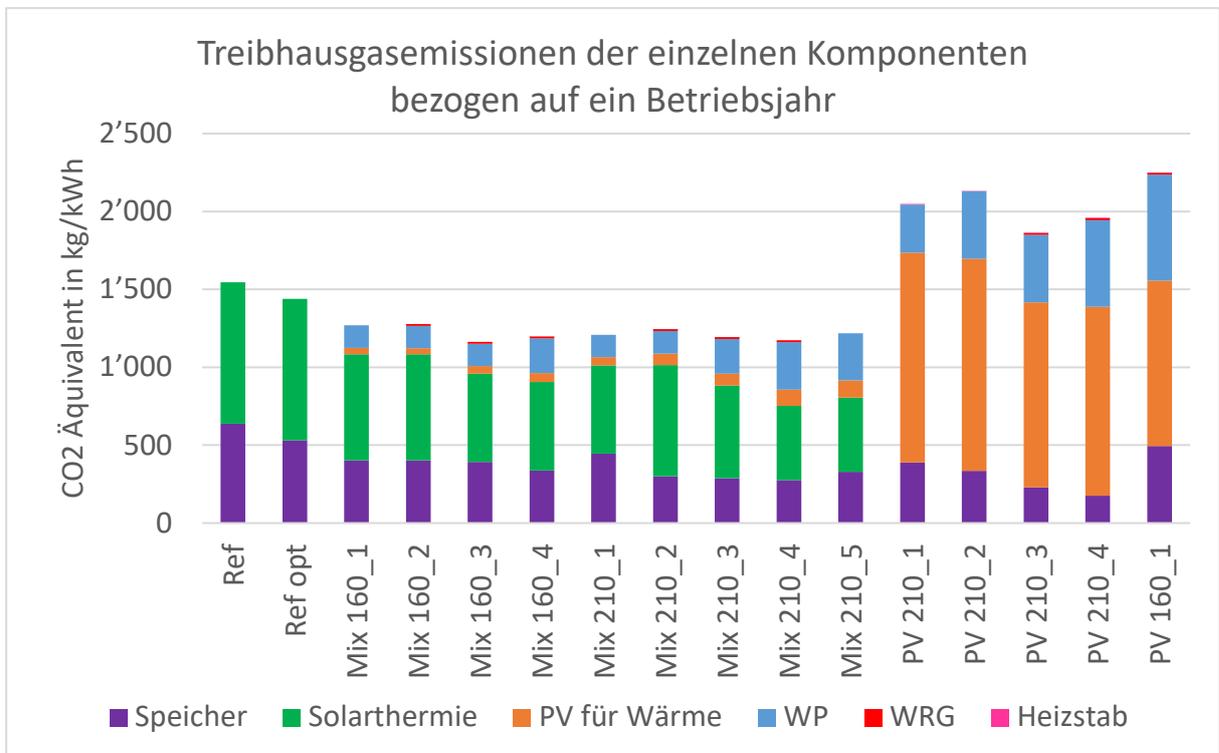
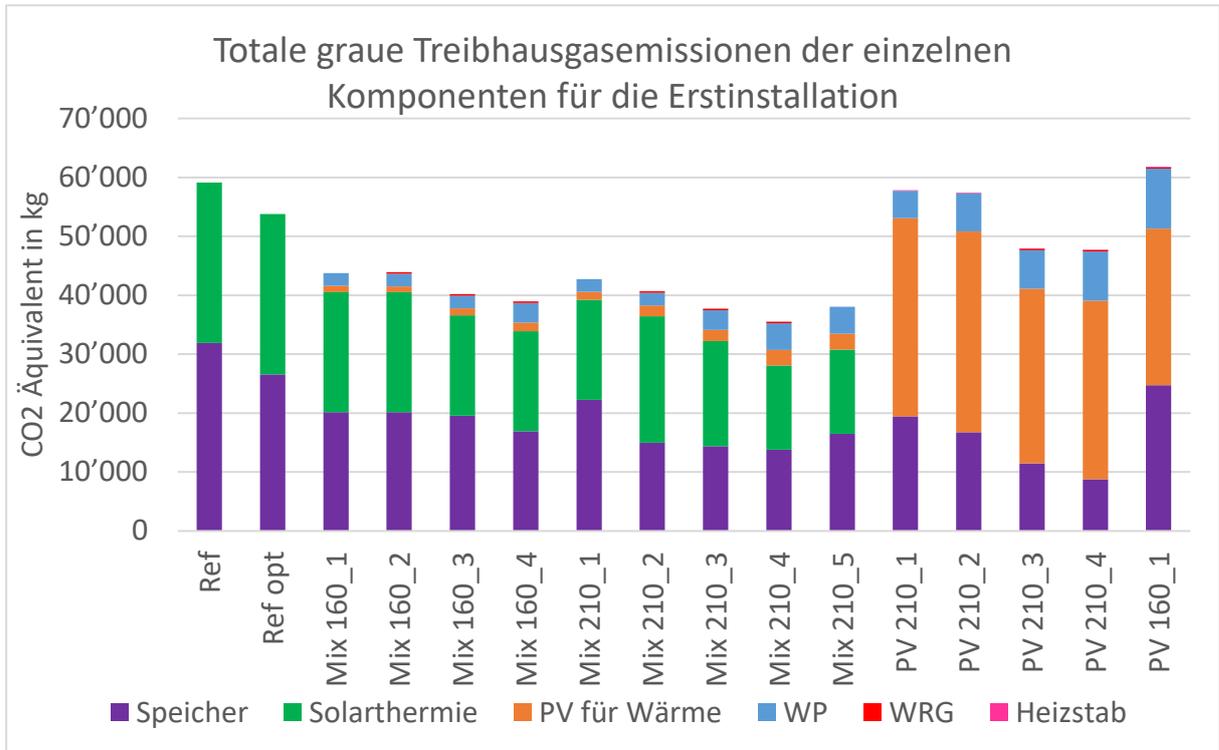


Abbildung 31: Treibhausgasemissionen der einzelnen Komponenten unterschiedlicher Systemvarianten (oben bezogen auf die einmalige Installation ohne Berücksichtigung der Lebensdauer und unten bezogen auf ein Betriebsjahr unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Lebensdauern). Die Belastung der Photovoltaik wurde reduziert um den Anteil der Stromproduktion, welcher nicht für die Wärmebereitstellung eingesetzt wurde.

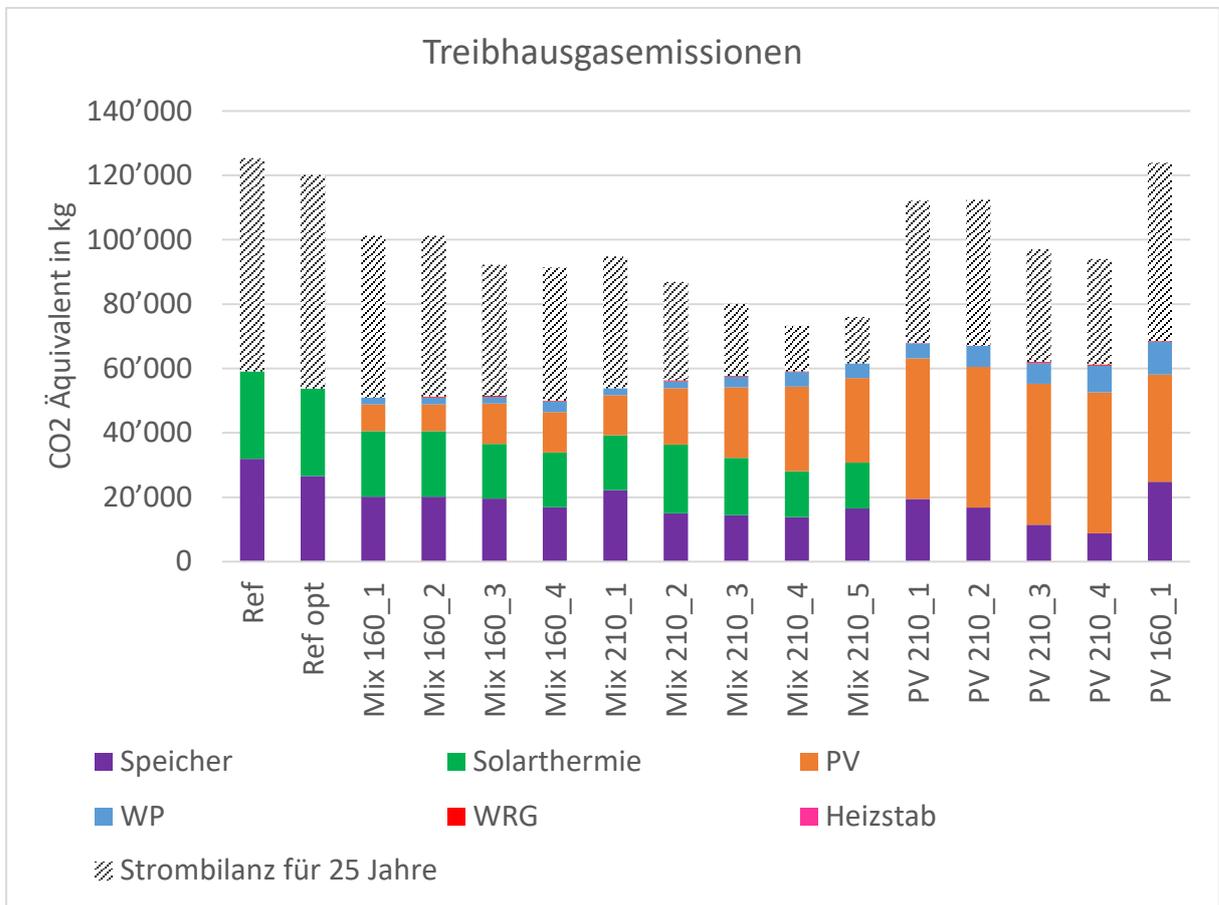


Abbildung 32: Treibhausgasemissionen der verbauten Komponenten und des elektrischen Energiebedarfs über 25 Jahre Betrieb.

Die oben gezeigte Auswertung ist stark vom gewählten Emissionsfaktor für die elektrische Energie abhängig. Aufgrund der starken saisonalen Variabilität des schweizerischen Strommixes und der darin enthaltenen Treibhausgasemissionen (siehe auch Abbildung 7) ist eine gleiche Gewichtung von Verbrauch und Einspeisung nur bedingt belastbar. Bei den Systemen fällt überschüssiger Strom, der ins Netz eingespeist werden kann, fast ausschliesslich im Sommer an. Dabei ist der schweizer Strommix stark von der Wasserkraft mit sehr niedriger Treibhausgasbelastung dominiert. Der Haushaltsstrom fällt hingegen über das Jahr verteilt an, weshalb der CH-Verbrauchermix eine gute Näherung bietet. Hingegen stellt die Extrapolation der heutigen Emissionsfaktoren für die nächsten 25 Jahre eine weitere Unsicherheit dar. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser verändern wird. Die Streuungen unterschiedlicher Szenarien und Studien sind aber gross und schwanken zwischen einer deutlicher Verminderung bis zu einer deutlichen Zunahme der elektrizitätsbedingten Emissionen [25]. Es wurden daher unterschiedliche Szenarien der Strombelastung angenommen und berechnet (siehe Abbildung 32).

1. Verbrauch und Einspeisung 0.125 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh. (aktueller CH-Verbrauchermix)



2. Verbrauch und Einspeisung 0.07 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh. (Mittelwert zwischen aktuellem CH-Verbrauchermix und einem hypothetischen erneuerbarem Mix nach 25 Jahren)
3. Verbrauch 0.125 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh; Einspeisung 0.015 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh (CH erneuerbarer Mix der KBOB für die Einspeisung aufgrund der starken Häufung im Sommer)
4. Verbrauch 0.07 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh; Einspeisung 0.015 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh (Kombination aus 2. und 3.)
5. Verbrauch und Einspeisung 0.512 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh. (europäischer ENTSO-E Mix)

Je nach Annahmen ergibt sich eine stark unterschiedliche Bewertung der verschiedenen Systemvarianten, wobei die strombasierten Emissionen bei der Verwendung des stark belasteten, europäischen ENTSO-E Mixes deutlich höher ausfallen als bei den anderen Betrachtungsweisen. Bei einer gleichen Bewertung von Einspeisung und Verbrauch schneiden die kombinierten Systeme mit grossen PV- Flächen am besten ab. Wobei der Vorteil bei einem hohen Belastungsfaktor (ENTSO-E, Variante 5) am deutlichstes sichtbar wird. Bei der Verwendung des europäischen Mixes übersteigen die strombedingten Emissionen die grauen Emissionen für die Wärmebereitstellung zum Teil um ein Vielfaches (Vergleiche dazu Abbildung 32 und Abbildung 33). Wenn der im Sommer eingespeiste Strom mit einer geringeren Belastung gegengerechnet wird (Strommix 2 & 3), bleibt die strombasierte Belastung bei allen Varianten ähnlich. Dann schneiden kombinierte Systeme mit kleineren Flächen (160 m<sup>2</sup> Solarthermie + PV) mit der geringsten grauen Belastung (siehe Abbildung 32) am besten ab.

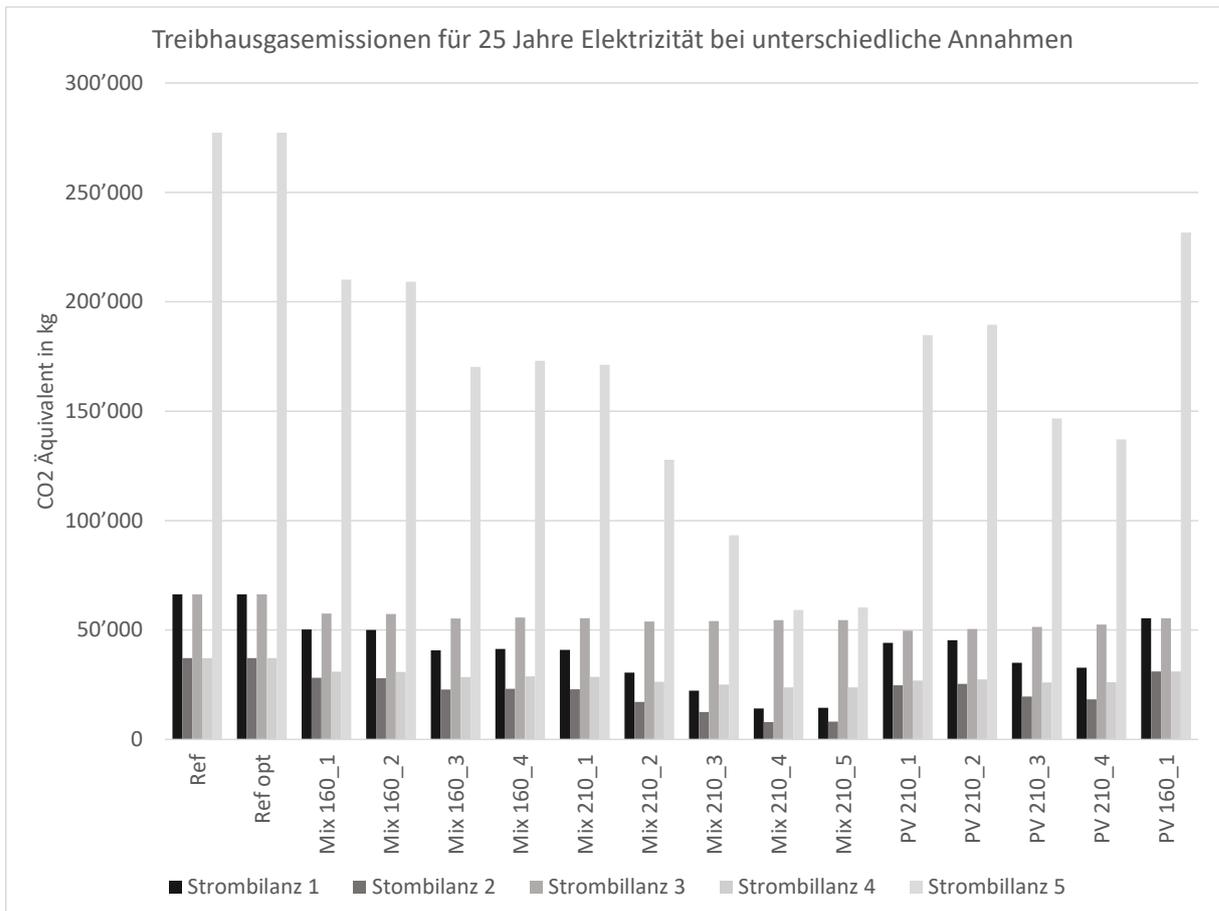


Abbildung 33: Treibhausgasemissionen des elektrischen Energiebedarfs über 25 Jahre Betrieb unter unterschiedlichen Annahmen.

### 3.5.1 Dynamische Betrachtung

Wie in Kapitel 2.5.2 beschrieben, wurden Simulationen mit einer Regelung durchgeführt, welche sich nicht am Solarertrag, sondern an der dynamischen Treibhausgasbelastung des Netzstromes orientiert. Weil keine Belastungsdaten für die typischen Wetterdaten vorliegen, können diese Simulationen lediglich mit den realen Wetterdaten von 2021 durchgeführt werden und sind somit nicht direkt vergleichbar mit allen anderen Simulationen. Eine «CO<sub>2</sub>-optimierte» Systemregelung macht vor allem bei elektrisch dominierten Systemen, also den reinen PV-Varianten Sinn, und es ist unklar, wie eine solche Regelung bei kombinierten Systemen durchgeführt werden soll. Aus diesem Grund wurden nicht alle Systeme, sondern lediglich eine vielversprechende PV-Variante (PV 210\_2, siehe Tabelle 7) zur weiteren Beurteilung verwendet.

Die Wärmepumpe wurde immer dann betrieben, wenn die Belastung des Netzstromes unter einen gewissen Schwellenwert fiel, und wieder abgestellt, wenn der Schwellenwert überschritten wurde. Dies unabhängig davon ob eigener PV- Strom zur Verfügung stand oder nicht. Weil für die Strombelastung Stundenwerte verwendet wurden, trat in der Simulation auch ohne Hysterese kein unrealistisches Takten der Wärmepumpe auf. Durch diese Regelung



kann der PV-Ertrag vermehrt zur Substitution von Elektrizität mit hoher Belastung (hauptsächlich Stromimporte) verwendet werden. Die Treibhausgasemissionen wurden bei diesen Simulationen also nicht über die Jahresbilanz, sondern in jedem Zeitschritt berechnet und dann über das ganze Jahr aufsummiert. Eingespeicherter PV-Strom erzeugt dabei negative Emissionen in der Höhe der Belastung des Netzstromes, der in den entsprechenden Zeitschritten substituiert wird. Abbildung 34 zeigt die dynamische Emissionsbilanz der elektrischen Energie (Haushalt, Wärmepumpe und PV-Anlage) für unterschiedliche Einschaltgrenzen der Wärmepumpe. Ebenfalls aufgeführt ist die dynamische Belastung der eigenverbrauchsoptimierten Regelung (in grau). Dabei zeigt sich, dass die dynamische Emissionsbilanz über einen breiten Bereich der Einschaltgrenze um ca. den Faktor 10 gegenüber der Standardregelung verringert werden kann. Wenn die Einschaltgrenze sehr tief gewählt wird, schaltet die Wärmepumpe wenig ein. Dies führt dazu, dass sie nicht genügend Energie produzieren kann und daher die elektrische Notheizung öfter einspringt. Das Einspringen erfolgt z.T. zu ungünstigen Zeitpunkten, benötigt mehr elektrische Energie und führt daher zu einer erhöhten Emissionsbilanz. Aus diesem Grund ist die Emissionsbilanz am unteren Ende des betrachteten Bereichs hoch, sinkt aber stark ab, wenn die Einschaltgrenze leicht erhöht wird. Nach dem Erreichen eines Minimums steigt die dynamische Emissionsbilanz wieder leicht an, wenn die Einschaltgrenze höher als  $0.07 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$  gewählt wird. Der Anstieg ist aber wenig ausgeprägt. Dies liegt wohl an der Tatsache, dass der schweizer Produktionsmix durchgehend eine tiefe Belastung aufweist. Daher ist die Belastung bei einem Produktionsüberschuss tief, wobei solche Perioden immer wieder auftreten. Werden Importe benötigt, erhöht sich die Belastung stark. Mittlere Belastungswerte sind hingegen eher selten.

Die durchgeführte Betrachtung ist nicht abschliessend und ev. existieren Regelstrategien, welche sowohl bei reinen PV-Variante aber ggf. auch bei kombinierten Varianten zu noch besseren Resultaten führen würden. Aufgrund der z.T. grossen PV-Flächen sind dabei theoretisch auch negative dynamischen Emissionsbilanzen möglich. Dennoch zeigt die hier gemachte Untersuchung anhand von einem Beispiel, dass ein Wechsel der Regelstrategie ein beträchtliches Potenzial aufweist, um geringere Emissionen im dynamischen Betrieb zu erreichen.

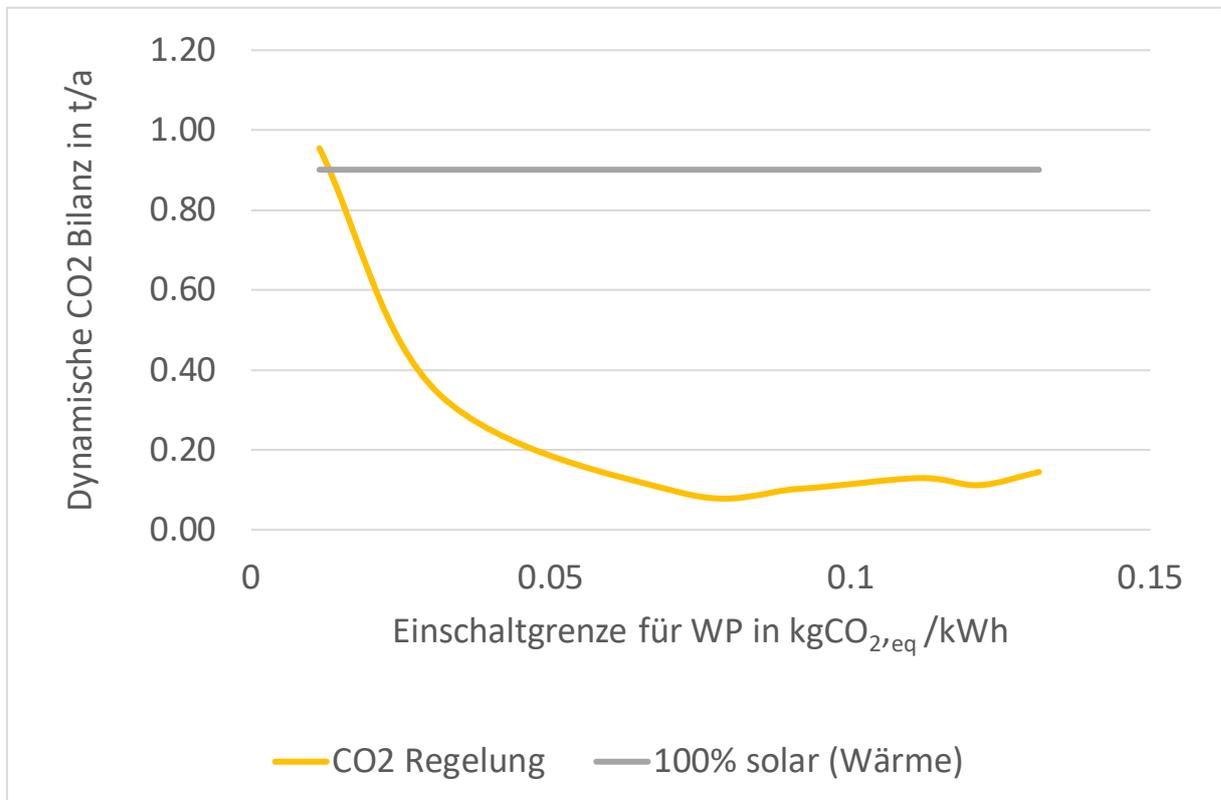


Abbildung 34: Dynamische Emissionsbilanz für die eigennutzungsoptimierte Regelung (100% solar) und einer Regelung basierend auf der Emissionsbelastung des Strommixes, wobei dabei die Regelung die Einschaltgrenze der Wärmepumpe variiert wurde.

### 3.5.2 Vergleich mit Standardsystemen

Weil im Betrieb der analysierten wärmeautarken Systeme nahezu keine Emissionen auftreten, wurden die durch die Herstellung und Entsorgung der Systemkomponenten verursachten Gesamtemissionen angegeben und verglichen. Die meisten herkömmlichen Wärmeerzeugungsanlagen werden von den Emissionen im Betrieb dominiert und es werden z.B. von der KBOB [18] typische Werte gegeben, welche sich auf die erzeugte kWh beziehen. Dies sind z.B. für eine Luft/Wasser Wärmepumpe im Neubau 0.04 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh und für eine Sole/Wasser Wärmepumpe im Neubau 0.039 kgCO<sub>2,eq</sub> kWh unter der Annahme eines «nicht zertifizierten CH Mixes». Wenn zertifizierter Strom verwendet wird, sind die Werte deutlich tiefer. Durch den starken Ausbau vom Standardwärmepumpen mit Lastspitzen an kalten Wintertagen ist davon auszugehen, dass ein beträchtlicher Teil von deren Strombedarf durch zusätzliche Importe aus dem europäischen Raum gedeckt werden muss. Daher könnte der deutlich stärker belastete ENTSO-E Strommixes zur Beurteilung von Standardwärmepumpen verwendet werden. Die KBOB weist dazu keine Werte aus, die Verwendung des ENTSO-E Mixes würde die Belastung von Standardwärmepumpen aber ca. verdreifachen. Für andere herkömmliche Wärmeversorger werden folgende Werte angegeben: Öl: 0.34 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh, Gas: 0.23 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh, Biogas: 0.127 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh und Pellet: 0.038 kgCO<sub>2,eq</sub> /kWh.



Sollen nur die indirekten Emissionen der grossen Installationen mit diesen Werten verglichen werden, müssen deren Lebensdauer und die zur Verfügung gestellte Energiemenge berücksichtigt werden. In Abbildung 34 werden die mit der Lebensdauer skalierten Treibhausgasemissionen bezogen auf den Wärmebedarf dargestellt. Die Emissionen der PV-Anlage wurden dazu nur anteilmässig angerechnet, wozu der Anteil der für die Wärmeproduktion verwendeten elektrischen Energie eingesetzt wurde. Dabei zeigt sich, dass die «grauen» Emissionen der grossen Einzelkomponenten die Standardemissionen von Wärmepumpensystemen mit CH-Produktionsmix leicht überschreiten. Der Anteil der PV-Anlage ist bei den reinen PV-Systeme entscheidend, weil dieser durch die direkt elektrische Speichererwärmung vollumfänglich für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Aus diesem Grund schneiden auch hier kombinierte und reine Solarthermiesysteme besser ab als reine PV-Systeme. Dabei liegt die Belastung der besten betrachteten autarken Systeme mit ca.  $0.045 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}} / \text{kWh}$  in einer ähnlichen Grössenordnung wie die von anderen erneuerbaren Systemen (ca.  $0.04 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}} / \text{kWh}$ ). Bei einer Verwendung des ENTSO-E-Mixes würden Standardwärmepumpen deutlich schlechter abschneiden, als die hier betrachteten autarken Systeme. Autarke Systeme weisen zusätzlich weitere beträchtliche Vorteile auf:

Die hier betrachteten wärmeautarken Systeme brauchen im Gegensatz zu Standardsystemen auch zu Bedarfsspitzen an kalten Wintertagen keinen Strom aus dem Netz. Sie verschärfen daher nicht die Winterstromlücke und die damit einhergehende, stärkere Belastung und die hohen Kosten elektrischer Energie während Winterbedarfsspitzen. Die autarken Systeme sind unabhängig von zukünftigen Entwicklungen im Strommarkt. Standardwärmepumpen hängen sehr stark von der zukünftigen Preisgestaltung und der Zusammensetzung des winterlichen Strommixes zu Spitzenzeiten ab und sind daher sowohl bezüglich Kosten als auch bezüglich Belastung mit einer grossen Unsicherheit behaftet.

Weil die Emissionen der hier betrachteten autarken Systeme hauptsächlich bei der Produktion der Materialien und Komponenten anfallen, besteht die Möglichkeit, dass sich diese durch fortschrittliche Produktionsmethoden weiter stark verbessern werden. Die Produktion der Komponenten ist unabhängig vom Wärmebedarf und es besteht das Potenzial, energie- und emissionsintensive Prozesse in zukünftige Perioden mit einer hohen Verfügbarkeit oder gar eines Überschusses an erneuerbaren Energien zu legen und somit sowohl die Emissionsbelastung als auch Bedarfsspitzen zu reduzieren.

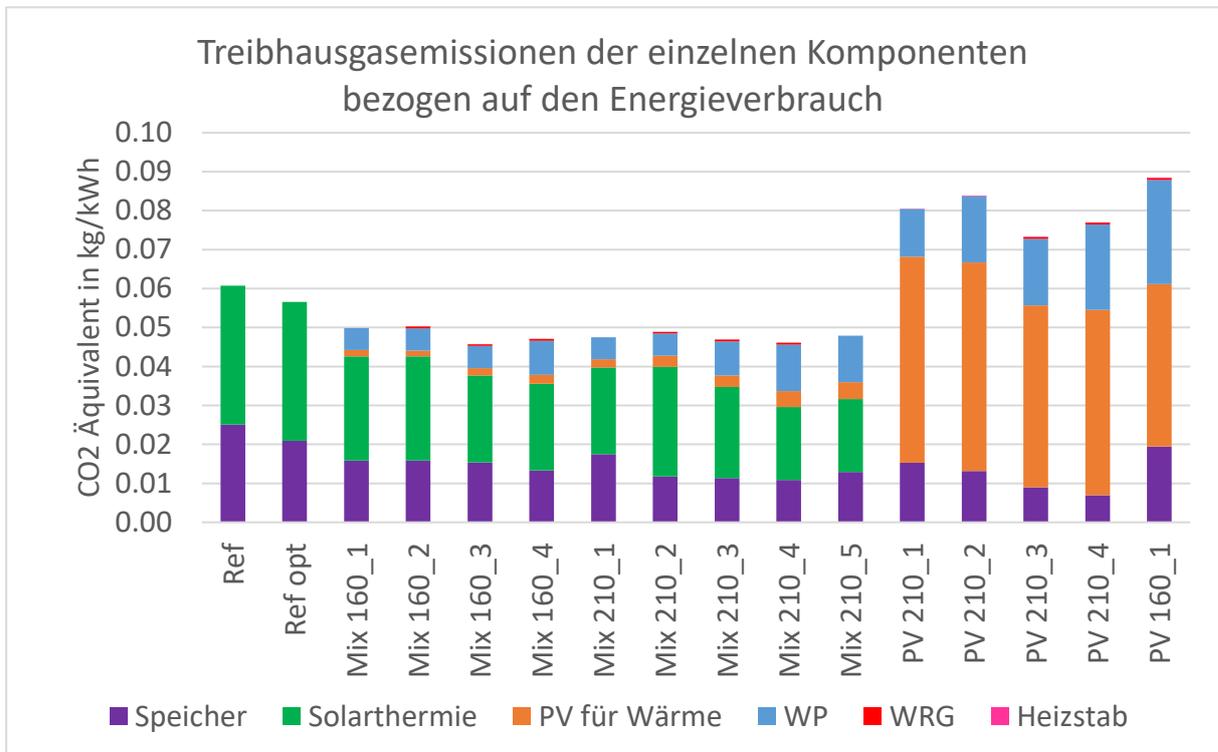


Abbildung 35: Treibhausgasemissionen der einzelnen Komponenten, bezogen auf die verbrauchte Nutzenergie. Die Belastung der Photovoltaik wurde reduziert um den Anteil der Stromproduktion, welcher nicht für die Wärmebereitstellung eingesetzt wurde.

### 3.5.3 Primärenergie

Auch wenn bei der Lebenszyklusanalyse der Fokus auf die Treibhausgasemissionen gelegt wurde, kann die Betrachtung anderer Grössen ebenfalls aufschlussreich sein. In Abbildung 35 wird beispielsweise die nicht erneuerbare «graue» Primärenergie der einzelnen Komponenten gegeben. Um den unterschiedlichen Lebensdauern der Komponenten gerecht zu werden, wurde sie auf ein Betriebsjahr heruntergebrochen. Wie schon in vorangehenden Analysen wurde bei den PV-Anlagen nur der Anteil der PV-Anlage angerechnet, welcher direkt zur Produktion von Wärme (mittels Wärmepumpe oder Heizstab) eingesetzt wurde. Ähnlich wie bei den Treibhausgasemissionen schneiden bei dieser Betrachtung die kombinierten Systeme am besten ab und die reinen PV-Systeme weisen einen deutlich erhöhten Primärenergiebedarf auf. Mit den kombinierten Systemen können Primärenergiewerte in der Grössenordnung von 400 kWh Öl äquivalent pro Jahr für das ganze Gebäude erreicht werden. Dies bedeutet also etwa 50 l Öl äquivalent pro Wohnung und Jahr.

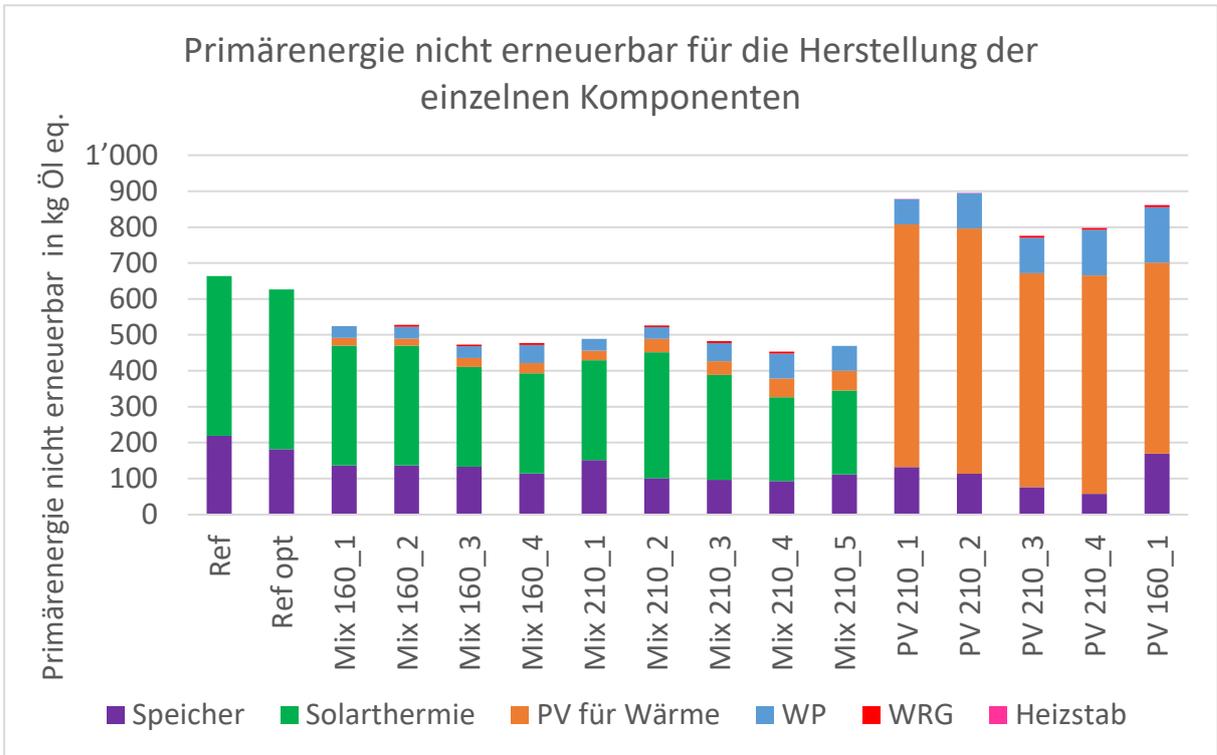


Abbildung 36: Nicht erneuerbare Primärenergie der einzelnen Komponenten für ein Betriebsjahr. Die Belastung der Photovoltaik wurde reduziert um den Anteil der Stromproduktion, welcher nicht für die Wärmebereitstellung eingesetzt wurde



## 4 Schlussfolgerungen und Fazit

### 4.1 Monitoring/Datenanalyse

Die Datenerfassung beim MFH Huttwil ist während der Berichtsperiode ohne grössere Datenausfälle durchgelaufen. Somit sind nun Messdaten aus drei Wintern mit unterschiedlicher Belegung verfügbar, in denen das 100% solare Wärmeerzeugungssystem ohne Probleme funktioniert hat. Auch mit Abschluss dieses Projektes ist das MFH noch nicht voll bewohnt. Der Speicher war daher auch am Ende des Winters noch gut beladen. Es wird sich erst mit einer Vollbelegung zeigen, ob die Wärmeversorgung im realen Einsatz an ihre Grenzen stossen wird, respektive ob in gewissen ungünstigen Jahren eine Nachladung durch eine mobile Pelletheizung erforderlich wird.

### 4.2 Lebenszyklusanalyse/Treibhausgasemissionen

Bezüglich Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus haben die kombinierten Systeme am besten abgeschnitten. Dabei sind die Resultate aber stark von der Betrachtung der elektrischen Energie abhängig. Durch unterschiedliche Gewichtungen oder Verrechnungsarten der elektrischen Energie schneiden in manchen Fällen rein solarthermische Systemvarianten ähnlich gut oder gar besser als die kombinierten Systeme ab. Aufgrund der hohen Treibhausgasemissionen durch die PV-Anlagen weisen reine PV-Varianten deutlich höhere grauen Emissionen auf als die anderen Varianten. Weil diese mit einem Heizstab kombiniert werden und somit einen Grossteil des produzierten Stromes selber benötigen, bleibt diese Belastung bei unterschiedlichen Betrachtungen der elektrischen Energie bestehen und es können nur wenig Emissionen durch die Einspeisung oder den Ersatz von Haushaltsstrom eingespart werden.

Die hier analysierten wärmeautarken Varianten benötigen keine belastete Primärenergie für den Betrieb, sind aber materialintensiv und benötigen grosse Speicher, Wärmepumpen und Solaranlagen für einen rel. geringen Wärmebedarf. Daher sind bei diesen Systemen die grauen Emissionen entscheidend. Bezogen auf den Wärmebedarf liegen diese in der Region von ca. 0.045 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh (für die besten kombinierten Systeme) bis ca. 0.08 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh (bei den reinen PV-Lösungen). Herkömmliche Wärmepumpensysteme weisen laut KBOB [18] leicht tiefere Werte von ca. 0.04 kgCO<sub>2,eq</sub>/kWh auf (Betrieb und graue Emissionen), wenn mit dem «nicht zertifizierten CH Mix» gerechnet wird. Mit einem zertifizierten Mix fallen die Emissionen von Standardsystemen deutlich tiefer, mit dem europäischen ENTSO-E-Mix aber fast drei Mal höher aus. Durch die Elektrifizierung des Wärmesektors und durch den Atomausstieg droht eine deutlich höhere Belastung des schweizerischen Strommixes während den Winterpeaks, welcher die Emissionsbilanz von herkömmlichen Wärmepumpensystemen zu verschlechtern droht. Die grauen Emissionen der hier untersuchten autarken Systeme werden hingegen nicht vom Strommix beeinflusst.

Die Systeme mit grossen Saisonspeichern und Wärmepumpe weisen ein hohes Flexibilitätspotenzial auf und können somit netzdienlich betrieben werden. Erste Simulationen mit einer angepassten Regelstrategie haben gezeigt, dass die dynamische Emissionsbilanz deutlich verbessert werden kann, wenn die Wärmepumpe anhand der Belastung des Strommixes angesteuert wird. Um das Potenzial von dynamischen, auf die



Treibhausgasemissionen im Strommix optimierten Regelstrategien genauer zu analysieren, sind aber weitere Untersuchungen nötig. Dabei muss von der in diesem Projekt vorgegebenen Prämisse einer vollständigen solaren Wärmeversorgung abgesehen werden, und die Verwendung von Netzstrom mit einer geringen Belastung zugelassen werden.

### 4.3 Systemvarianten mit und ohne Solarthermie

In diesem Projekt wurde die Möglichkeit untersucht, 100% solar versorgte MFH ohne Solarthermie, dafür mit Wärmepumpe in Kombination mit einer PV-direkt elektrischen Erwärmung des Saisonspeichers zu beheizen. Mit den im Vorgängerprojekt SensOpt definierten Rahmenbedingungen (maximale Solarfläche von 160 m<sup>2</sup>) konnten keine vergleichbaren Systemvarianten gefunden werden, weil nicht genügend PV-Energie verfügbar ist, um für eine ausreichende Erwärmung des Speichers zu sorgen. Daher wurden auch Systemvarianten mit einer vergrösserten Solarfläche bis 210 m<sup>2</sup> und Wärmepumpen Nennleistungen bis zu 50 kW untersucht. Diese Vergrösserung hat bei den reinen PV-Varianten das Erreichen einer «vollständig solaren Deckung» ermöglicht. Einige Varianten ohne Solarthermie wiesen dabei die kleinsten Speichergrossen und die geringsten Investitionskosten auf. Diese Varianten haben aber den Nachteil, dass praktisch keine PV-Energie für die Netzeinspeisung zur Verfügung gestellt wird, weil sie fast ausschliesslich zur Erwärmung des Speichers eingesetzt wird -im Winter mittels Wärmepumpe und im Sommer, bei hohen Temperaturen mittels Heizstäben. Eine finanzielle Quantifizierung dieses Effektes ist aber in der momentan stark ändernden Tarifsituation schwierig. Zur Vergleichbarkeit mit den Resultaten des Vorgängerprojektes wurden die Tarife und Preisschätzungen beibehalten. Selbst unter der Annahme einer Einspeisevergütung von 7 Rp/kWh und einem Bezugstarif von 17.5 Rp/kWh sind Systeme mit grossen PV-Anlagen finanziell am attraktivsten. Wenn höhere Tarife verwendet werden, zeigt kombiniertes Systeme mit grossen .

Es war nicht möglich, reine PV-Varianten mit einer Nutzung der Fundamentplatte als Quelle für die Wärmepumpe zu kombinieren, da bei diesen Systemen meist zu wenig sommerlicher Überschuss vorhanden war, um die Fundamentplatte zu regenerieren. Diese würde also durch einen in der Bilanz nicht ausgeglichenen Betrieb immer weiter Auskühlen, so dass Frostgefahr unter der Fundamentplatte entsteht. Beim Einsatz von Wärmepumpen mit einer Nennleistung über 30 kW ist zwar zum Teil eine vollständige Regeneration möglich, die Temperatur in der Fundamentplatte fällt aber aufgrund der hohen Leistungen schon im ersten Simulationsjahr unter den Gefrierpunkt, weshalb diese Systeme als nicht realisierbar beurteilt wurden. Diese effiziente Wärmepumpennutzung, welche bei kombinierten Systemen vielversprechende Resultate liefert, ist mit reinen PV-Systemen deshalb nicht möglich. Ein zusätzlicher Nachteil von reinen PV-Systemen ist die dazu benötigte grosse Luft-Wasser Wärmepumpe, welche gegenüber der Fundamentplattenaktivierung vor allem bezüglich Lärm und Aufstellung/Integration weitere Nachteile aufweist.

### 4.4 Duschwasser-WRG

Die detaillierte Analyse der Duschwasserwärmerückgewinnung unter Betrachtung von Verlusten, thermischen Massen und der erhöhten Kaltwassertemperatur zum Speicher hat ergeben, dass im Projekt SensOpt wohl mit einem grösseren Effekt gerechnet wurde als in der Realität unter Berücksichtigung dieser Details erzielt werden kann. Diese Hypothese wurde im



Abschlussbericht bereits aufgestellt und konnte nun bestätigt, respektive genauer quantifiziert werden. So wurde in SensOpt von einem Potenzial zur Reduktion des Energiebedarfs für Warmwasser von ca. 31 % ausgegangen, welches sich mit Berücksichtigung der Verluste und thermischen Trägheiten auf ca. 24 % reduzierte. Nicht nur der verminderte Wärmerückgewinnungsgrad, sondern auch die Vorwärmung des zum Speicher fließenden Kaltwassers mit Schema A hat einen Einfluss auf die Dimensionierung des Saisonspeichers. Durch die Vorwärmung des Kaltwassers wurde der Saisonspeicher im unteren Bereich weniger stark ausgekühlt, wodurch sich die nutzbare Speicherkapazität bei gleichem Speichervolumen verringert. Dieser Effekt hat dazu geführt, dass sich z.T. weniger Speichervolumen einsparen liess, als aufgrund der Energieeinsparungen und der vereinfachten Modellierungen im Vorgängerprojekt erwartet wurde. Durch die detaillierte Modellierung der Duschwasserwärmerückgewinnung konnten keine finanziellen Vorteile durch die Einbindung einer WRG mehr ermittelt werden. Die Einbindung kann zwar in einigen Fällen die benötigte Speichergrösse reduzieren. Die geringere Investition in einen kleinen Speicher konnte aber in unseren Modellen die Kosten der WRG nicht wettmachen. Auch bezogen auf die Treibhausgasemissionen können keine klaren Vorteile ausgemacht werden. Diese Erkenntnisse beziehen sich aber ausschliesslich auf 100% solare Wärmeerzeugungssysteme mit saisonalem Speicher, bei denen sich die Investition ausschliesslich über Einsparungen beim Saisonspeicher gegenrechnen lässt. Energieeinsparungen haben wenig monetären Nutzen, weil sie bei 100% solaren Systemen ohne WRG durch einen effizienteren oder längeren Betrieb der Solaranlage wettgemacht werden. In herkömmlichen Wärmeerzeugungssystemen reduzieren Duschwasser-WRG-Anlagen den Primärenergiebedarf. Die Kosten dieser eingesparten Primärenergie tragen dabei zusätzlich zur Wirtschaftlichkeit einer Duschwasser WRG bei.



## 5 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Es wurden mit mehreren interessierten Bauherren Gespräche über eine Umsetzung von kombinierten Varianten mit Solarwärme, PV, Wärmepumpe und Saisonspeicher geführt. Insbesondere gibt es Interesse von einem Bauherrn, der eine solche Variante, sowie unterschiedliche Möglichkeiten der Bauteilaktivierung und Duschwasserwärmerückgewinnung umsetzen möchte. Es finden Gespräche zur Realisierung und Vermessung dieses Gebäudes in einem Pilot- und Demonstrationsprojekt statt.

Das in Huttwil eingesetzte Monitoringequipment wird grösstenteils weiter betrieben und wird Daten für potenzielle zukünftige Projekte und Auswertungen sammeln. Einzig drei Wärmemengenzähler werden ausgebaut, um den zukünftigen Wartungsaufwand zu minimieren.

Die hier erarbeiteten, vielversprechenden Resultate zur dynamischen Betrachtung der Treibhausgasemissionen aus der elektrischen Bilanz wurden weiterverfolgt. Es wurde ein Projekt eingereicht (BigStoreSwarm) welches diesen Ansatz aufgreift und das Potenzial grosser Wärmespeicher in Kombination mit Wärmepumpenanlagen zur Verminderung von elektrischen Leistungsspitzen und der dynamischen Belastung von Wärmepumpenanlagen generell untersucht. Dabei werden nicht nur Saisonspeicher, sondern auch kleinere Speicher untersucht, welche lediglich einige Tage oder Stunden überbrücken.



## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Willy Villasmis, Marcel Troxler, Reto Hendry, Jörg Worlitschek. OPTSAIS – Exergetic and Economic Optimization of Seasonal Thermal Energy Storage Systems 2019.
- [2] Lichtensteiger F, Battaglia M, Ruesch F, Haller MY, Zenhäusern D. Vollständig solar beheizte MFH mit saisonalem Wasserspeicher, Solarthermie, PV und Wärmepumpe. 21. Brenet Status-Seminar 2020: Forschen für den Bau im Kontext von Energie und Umwelt, Aarau: 2020.
- [3] Kirchner A, et al. Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht. Bern: Bundesamt für Energie BFE; 2020.
- [4] Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft 2021.
- [5] Haller M, Ruesch F. Fokusstudie «Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick». Schweiz: Auftraggeber: Forum Energiespeicher Schweiz; 2019.
- [6] Ruesch F, Lichtensteiger F, Battaglia M, Haller MY. SensOpt – Sensible saisonale Wärmespeicherung optimal eingesetzt für die vollständig solare Beheizung von Mehrfamilienhäusern. Rapperswil: SPF Institute for Solar Technology; 2022.
- [7] Luana O. Reduzierung des saisonalen Speichervolumens für das Jenni Sonnenhausprinzip mittels Duschwasserwärmerückgewinnung. Rapperswil: 2020.
- [8] Haller M, Carbonell D. TRNSYS Type 1924 - Stratified Plug Flow Solar Combi-Store Model 2013.
- [9] Haller M. TRNSYS Type 832 v5.00 „Dynamic Collector Model by Bengt Perers“ - Updated Input-Output Reference. Rapperswil, Switzerland: Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik HSR; 2012.
- [10] Desoto W, Klein SA. Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance. Solar Energy; 2005.
- [11] Wetter M, Afjei Th. TRNSYS TYPE 401 - Kompressionswärmepumpe inklusiv Frost- und Taktverluste - Modellbeschreibung und Implementation in TRNSYS. Zentralschweizerisches Technikum Luzern; 1996.
- [12] Haller M. TRNSYS - Type 976 – Compression Heat Pump - Version 1.04. Internes Dokument 2010.
- [13] Battaglia M. TRNSYS - Type 1792 – Radiant Floor - Version 1.00. Internes Dokument 2017.
- [14] Mojic I, Luzzatto M, Haller M, Lehmann M, Benz M, Van Velsen S. ImmoGap - Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäusern. Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil; 2018.
- [15] Mojic I, Cramer S, Cafilisch M, Carbonell D, Haller M. Reference Framework for Building and System Simulations: Multifamily Reference Building 2019.
- [16] SIA. SIA Merkblatt 2028: Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik 2010.
- [17] Elektrizitäts- und Netznutzungstarife gültig ab 1. Januar 2023 bis 31. Dezember 2022. Industrielle Betriebe Huttwil AG; n.d.
- [18] Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren KBOB, editor. Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2022 2022.
- [19] Wemet G, Bauer C, Steubing B, Reinhard J, Moreno-Ruiz E, Weidema B. The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. Int J Life Cycle Assess 2016;21:1218–30. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>.
- [20] Drake F-D, Bode A. Energie- und CO2-Bilanzen von Solarkollektoranlagen. Forschung Im Ingenieurwesen 1999;64:317–24. <https://doi.org/10.1007/PL00010843>.
- [21] Müller A, Friedrich L, Reichel C, Herceg S, Mittag M, Neuhaus DH. A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory. Solar Energy Materials and Solar Cells 2021;230:111277. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111277>.
- [22] Passivhaus Institut D. Kriterien und Algorithmen für die Zertifizierte Passivhaus-Komponente: Duschwasser Wärmerückgewinnung 2020.



- [23] Yoann Louvet, Stephan Fischer, Simon Furbo, Federico Giovanetti, Michael Köhl, Franz Mauthner, et al. IEA-SHC Task 54: LCoH for Solar Thermal Applications. 2019.
- [24] Amt für Hochbauten der Stadt Zürich. Variantenvergleich energiesysteme 2012.
- [25] Densing M, Hirschberg S, Turton H. Review of Swiss Electricity Scenarios 2050. PSI; 12.20014.
- [26] RUESCH F, Lichtensteiger F, Bohara K, Brauchli L, Ammann S, Villasmil W, et al. 100 % Solar Heating with Seasonal Thermal Storage, Solar Thermal Collectors, PV, and Heat Pump. Proceedings of the EuroSun 2022, Kassel, Germany: 2022.
- [27] HSR Hochschule für Technik Rapperswil. SPF: Wie zu 100 % solar geheizte Mehrfamilienhäuser mit Photovoltaik ergänzt werden - Investitionskosten senken. Ee News 2020.