

## Schlussbericht zum Förderprojekt

# Hocheffiziente, auf intelligenter Verknüpfung von PVT- und Wärmepumpentechnik basierende Wärmeversorgung für Gebäudebestand und Neubau

## *Teil 1: Funktionsentwicklung und Aufbau eines Anwender-Konsortiums*

(Kurzbezeichnung SOLINK)

Aktenzeichen: 33226/01

**Bewilligungsempfänger:** Consolar Solare Energiesysteme GmbH  
Gewerbestraße 7  
79539 Lörrach

**Laufzeit:** 12. Juli 2016 – 11. Mai/30. Juni 2017

**Berichtszeitraum:** 12. Juli 2016 – 30. Juni 2017

**Datum:** 04. August. 2017 (ergänzt am 09.02.2018)

**Bearbeiter:** Dr.-Ing. Ulrich Leibfried  
Consolar GmbH

Prof. Dipl.-Ing. Andreas Wagner

Dr.-Ing. Amar Abdul-Zahra

KIT, Fachgebiet Bauphysik & Technischer Ausbau

**Projektkennblatt**  
der  
**Deutschen Bundesstiftung Umwelt**



Az	<b>33226/01</b>	Referat	<b>24/2</b>	Fördersumme	<b>124.594 €</b>
<b>Antragstitel</b>		Hocheffiziente, auf intelligenter Verknüpfung von PVT- und Wärmepumpentechnik basierende Wärmeversorgung für Gebäudebestand und Neubau. Teil 1: Funktionsentwicklung und Aufbau eines Anwender-Konsortiums			
<b>Stichworte</b>		Emission, Energie, Wärmepumpe			
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)		
<b>1 Jahr</b>	<b>12.7.2016</b>	<b>30.6.2017</b>	<b>1</b>		
Zwischenberichte	1				
<b>Bewilligungsempfänger</b>		Consolar Solare Energiesysteme GmbH Gewerbestr. 7 79539 Lörrach		Tel	07621 4222 830
				Fax	07621 4222 831
				Projektleitung	
				Ulrich Leibfried	
				Bearbeiter	
				Ulrich Leibfried	
<b>Kooperationspartner</b>		Karlsruher Institut für Technologie Fachgebiet Bauphysik und Technischer Ausbau Prof. Dr.-Ing. Wagner Englerstr. 7, 76131 Karlsruhe			
<b>Zielsetzung und Anlass des Vorhabens</b>					
<p>SOLINK steht für intelligente, möglichst einfache und effiziente Verknüpfung von Solarenergie mit der Wärme- und Stromversorgung eines Hauses. Spezielle PVT-Kollektoren sollen als anschlussfertige Einheit für eine Wärmepumpe eine mit geringeren Einschränkungen einsetzbare Alternative zu Erdsonden darstellen und mit wesentlich geringerem Verbrauch von Strom aus dem öffentlichen Netz als bei Luftwärmepumpen verbunden sein. Ein System-übergreifendes Energiemanagement sorgt dafür, dass in der Kombination eine hohe Effizienz bzw. eine sehr geringe CO<sub>2</sub>-Emission erreicht wird.</p> <p>Hinter dem Konzept, PVT-Kollektoren als einzige Wärmequelle für die Wärmepumpe zu nutzen, steht die Idee, dass PV-Flächen für sich alleine bereits wirtschaftlich sind. Es handelt sich dabei aber gleichzeitig um große, von der Sonne erwärmte Flächen, die im Wärmeaustausch mit der Luft stehen. Insofern stellen Sie einen ohnehin installierten großen und zusätzlich solarerwärmten Luft-Sole-Wärmeübertrager dar, der gegenüber Außenverdampfern von Wärmepumpen wesentliche Vorteile aufweist:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- lautlos</li> <li>- effizienter durch höhere Verdampfertemperaturen an kalten klaren Tagen</li> <li>- robust bzgl. Vereisung verglichen mit Lamellenwärmeübertragern von Luft-Wasser-Wärmepumpen, teilsolare selbstständige Enteisung</li> </ul>					

Hinzu kommt die zusätzliche Stromproduktion, so dass ein damit teilweise betriebenes Wärmepumpensystem unabhängiger von der Strompreisentwicklung wird und – in Verbindung mit dem in diesem Projekt zu entwickelnden Energiemanagement – zusätzliche Kraftwerkskapazitäten minimiert werden.

#### ***Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden***

Das Projekt besteht aus zwei Teilprojekten. In der ersten Projektphase werden die Grundkonzepte der Entwicklung erarbeitet, in Simulationen untersucht und bzgl. Machbarkeit und Kosten überprüft, bewertet und ausgewählt. Neben theoretischen Untersuchungen und Konstruktionsarbeit werden erste Hardwaremuster realisiert und getestet. Diese Vorarbeit wird von Consolar und dem KIT gemeinsam innerhalb von 12 Monaten geleistet. Aufgrund der Zusammenarbeit mit Triple Solar, die bereits PVT-Module ohne Erdreichwärmtauscher mit Wärmepumpen koppeln, können bereits in dieser kurzen Zeit Funktionsmuster realisiert werden.

Der Schwerpunkt der Entwicklungsarbeiten im PVT-Bereich liegt auf minimierten Kosten und einem extrem montagefreundlichen anschlussfertigen System. Bereits im Winter 2016/17 sollen anhand von einer Testanlage erste Erfahrungen gesammelt werden. Beim Energiemanager werden durch Simulationsuntersuchungen Energie-Einsparpotentiale u. a. bei der Kopplung mit einem Batteriespeicher zusätzlich zum Wärmespeicher untersucht. Ein weiteres Ziel dieser ersten Projektphase ist die Bildung eines Anwender-Konsortiums aus an dem Projektergebnis interessierten Anwendern (Planer, Wohnbaugesellschaft, Stadtwerk oder Energieversorger, Anbieter von Heizsystemen), deren Input in die Anforderungen einfließt und die eine schnelle Anwendung – bereits während des Projekts in Feldtestanlagen – sicherstellen.

Deutsche Bundesstiftung Umwelt • An der Bornau 2 • 49090 Osnabrück • Tel 0541/9633-0 • Fax 0541/9633-190 • <http://www.dbu.de>

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>PROJEKTKENNBLETT .....</b>	<b>2</b>
<b>1 ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>10</b>
<b>2 EINLEITUNG .....</b>	<b>11</b>
<b>3 ANFORDERUNGEN, ERFOLGSABSICHERUNG .....</b>	<b>12</b>
<b>3.1 Marktrecherche zu Schnittstellen.....</b>	<b>12</b>
<b>3.2 Anwender-Konsortium.....</b>	<b>13</b>
<b>3.3 Anforderungen.....</b>	<b>14</b>
<b>3.4 Zusammenarbeit mit Triple Solar.....</b>	<b>14</b>
<b>4 ENTWICKLUNG VON WÄRMEPUMPENOPTIMIERTEN PVT-KOLLEKTOREN.....</b>	<b>15</b>
<b>4.1 Konzept PVT-Kollektor und -Feld.....</b>	<b>15</b>
4.1.1 Alu-Strangpressprofile mit eingeclipster Leitung.....	15
4.1.2 Rippenrohr-Wärmeübertrager .....	16
4.1.3 Drahtwärmeübertragerrohre.....	16
4.1.4 Micro-Channel-Wärmeübertrager.....	16
4.1.5 Lamellen-Wärmeübertrager .....	16
4.1.6 Hydraulische Verschaltung .....	17
<b>4.2 Konstruktive Umsetzung .....</b>	<b>19</b>
4.2.1 Materialauswahl Lamellen-Wärmeübertrager.....	19
4.2.2 Gestaltung PVT-Kollektor .....	20
4.2.3 Strömungstechnische Aspekte .....	21
4.2.4 Verbindung Wärmeübertrager – PV-Modul.....	22
4.2.5 Kollektorverbinder und -anschlüsse.....	23
<b>4.3 PV-Module.....</b>	<b>24</b>
<b>4.4 Herstellkosten.....</b>	<b>24</b>
<b>5 ERSTE ERPROBUNG .....</b>	<b>24</b>
<b>5.1 Umbau Testanlage Lörrach .....</b>	<b>24</b>

<b>5.2</b>	<b><i>Ergebnisse Testanlage</i></b> .....	<b>25</b>
5.2.1	Vereisung.....	25
5.2.2	Enteisen .....	27
5.2.3	Schnee .....	27
5.2.4	Wärmeübertragung Luft-Wärmeträger.....	28
<b>5.3</b>	<b><i>Moduluntersuchung</i></b> .....	<b>30</b>
5.3.1	Thermoschock-Zyklustest .....	30
<b>6</b>	<b>KONZEPTE ZUR SYSTEMINTEGRATION</b> .....	<b>32</b>
6.1	<i>Leitungssystem</i> .....	32
6.2	<i>Hydraulische Integration</i> .....	34
<b>7</b>	<b>SYSTEMUNTERSUCHUNGEN – SIMULATIONEN UND GESAMTKOSTENBETRACHTUNGEN</b> .....	<b>35</b>
7.1	<i>Parameterstudien</i> .....	36
7.1.1	Luft-Sole-Wärmeübergangskoeffizient, optischer Wirkungsgrad ( $\eta_0$ ) und innere Wärmeleitung im PVT-Kollektor ( $F'$ ).....	36
7.1.2	Fläche PVT-Kollektoren .....	37
7.1.3	Orientierung und Neigung der PVT-Kollektoren .....	38
7.1.4	Standort und Fläche der PVT-Kollektoren.....	39
7.1.5	Volumen des Pufferspeichers .....	40
7.1.6	Volumen des Eisspeichers .....	40
7.2	<i>Systemuntersuchungen</i> .....	40
7.2.1	Minimal zulässige Sole-Eintrittstemperatur für die Wärmepumpe .....	41
7.2.2	Lastverschiebung.....	41
7.2.3	Variable Drehzahl der Wärmepumpe .....	41
7.2.4	CO <sub>2</sub> -abhängiges Energiemanagement.....	42
7.2.5	Integration eines Batteriespeichers .....	42
7.2.6	Nutzung von Wärme aus der Abluft des Gebäudes .....	43
7.3	<i>Vergleich verschiedener Wärmeversorgungskonzepte bzgl. ihrer Voll- kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen</i> .....	43
<b>8</b>	<b>AKQUISITION UND PLANUNG VON FELDTTESTANLAGEN</b> .....	<b>49</b>
8.1	<i>Erste Feldanlage bei Consolar Belgien</i> .....	49
8.2	<i>Weitere Feldtestanlagen</i> .....	50

<b>9</b>	<b>FAZIT UND AUSBLICK.....</b>	<b>50</b>
<b>10</b>	<b>DANK.....</b>	<b>51</b>
<b>11</b>	<b>ANHANG.....</b>	<b>52</b>
<b>11.1</b>	<b><i>Beispiele von aktuell gängigen Fassaden-Leitungssystemen .....</i></b>	<b>52</b>
11.1.1	Solarleitung in großem Kabelkanal an Hauswand verlegt .....	52
11.1.2	Solarleitung in Kupfer-Fallrohr an Hauswand verlegt .....	52
11.1.3	Schwimmbadabsorber mit an Hauswand verlegter Leitung .....	53
<b>11.2</b>	<b><i>Hydrauliksysteme zur Systemeinbindung.....</i></b>	<b>54</b>
<b>11.3</b>	<b><i>Anlagenschemata für die verschiedenen modellierten Systeme .....</i></b>	<b>58</b>
<b>11.4</b>	<b><i>Wärmepumpenkennlinien .....</i></b>	<b>62</b>
<b>11.5</b>	<b><i>Eingabeparameter für die Systeme der beiden modellierten Gebäudetypen.....</i></b>	<b>63</b>
<b>11.6</b>	<b><i>Detaillierte Investitionskosten für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen</i></b>	<b>66</b>

## Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Feldaufbau aus drei Reihen parallel verschalteter Kollektoren, nach Tichelmann verschaltet. Zwischen unterem und oberem Sammler eines Kollektors beträgt die Temperaturdifferenz im Betrieb nur 4 K, so dass die PV-Module genügend gleichmäßig gekühlt werden.....	18
Abbildung 2: Volumenströme durch ein Feld aus gleichseitig parallel verschalteten Kollektoren (berechnet).....	18
Abbildung 3: Volumenströme durch ein Feld aus gleichseitig parallel verschalteten Kollektoren auf der Basis gemessener Druckverlustwerte.....	19
Abbildung 4: Kataphorese-beschichteter Lamellenwärmetauscher auf PV-Modul.....	20
Abbildung 5: Aufbau des an das PV-Modul angepassten Lamellenwärmetauschers.....	21
Abbildung 6: Kollektorverbinder mit Klammer zwischen zwei Sammlerrohren.....	23
Abbildung 7: Flexible Anschlüsse (Panzerschläuche) mit direktem Steckanschluss zu den Sammlerrohren der PVT-Kollektoren.....	23
Abbildung 8: 8 Muster-PVT-Kollektoren an der Testanlage bei Consolar Lörrach.....	25
Abbildung 9: links: vereister äußerer Randbereich der Wärmetauscher-Lamellen (um Anschlussbox), rechts: Mäanderrohr und Kollektorrahmen.....	26
Abbildung 10: Detailaufnahme Eisbildung: in Richtung PV-Modul ist Eisbildung wesentlich schwächer.....	26
Abbildung 11: Vereiste PV-Oberfläche.....	27
Abbildung 12: Eisstreifen, die sich vom Rand der Lamellen lösen.....	27
Abbildung 13: links: schneebedeckte PVT-Kollektoren bei Schneefall, rechts: Schnee rutscht auf ungekühlten PV-Modulen (rechts) schneller ab.....	28
Abbildung 14: U-Wert an der Testanlage Lörrach ermittelt.....	28
Abbildung 15: Temperatur-Messstellen am PVT-Modul: Ansicht auf Wärmetauscher.....	29
Abbildung 16: Temperatur-Messstellen am PVT-Modul: Ansicht einer Lamelle, gelb = durchströmtes Mäanderrohr.....	29
Abbildung 17: Temperaturfühler an Lamellenende (rechts) und an PV-Modul-Rückseite (links).....	29
Abbildung 18: Gemessene Temperaturen an Ein- und Austritt sowie den Lamellenenden und der PV-Rückseite ohne Einstrahlung.....	30
Abbildung 19: PVT-Kollektor nach 1507 Thermoschock-Zyklen: das PV-Modul hat sich im mittleren, bestrahlten Bereich von den Lamellen gelöst, zu erkennen am Verlauf der Leiterbahnen im Vergleich zur roten Linie.....	31
Abbildung 20: Klebelinien des untersuchten PVT-Kollektors: nur teilweise waren diese an der richtigen Position und in Kontakt mit den Wärmeübertragerlamellen.....	31
Abbildung 21: links: Leitungsführung mit Durchdringung des Dachüberstands und Verlegung in Fallrohr an der Fassade, rechts: Leitungen (2) mit Abstandshaltern (1) im Fallrohr (3).....	33
Abbildung 22: Abdeckblech zwischen zwei Kollektorreihen zwischen denen die Sammlerleitungen verlegt werden können, an die die Kollektoren mit Panzerschläuchen angeschlossen werden. ..	33
Abbildung 23: Einfluss des Wärmeübergangskoeffizienten auf die Gesamtjahresarbeitszahl und die CO <sub>2</sub> -Emissionen des Systems mit und ohne Eisspeicher.....	37
Abbildung 24: Einfluss der PVT-Fläche auf die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems und die CO <sub>2</sub> -Emissionen des Systems (Sole-Wärmepumpe, PVT-Kollektor und Eisspeicher).....	38
Abbildung 25: Einfluss der PVT-Fläche auf die Gesamtjahresarbeitszahl des Systems an unterschiedlichen Standorten, ohne Eisspeicher.....	39
Abbildung 26: Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems und CO <sub>2</sub> -Emissionen für das System mit Sole-Wärmepumpe und PVT für verschiedene Regelungsstrategien.....	42

Abbildung 27: Einfluss der Batteriekapazität auf den Eigenverbrauch im Haushalt und die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems für die Sole-Wärmepumpe mit PVT im Einfamilienhaus. 43

Abbildung 28: Netto-Vollkosten (ohne MwSt.) der neun Systemvarianten für das Einfamilienhaus berechnet für einen Zeitraum von 20 Jahren (LWWP+PV = Luft-Wasser-Wärmepumpe mit 6,8 kW<sub>p</sub> PV-Generator; EWP+PV = Erdreich-Wärmepumpe mit 3,06 kW<sub>p</sub> PV-Generator; GK+STK = Gaskessel mit 10 m<sup>2</sup> Flachkollektoren; SWWP+PVT = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit 4,76 kW<sub>p</sub> PVT-Kollektoren); SWWP+PVT1 mit Preis für Serienfertigung und SWWP+PVT2 mit Marktpreis bei Kleinserie ..... 47

Abbildung 29: Netto-Vollkosten (ohne MwSt.) der vier Systemvarianten für das Mehrfamilienhaus berechnet für einen Zeitraum von 20 Jahren (GK+STK = Gaskessel mit 60 m<sup>2</sup> Flachkollektoren; SWWP+PVT+ GK = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit 22,1 kW<sub>p</sub> PVT-Kollektoren und Gaskessel); SWWP+PVT1 mit Preis für Serienfertigung und SWWP+PVT2 mit Marktpreis bei Kleinserie ..... 49



# VERZEICHNIS DER TABELLEN

Tabelle 1: Übersicht Anwender-Konsortium.....	13
Tabelle 2: Übersicht über sämtliche modellierten und simulierten Systemvarianten (vgl. auch Anhang 11.3); EFH = Einfamilienhaus, MFH = Mehrfamilienhaus.....	35
Tabelle 3: Erzeugte elektrische Energie der PVT-Module, Verbrauch durch Heizung und Haushalt sowie im Gebäude direkt genutzte Energie von den PVT-Modulen für das Einfamilienhaus.....	38
Tabelle 4: Effekt der Orientierung der PVT-Kollektoren auf die System-Performance (Neigung bei Ost-West-Orientierung 15 bzw. 30 Grad), ohne Eisspeicher.....	39
Tabelle 5: Einfluss des Pufferspeichervolumens auf die System-Performance (ohne Eisspeicher) ....	40
Tabelle 6: Flächen der PV/PVT-Systeme, erzeugte elektrische Energie, Überschussenergie von der PV-Anlage und Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems für die zwei Systemvarianten Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren (ohne/mit Eisspeicher).....	44
Tabelle 7: Flächen der PV/PVT-Systeme und Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems (mit direkt genutztem Strom von der PV-Anlage) bzw. der Wärmepumpe (ohne direkt genutzten Strom von der PV-Anlage) für die drei Systemvarianten.....	45
Tabelle 8: Elektrische Energieaufnahme der Wärmepumpe gesamt und vom Netz sowie Eigenstromverbrauch für die drei Varianten.....	45
Tabelle 9: Kostenansätze für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen beim System Einfamilienhaus nach VDI 2067, alle Angaben ohne MwSt. (LWWP+PV = Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen; EWP+PV = Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen; GK+STK = Gaskessel mit solarthermischen Kollektoren; SWWP+PVT = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren); für das System SWWP+PVT wurden zwei Preisansätze gewählt: für SWWP+PVT1 wurde eine Serienfertigung des PVT-Kollektors mit mehr als 20.000 m <sup>2</sup> pro Jahr angenommen, während bei SWWP+PVT2 mit dem Marktpreis für den PVT-Kollektor bei Kleinserie gerechnet wurde .....	46
Tabelle 10: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach VDI 2067 .....	46
Tabelle 11: Angesetzte Energiepreise für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach VDI 2067, alle Angaben ohne MwSt. (Quellen: Strom- und Gaspreis BDEW, <a href="https://www.bdew.de/internet.nsf/id/daten-grafik-de">https://www.bdew.de/internet.nsf/id/daten-grafik-de</a> , aufgerufen im April 2017; Wärmepumpenstrom aus Vergleich verschiedener Stromanbieter im April 2017; Einspeisevergütung PV entsprechend EEG Fördersatz (Stand April 2017).....	46
Tabelle 12: Flächen der PV/PVT-Systeme und CO <sub>2</sub> -Emissionen ohne (vgl. auch Abbildung 28) und mit Berücksichtigung der Einspeisung von PV-Strom ins Netz für die drei Varianten.....	48
Tabelle 13: Kostenansätze für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen beim System Mehrfamilienhaus nach VDI 2067, alle Angaben ohne MwSt. (GK+STK = Gaskessel mit solarthermischen Kollektoren; SWWP+PVT+GK = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren und Gaskessel); für das System SWWP+PVT wurden zwei Preisansätze gewählt: für SWWP+PVT1 wurde eine Serienfertigung des PVT-Kollektors mit mehr als 20.000 m <sup>2</sup> pro Jahr angenommen, während bei SWWP+PVT2 mit dem Marktpreis für den PVT-Kollektor bei Kleinserie gerechnet wurde.....	49

# 1 Zusammenfassung

Ein Konsortium mit an der Anwendung und Verbreitung des Systems interessierten Marktpartnern wurde auf Basis eines Kooperationsvertrags erfolgreich aufgebaut. Interessierte Planer und Architekten begleiten das Projekt ohne Vertrag. Das Konzept und detaillierte Anforderungen für das System und das PVT-Modul wurden ausgearbeitet. Die zulässigen Herstellkosten für PVT-Modul und System konnten im Vergleich zu Wettbewerbssystemen und für verschiedene Varianten konkretisiert werden.

Für den PVT-Kollektor wurden wesentliche Entwicklungsschritte für einen optimierten Wärmepumpenbetrieb und minimierte Herstellkosten abgeschlossen. Hinsichtlich des Gesamtsystems erfolgte die Konzeptentwicklung für die Modul- und Feldhydraulik, für die Modulmontage sowie die Feldanordnung. Zusammen mit der niederländischen Firma Triple Solar wurde für ein neuartiges Konzept mit optimiertem Wärmeübergang zur Luft ein Patentschutz beantragt. Das Konzept wurde dimensioniert und im Detail konstruiert, und die Herstellkosten für die Serie abgeschätzt. Die Zielkosten für eine Wettbewerbsfähigkeit können bei großen Stückzahlen demnach erreicht werden (s. u.). Einige Mustermodule wurden Ende Dezember gebaut und ab Anfang Januar 2017 getestet. Die ersten Ergebnisse zeigen eine grundsätzlich gute Funktion, keine kritischen Zustände und das Erreichen des aus Simulationen ermittelten Zielwerts für den Wärmeübergang Luft-Sole auf. Eine erste Feldanlage mit 40 PVT-Kollektoren ( $80 \text{ m}^2$ ,  $13,6 \text{ W}_p$ ) und einer 20 kW-Wärmepumpe zur Beheizung von Büro- und Lagerräumlichkeiten wurde ab Mitte April bei der belgischen Consolar-Landesvertretung installiert.

Für die Systemuntersuchungen wurden zwölf Systemvarianten mit den notwendigen Komponenten sowie der entsprechenden Hydraulik und Regellogik konzipiert. Auf dieser Basis erfolgte die Modellierung und Implementierung der verschiedenen Gesamtsysteme in der Simulationsumgebung TRNSYS. Mit Fokus auf Wohngebäude wurden Untersuchungen für ein Einfamilienhaus (Neubau) sowie ein Mehrfamilienhaus (Bestandsgebäude) durchgeführt. Dabei wurde zunächst der Einfluss verschiedener Parameter untersucht und im Weiteren ein Vergleich der Systeme hinsichtlich verschiedener Performance-Indikatoren und Wirtschaftlichkeit (Vollkostenrechnung) angestellt.

Für die PVT-Kollektoren müssen vor allem der Wärmeübergangskoeffizient Luft-Sole, der großen Einfluss auf die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems hat, sowie der innere thermische Leitwert, der im verwendeten Kollektormodell nur grob angenähert wird, weiter (experimentell) untersucht werden. Mit einer PVT-Fläche von  $28 \text{ m}^2$  ( $130 \text{ m}^2$ ) kann für ein neu gebautes Einfamilienhaus (Bestands-Mehrfamilienhaus) eine Gesamtjahresarbeitszahl von 4,3 erreicht werden. In strahlungsreicheren Gegenden – untersucht wurde Mailand – kann die Kollektorfläche zum Erreichen derselben Jahresarbeitszahl auf  $24 \text{ m}^2$  (EFH) reduziert werden. Mit einem zusätzlichen Eisspeicher von 280 l erhöht sich die Jahresarbeitszahl in diesem Klima weiter. Auch eine Verdopplung des Pufferspeichers verbessert die System-Performance (unabhängig vom Klima) merklich, jedoch ebenfalls bei erhöhten Kosten.

Als Betriebsparameter wurden die minimal zulässige Soleeintrittstemperatur für die Wärmepumpe, das Speichern von überschüssiger elektrischer Energie aus der PV-Anlage in Form von Wärme (Lastverschiebung), die Anpassung der Leistungsaufnahme der Wärmepumpe an die zur Verfügung stehende PV-Leistung und die benötigte Heizleistung sowie das Vorsehen von Batteriekapazität zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Strom im Haushalt untersucht und optimiert.

Im Systemvergleich (gleiche Jahresarbeitszahl der Systeme von 4,3) weist die Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen die niedrigsten Vollkosten über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren auf. Das SOLINK-System weist schon mit den heute ermittelten Herstellkosten niedrigere Vollkosten als ein System mit Luft- oder Erdreich-Wärmepumpe auf. Wenn der PVT-Kollektor in größerer Serie gefertigt wird, dann nähern sich die System-Vollkosten denen des Systems mit Luft-Wasser-Wärmepumpe und PV-Anlage an, bei etwa gleichen  $\text{CO}_2$ -Emissionen. Ein entscheidender Vorteil des SOLINK-Systems gegenüber der Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage ist der geringere Flächenbedarf für die PVT-Kollektoren oder anders herum die Ausbaumöglichkeit bzgl. PV-Leistung. Ein weiterer wichtiger Vorteil ist die nicht vorhandene Lärmbelastung beim SOLINK-System. Der Betrieb von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit im Freien aufgestellten Verdampfern ist insbesondere in dichten Wohnquartieren problematisch. Bei Erdreich-Wärmepumpen erweisen sich häufig der notwendige Platzbedarf bzw. geologische Voraussetzungen für Bohrungen als Hinderungsgrund für die Ausführung. Für das Mehrfamilienhaus weist das SOLINK-System mit Gaskessel heute schon niedrigere Vollkosten als ein System mit Gaskessel (ohne oder mit thermischen Kollektoren) auf, bei deutlich geringeren  $\text{CO}_2$ -Emissionen. Das heißt der Austausch eines alten Heizsystems gegen eine SOLINK Anlage ist wirtschaftlich und verringert die Umweltbelastungen gegenüber einer konventionellen Lösung.

## 2 Einleitung

Der Erfolg der Energiewende hängt in großem Maße von der Wärmewende ab und hier insbesondere von der energetischen Sanierung des Gebäudebestands. Während im Neubau der Wärmebedarf bereits drastisch gesenkt ist, gibt es im Altbau einen Sanierungsstau – sowohl, was die Gebäudehülle betrifft als auch die Wärmeerzeuger. Ein Grund dafür ist, dass vor allem für den Altbau eine zukunftsweisende Heiztechnik fehlt. In Deutschland sind 46 % aller Wohnungen in Ein- und Zweifamilienhäusern und über 50 % in Mehrfamilienhäusern mit 3 und mehr Wohneinheiten realisiert.

Mehrheitlich werden heute Gas-Brennwertkessel für Heizungssanierungen eingesetzt, ggf. kombiniert mit Solarwärme. Hier kann zwar eine Effizienzverbesserung erreicht werden, aber die nötige drastische Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes wird so für die nächsten 15 bis 20 Jahre verpasst. Elektrisch angetriebene Kompressionswärmepumpen, insbesondere Luftwärmepumpen, sind im Gebäudebestand nur sehr eingeschränkt einsetzbar, da i. d. R. kein Niedertemperatur-Heizsystem vorhanden ist. D.h. sie würden zu sehr hohen Stromkosten sowie einem hohen Primärenergieeinsatz führen. Effizientere Erdreich-Wärmepumpen können wegen der Erdsonden vor allem im städtischen Umfeld im Gebäudebestand nur begrenzt eingesetzt werden; im Vergleich zu konkurrierenden Systemen sind sie auch oft wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig.

Die systematische Erneuerung von Heizsystemen durch ineffizient betriebene Wärmepumpen wären für ein Stromnetz, das auf immer mehr erneuerbarer Energie basieren soll, kontraproduktiv: Kohlekraftwerke müssten länger am Netz bleiben und neue herkömmliche Kraftwerkskapazitäten müssten aufgebaut werden. Auf der anderen Seite führt der wachsende Anteil von Wind- und PV-Strom an der elektrischen Energieerzeugung immer häufiger zu Situationen im Stromnetz mit einem niedrigen Primärenergiefaktor des gehandelten Stroms. Bei einem hauptsächlich auf erneuerbarer Stromerzeugung basierenden Stromsystem ist mit einem deutlichen Zuwachs dieser Zustände zu rechnen, da dann - aufgrund der großen Fluktuationsbreite des Angebots - größere Spitzenanschlussleistungen als heute installiert sein werden. Durch die Wandlung des beschriebenen Stromangebotes mit niedrigem Primärenergiefaktor in thermische Energie mit hohen Arbeitszahlen, kann zu diesen Zeiten eine Wärmeversorgung mit niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen realisiert und gleichzeitig das Stromnetz entlastet werden. Zudem kann, durch Überproduktion von Wärme in diesen Zeiten und Speicherung dieser in thermischen Energiespeichern, diese primärenergetische günstige Versorgung auch in Zeiten mit deutlich schlechteren Primärenergiefaktoren genutzt werden. Diese Form der Speicherung ist mit wesentlich geringeren Kosten verbunden als die Speicherung von elektrischer Energie.

Insofern ist ein verknüpftes Wärme- und Strommanagement wichtig und bietet die Chance, eine 100 % erneuerbare Stromversorgung schneller und zu geringeren Kosten zu erreichen. Gleichzeitig birgt es das Risiko, dass durch unkontrollierten Ausbau ineffizienter strombasierter Heizsysteme (insbes. Luftwärmepumpen für den Altbau) genau das Gegenteil erreicht wird.

In diesem Kontext wird mit SOLINK eine intelligente, möglichst einfache und effiziente Verknüpfung von Solarenergie mit der Wärme- und Stromversorgung eines Hauses vorgeschlagen. Dabei wird eine Wärmepumpe – ggf. ergänzt durch einen Brennwertkessel – mit PVT-Kollektoren und Wärmespeichern kombiniert. Eine anschlussfertige Einheit mit speziellen PVT-Kollektoren soll insbesondere im Gebäudebestand eine mit geringeren Einschränkungen einsetzbare Alternative zu Erdsonden darstellen und mit wesentlich geringem Verbrauch von Strom aus dem öffentlichen Netz als bei Luftwärmepumpen verbunden sein. Ein System-übergreifendes Energiemanagement sorgt dafür, dass in der Kombination eine hohe Effizienz bzw. eine sehr geringe CO<sub>2</sub>-Emission erreicht wird.

### Projektziele

Eine Zielsetzung des Projektes war die Entwicklung einer PVT-Einheit zur vollständigen Wärmeversorgung und teilweise direkten Stromversorgung einer Wärmepumpe als anschlussfertiges System für herkömmliche Sole-Wasser-Wärmepumpen. Zur Produktentwicklung gehören neben den PVT-Modulen für optimierten Luft-Sole-Wärmeübergang eine sehr montagefreundliche Systemtechnik und ein Vorschaltmodul zur Wärmepumpe, um eine gleichmäßige Wärmeversorgung ohne Temperatursprünge zu ermöglichen und um ggf. Zeiten mit tiefen Außentemperaturen und geringer Einstrahlung zu überbrücken. Dabei kann der von Consolar im SOLAERA-System eingesetzte Eisspeicher verwendet werden.

Weiterhin sollte ein prädiktiver Energiemanager entwickelt werden zum optimalen Betrieb mehrerer Wärmeerzeuger (Wärmepumpe + Gasbrennwertkessel), zur Nutzung weiterer Niedertemperatur-Quellen wie insbesondere Abluft neben der PVT-Einheit und zur Überwachung (einschließlich Effizi-

enzauswertung) des Systems. Der Manager soll über übliche Schnittstellen mit Wärmeerzeugern kommunizieren und vorzugsweise unabhängig von Wechselrichterfabrikaten funktionieren. Neben den Wärmeerzeugern umfasst das Energiemanagement auch wichtige schaltbare Haushaltsverbraucher.

Innovative fortschrittliche Heizsysteme verzeichnen heute nur eine geringe Marktdurchdringung. Neben oftmals zu hohen Kosten ist ein wichtiger Grund hierfür die zunehmende Komplexität und Vielfalt von Lösungen. Installationsunternehmen und Planer konzentrieren sich aus Zeit- und Sicherheitsgründen oftmals auf Produkte und Fabrikate, die sie kennen und mit denen sie bereits gute Erfahrung gemacht haben. In diesem Projekt wird daher ein Ansatz verfolgt, bei dem Planer und Heizungsbauer ein hocheffizientes, aber gleichzeitig sehr montagefreundliches und wenig fehleranfälliges System mit marktgängigen Wärmeerzeugern realisieren können. Sie müssen dafür nicht selbst eine aufwändige regelungstechnische Verschaltung mit einem unbekanntem Regler planen und aufbauen.

Zentrales Projektziel war es, eine ökonomisch konkurrenzfähige Lösung im Vergleich zu Standard-Luftwärmepumpen zu ermöglichen (Amortisation < 10 Jahre) und dabei in der Anschaffung günstiger als Erdsonden-Wärmepumpen-Systeme zu sein. Dabei soll die Effizienz deutlich über der von Luft-Wärmepumpen liegen. Um eine große Verbreitung des Systems zu ermöglichen, soll es offen für die Verwendung unterschiedlicher Wärmepumpenfabrikate sein.

In diesem Zusammenhang wurden folgende wesentliche Aufgaben / Arbeitspakete definiert:

- Marktrecherche zu wesentlichen Komponenten des Systems (Regler, Wechselrichter, Batteriespeicher) und Prüfen von Schnittstellen und Arbeitsbereichen der am meisten verbreiteten Wärmepumpen und Gasbrennwertkessel. Ableitung des notwendigen Leistungsumfangs und der Schnittstellen des Energiemanagers.
- Aufbau eines Konsortiums mit an der Anwendung des Systems interessierten Marktpartnern (Planer, Verarbeiter, Erstausrüster, Experten).
- Systemuntersuchung und -entwicklung: Ausarbeitung des Systemkonzepts hinsichtlich Hydraulik, Regelstrategie des Energiemanagers sowie Systemmanagement mit Wechselrichtern und Batteriespeichern.
- Systemmodellierung und Simulation verschiedener Gesamtkonfigurationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Gebäudegrößen, Randbedingungen für Alt- und Neubau sowie wirtschaftlicher Einflussfaktoren (z.B. Preissteigerungen). Untersuchung und Optimierung von Regelungsstrategien und des Einsatzes eines Eisspeichers sowie Ermittlung der jeweils notwendigen Kollektorflächen bei unterschiedlichen Betriebsstrategien und variierten Parametern wie Klimaregion, Wind, Einbausituation (Aufdach, Fassade, aufgeständert).
- Wirtschaftlichkeitsrechnung und -vergleich für unterschiedliche Systemanwendungen und -dimensionierungen und Vergleich mit anderen Systemkonzepten. Ermittlung der Zielkosten für Gesamtsystem zum Erreichen der Konkurrenzfähigkeit und angestrebten Amortisationszeit von 10 Jahren bei unterschiedlichen Szenarien.
- Entwicklung eines PVT-Kollektors für Wärmepumpen: Abschätzung des Luft-Sole-Wärmeübergangskoeffizienten, „Schaltbarkeit“ des Wärmeübergangskoeffizienten, Konzeptentwicklung für Modul- und Feldhydraulik für große Felder, Konzeptentwicklung für Modulmontage, Feldanordnung, Enteisung und Schneeabrutsch-Funktion, Detailkonstruktion, erste Ausarbeitung von Serienproduktionsabläufen Realisierung erster Muster, Montage von PVT-Mustermodulen und Koppelung mit Solar-Wärmepumpensystem, qualitativer Testbetrieb.

### **3 Anforderungen, Erfolgsabsicherung**

#### **3.1 Marktrecherche zu Schnittstellen**

Eine Marktrecherche zu Reglern, Schnittstellen und Arbeitsbereichen der am meisten verbreiteten Wärmepumpen wurde durchgeführt. Die wichtigsten zu ermittelnden Eckpunkte für Sole-Wärmepumpen sind:

- Minimal zulässige Sole-Eintrittstemperatur: Bei Standard-Wärmepumpen liegt die Temperatur bei  $-5^{\circ}\text{C}$  bis  $-10^{\circ}\text{C}$ . Simulationen (siehe 7.1) zeigen, dass  $-15^{\circ}\text{C}$  anzustreben ist.

Die minimal zulässigen Eintrittstemperaturen der überprüften Wärmepumpen liegen bei – 6 °C bis -15 °C. Bei der Wärmepumpe mit der höchsten zulässigen Eintrittstemperatur ist dies nicht im Kältekreis begründet, sondern in der zulässigen Betriebstemperatur der Sole-Umwälzpumpe. Grundsätzlich sind auch hier – 15 °C möglich. Bei einem Hersteller wird nicht die Eintrittstemperatur, sondern die Austrittstemperatur überwacht ( $\geq -12$  °C).

- **Maximal zulässige Sole-Eintrittstemperatur:** Bei Standard-Wärmepumpen liegt die Temperatur bei 20 °C bis 25 °C. Simulationen zeigen, dass 20 °C ausreichend sind. Allerdings sollte die Temperatur möglichst hoch sein, weil dadurch die Anforderungen an eine Sole-Temperaturüberwachung und -begrenzung sinken.
- **Leistungsregelung:** Die Simulationen in Abschnitt 7.2.3 zeigen, dass die Systemeffizienz bei Leistungsregelung besser ist als bei einer einstufigen Wärmepumpe, insbesondere durch die bessere Anpassung der Leistungsaufnahme an die zur Verfügung stehende PV-Leistung. Einige – nicht alle – Wärmepumpenhersteller bieten mittlerweile drehzahlgeregelte Sole-Wärmepumpen an.
- **Pufferschaltung:** Soll die Wärmepumpe mit anderen Wärmeerzeugern kombiniert werden, was insbesondere bei Heizungssanierungen in Mehrfamilienhäusern geplant ist, ist eine Pufferschaltung i. d. R. erforderlich. Die verschiedenen Wärmeerzeuger werden mit einem Puffer- oder Warmwasser-/Puffer-Kombispeicher verschaltet. Die Pufferschaltung sorgt dafür, dass die Wärmepumpe nur dann angefordert wird, wenn die Temperatur im Pufferspeicher nicht ausreichend ist. D. h., wenn genügend Wärme beispielsweise durch eine Solarwärmanlage eingespeist wird, bleibt sie aus. Bei den meisten recherchierten Wärmepumpenreglern existiert hierfür eine Regelfunktion.

Fazit: Die Anforderungen werden von mehreren der untersuchten Fabrikate und Wärmepumpenmodelle erfüllt, wobei es die größten Einschränkungen bei der minimal zulässigen Sole-Eintrittstemperatur gibt. Dies ist allerdings kein grundsätzliches technisches Hindernis, sondern liegt an dem bisherigen Einsatzbereich von Sole-Wasser-Wärmepumpen (Erdreich-Wärmetauscher), bei dem Eintrittstemperaturen  $< -5$  °C bis  $-10$  °C i. d. R. nicht vorkommen.

### 3.2 Anwender-Konsortium

Um eine zielgerichtete Entwicklung sicher zu stellen, wurde ein Konsortium mit interessierten Marktpartnern aufgebaut. Dazu gehören aktuell Vertreter folgender Branchen aus vier Ländern: Stadtwerke, Bauträger, Planungs-, Vertriebs- und Installationsunternehmen im Bereich Solarwärme, PV, Heizung sowie ein Wärmepumpenhersteller. Die Konsortiumsmitglieder profitieren u. a. von einem früheren Zugriff auf das Produkt und Exklusivität, die in einer Mitgliedsvereinbarung geregelt werden.

Die folgende Liste zeigt den Stand des Konsortiumsaufbaus:

Tabelle 1: Übersicht Anwender-Konsortium

Firmentyp / Branche	Land	Kommentar	Status
Wohnbau-Bauträger	DE	Großer eigener Wohnungsbestand und starke Neubauaktivitäten	Mitglied
Wärmepumpenhersteller	CH	Größter Schweizer Wärmepumpenhersteller	Mitglied
Vertrieb innovativer Strom- und Wärmelösungen	LU, Saarland	Gebietsvertreter von Consolar	Mitglied
Vertrieb innovativer Strom- und Wärmelösungen	Belgien	Gebietsvertreter von Consolar	Mitglied
Projektentwicklungsbüro eines Stadtwerks	DE	Schwerpunkt auf fortschrittlichen Energiekonzepten, u. a. Contracting	Mitglied
Vertrieb von Solarwärme- und Wärmepumpen-Lösungen für Großanlagen	CH	Realisierung von Großanlagen mit unabgedeckten Absorbern, durch Flächenkonkurrenz u. Auflagen Verschiebung zu PVT	Mitglied
Fertighausanbieter	DE	Größter deutsche Fertighausfirma	Beitritts-

		Mit einem weiteren interessierten Unternehmen laufen Gespräche	gespräche
Vertrieb von PV- und Wärmepumpenlösungen	CH	Tochter von Energieversorger (Süddeutschland – CH), Schwerpunktverschiebung von reiner PV zu PV-WP-Lösungen	Beitrittsgespräche
Vertrieb innovativer Strom- und Wärmelösungen	UK	Gebietsvertreter von Consolar im Verbund mit spezialisierten Planern / Projektierern und WP-Hersteller	Beitrittsgespräche
Vertrieb von Solarwärme- und Wärmepumpen-Systemen	Italien		Beitrittsgespräche

Neben den aufgeführten Unternehmen sind auch führende Planer und Architekten an der SOLINK-Entwicklung sehr interessiert. Aufgrund der dort gewünschten Produktneutralität begleiten diese Firmen die Entwicklung, ohne offizielles Mitglied zu sein.

Weiterhin haben mehrere teilweise sehr große Wärmepumpenhersteller starkes Interesse an der Entwicklung gezeigt. Europäische Wärmepumpenanbieter sind an einer Alternative zu Erdsonden und Luftwärmepumpen interessiert, da Erdsonden-Anlagen im Wachstum begrenzt sind und Luft-Wärmepumpen aufgrund der Geräuschproblematik und im Bestand zusätzlich aufgrund des hohen Stromverbrauchs ebenfalls zunehmenden Einschränkungen unterliegen bei gleichzeitig starker Konkurrenz durch billige Split-Wärmepumpen aus Fernost.

### 3.3 Anforderungen

Die Anforderungen an das Gesamtsystem sowie die Komponente PVT-Kollektor wurden ausgearbeitet und beim ersten SOLINK-Informationstreffen am 29.09.2016 in Frankfurt vorgestellt, diskutiert und ergänzt. Die konsolidierte Anforderungsliste – ohne technische Detailpunkte, siehe Zwischenbericht – wurde im März 2017 an alle Konsortiumsmitglieder zur Kommentierung verschickt.

Ein wichtiger Punkt der Anforderungen ist der Preis. Einem Ziel-Einkaufspreis für Händler oder große Installateure von 480 € pro Modul wurde von den Konsortiumsmitgliedern zugestimmt. Dieser Preis wurde in einer Kleinserienfertigung als machbar abgeschätzt, und liegt in einem ähnlichen Bereich – teilweise günstiger – wie andere PVT-Module am Markt, wobei für Wärmepumpenanwendungen eine kleinere Feldfläche benötigt wird. Zum Erreichen einer Wettbewerbsfähigkeit zu Luft-Wärmepumpen kombiniert mit PV ist ein günstigerer Preis nötig, siehe 7.2.

### 3.4 Zusammenarbeit mit Triple Solar

Mit dem niederländischen Unternehmen Triple Solar wurde im Juni 2016 eine Kooperation gestartet und im August 2016 mit einer Kooperationsvereinbarung festgehalten. Hierin sind Rollen der Partner und die Verwertungsrechte für die gemeinsame Patentanmeldung geregelt:

- Triple Solar hat die Vertriebsrechte für die Niederlande, Consolar für Deutschland.
- Triple Solar bringt zumindest in der Startphase als Produzent (End-Assembling) für die PVT-Module sein Know-How ein, wobei bei steigenden Stückzahlen eine Verlagerung zu einem größeren Produktionswerk, ggf. direkt angelagert an die PV-Modulproduktion bei besserer Wirtschaftlichkeit vorgenommen wird.
- Jede Seite ist für die Finanzierung ihres F&E-Aufwands selbst verantwortlich.

Im Projekt SOLINK profitieren Consolar und die Projektpartner somit von der Zusammenarbeit, weil die produktionstechnischen Aufgaben von Triple Solar geleistet werden, ohne das Projekt damit zu belasten. Im Gegenzug profitiert Triple Solar von den Untersuchungen und Entwicklungsarbeiten, die in dem Projekt SOLINK geleistet werden.

## 4 Entwicklung von wärmepumpenoptimierten PVT-Kollektoren

### 4.1 Konzept PVT-Kollektor und -Feld

Ziel der Konzepterarbeitung war ein Photovoltaik-Thermie-Modul zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung, das einen hohen Wärmeübergangskoeffizienten von der Umgebungsluft zum Wärmeträgermedium aufweist und dabei kostengünstig in Herstellung und Montage sowie sicher und langlebig im Betrieb ist. Weiterhin sollten folgende Punkte ermöglicht werden:

- Ein von PVT-Modulen, die mit Wärmepumpen gekoppelt sind, bekannter nachteiliger Effekt ist die Vereisung, die auf der Oberfläche des PV-Moduls insbesondere bei Lufttemperaturen etwas über 0 °C (feuchte Luft) und Wärmeträgertemperaturen unter 0 °C auftritt. Dieser Effekt soll minimiert werden.
- Kleiner Temperaturunterschied zwischen PV-Modul und Umgebungsluft (Minimierung der Vereisung) bei guter Wärmeübertragung zwischen Umgebungsluft und Wärmeträgerfluid unter Nutzung der Fläche des PV-Moduls als Wärmeübertragerfläche
- Ohne Kühlung des Moduls durch das Wärmeträgerfluid soll das PV-Modul gut durch Umgebungsluft gekühlt werden
- Minimierung von thermischen Spannungen, übertragen durch die Wärmeübertragerstruktur auf das PV-Modul, u. a. bei Thermoschock
- Nutzung von Standard-PV-Modulen ermöglichen, um von deren Kostendegression zu profitieren
- Nutzung von verbreiteten rationellen industriellen Fertigungsverfahren für den Wärmeübertrager

Eine Recherche zum Stand der Technik (Patente, Entwicklungen in Instituten und am Markt) zeigte kein der obigen Zielstellung angemessenes Konzept auf.

Zusammen mit Triple Solar wurde folgendes Grundkonzept erarbeitet und als Schutzrecht angemeldet (siehe Zwischenbericht):

Das Photovoltaik-Thermie-Modul besteht aus einem Photovoltaikmodul und hat auf der Rückseite einen Wärmeübertrager, der so ausgestaltet ist, dass die Flüssigkeitsleitungen des Wärmetauschers sowohl in gutem Kontakt mit der Umgebungsluft stehen, als auch thermisch leitend mit dem PV-Modul verbunden sind. Dabei werden die Oberfläche und der Wärmeaustausch zur Umgebungsluft gegenüber der Oberfläche des Photovoltaikmoduls dadurch vergrößert, dass die Flächen des Wärmeübertragers senkrecht zum PV-Modul angeordnet sind. Die Leitung(en), die mit oberflächenvergrößernden Wärmeübertragerflächen versehen sind, befinden sich in einem gewissen Abstand zum PV-Modul in einem Bereich, in dem Umgebungsluft besser zirkulieren kann als geschützt direkt hinter dem PV-Modul. Weiterhin sind auf diese Weise die Wärmeleitwege von der Außenkante der Wärmeübertragerflächen zu der/den Leitung(en) und vom PV-Modul zu der/den Leitungen ähnlich, was einen reduzierten Materialeinsatz für die Wärmeübertragerflächen ermöglicht. Beispiel: Würden sich die Leitungen direkt auf der Rückseite des PV-Moduls befinden, so wäre der Wärmeleitweg von der Außenkante der Wärmeübertragerfläche zur Leitung doppelt so groß wie wenn sich die Leitung in der Mitte der Wärmeübertragerfläche, also zwischen PV-Modul und Außenkante befindet. Für den gleichen Temperaturabfall bei Wärmeleitung kann die Wärmeübertragerfläche bei Position in der Mitte halb so dick sein.

Die im Folgenden beschriebenen Techniken zur Umsetzung des Grundkonzepts wurden untersucht.

#### 4.1.1 Alu-Strangpressprofile mit eingeclipster Leitung

Auf der Rückseite des PV-Moduls werden ein oder mehrere Strangpress- bzw. Extrusionsprofile auf laminiert. Das Strangpressprofil ist so geformt, dass es in einem Abstand vom PV-Modul die Leitung durch Einclippen gut wärmeleitend aufnimmt. Weiterhin ist das Strangpressprofil mit oberflächenvergrößernden Rippen versehen.

Diese Technik hat den Vorteil eines flächigen Wärmeübergangs vom PV-Modul zum Wärmeübertrager. Allerdings ist sie mit einem vergleichsweise hohen Materialaufwand verbunden, da eine Recherche aufzeigte, dass bei Strangpressprofilen in der benötigten Größenordnung und Geometrie eine Wandstärke von ca. 2 mm kaum unterschritten werden kann, oder es werden hierfür langsame teure Spezialverfahren benötigt. Die mit diesem Materialeinsatz abgeschätzten Herstellkosten liegen über

den Zielkosten, die für einen wettbewerbsfähigen Einsatz von PVT-Modulen für Wärmepumpen nötig sind. Das Konzept wurde daher nicht umgesetzt.

#### **4.1.2 Rippenrohr-Wärmeübertrager**

Eine weitere mögliche Umsetzung der Konzepts ist die Verwendung eines oder mehrerer Rippenrohre, die in thermisch leitendem Kontakt mit dem PV-Modul stehen. Hierfür ist es möglich, den Rand der Rippen auf der Seite, die auf dem PV-Modul aufliegt, um 90° umzulegen, und diese Flächen dann auf das PV-Modul zu kleben.

Diese Lösung wurde bzgl. ihrer technischen Umsetzbarkeit überprüft und von einem großen Rippenrohrlieferanten bestätigt. Allerdings werden Gesamtkosten, die über denen einer Lamellenwärmetauscherlösung (s. u.) liegen, als zu hoch abgeschätzt.

#### **4.1.3 Drahtwärmeübertragerrohre**

Ein ähnlicher Aufbau ist unter Verwendung einer oder mehrerer Drahtwärmeübertragerrohre möglich, wie sie z. B. in Unterflurkonvektoren eingesetzt werden. Aufbau Drahtwärmetauscher siehe z. B.: Verkaufsprospekt der Fa. ISAN Radiátory s.r.o., Tschechische Republik, [www.isan.cz](http://www.isan.cz): „ISAN TERMO floor convectors, Stand 2013/2014 01“, Seite 2, abgerufen unter <http://www.isan.cz/getattachment/Produkty/Termo-activ/Leaflet-TERMO-EN.pdf.aspx>

Dieser Ansatz wurde nicht weiter verfolgt, da hier noch höhere Kosten als beim Rippenrohr-Wärmeübertrager erwartet werden und die Verbindung zum PV-Modul schwieriger und thermisch ungünstiger ist.

#### **4.1.4 Micro-Channel-Wärmeübertrager**

Als Luft-Flüssigkeit-Wärmeübertrager, z. B. für Autokühler sind „Micro-Channel Profile“-Luftwärmetauscher bekannt, siehe z. B. <http://aluventa.dk/> oder Verkaufsprospekt der Firma Aluventa, Dänemark „Aluventa Design Guideline, Version : 003, Date : 01-10-2012“ abgerufen unter [http://aluventa.dk/wp-content/uploads/2014/01/Aluventa\\_Design\\_-Guideline\\_v003\\_121001.pdf](http://aluventa.dk/wp-content/uploads/2014/01/Aluventa_Design_-Guideline_v003_121001.pdf). Es handelt sich im Prinzip um filigrane Doppelstegplatten, d. h., flache Hohlprofile, deren gegenüberliegende, einen Hohlraum begrenzende Flächen durch Stege miteinander verbunden sind. Die Hohlprofile sind von dem Wärmeträgerfluid durchströmt. Sie befinden sich zwischen zwei Sammlerrohren. Auch solche Doppelstegprofil-Wärmeübertrager können auf der Rückseite des PV-Moduls angebracht werden, z. B. durch mechanische Pressung, vorzugsweise kombiniert mit Klebung. Da die Wärmeleitwege hier sehr kurz sind (Wärmeleitung nur durch die Wand der Profile) kann dieser Aufbau auch in Kunststoff, d. h., mit Kunststoff-Doppelstegplatten realisiert werden.

Das Konzept mit Alu-Mikrokanal-Profilen wurde zumindest im ersten Schritt aus den folgenden Gründen nicht weiter verfolgt:

- Verfahren eher für hohe Stückzahlen (z. B. PKW-Kühler) geeignet, da spezielle Anpassungen an PVT-Lösung nötig wären.
- Ggf. aufwändige Lösung im Bereich PV-Elektroanschlusskasten
- Aluminiumprofile von Sole durchströmt mit Risiko der Korrosion auf Innenseite bei Mischinstallation mit Kupferrohren und Verschmutzung mit Cu-Spänen

Das Konzept umgesetzt in Kunststoffbauweise würde eine aufwändige material- und fertigungstechnische Entwicklung erfordern, die ggf. als Nachfolgelösung interessant ist, wenn die PVT-Wärmepumpen-Versorgungseinheit bereits in hohen Stückzahlen verkauft wird. Im ersten Schritt würde das den Rahmen dieses Projekts weit sprengen.

#### **4.1.5 Lamellen-Wärmeübertrager**

Eine verbreitete, in industriellen Prozessen hergestellte Wärmeübertrager-Bauform ist ein Lamellen-Luft-Wärmeübertrager. Die Lamellen liegen auf dem PV-Modul auf und stehen damit in thermisch leitendem Kontakt mit dem PV-Modul. Zur Sicherstellung des Kontakts können die Lamellen auf das PV-Modul geklebt werden. Übliche Lamellen-Wärmeübertrager sind außen mit stabilen Endblechen abgeschlossen. Bei angepasster Formgebung dieser Endbleche können sie direkt zur mechanischen Fixierung des Lamellen-Luft-Wärmeübertragers an dem PV-Modul verwendet werden.

Die Lamellen-Wärmetauscher-Technologie wurde im Rahmen der Untersuchungen und Abklärungen mit Herstellern als wirtschaftlichste Lösung identifiziert und die Umsetzung ausgearbeitet.



Die typischen maximalen Abstände zwischen den Lamellen liegen für 12 mm-Rohre bei 10 – 12 mm. Dieser Abstand wird als Mindestabstand angesehen, um die freie Konvektion der Umgebungsluft zu ermöglichen und zu vermeiden, dass die Zwischenräume durch Vereisung verschlossen werden können.

Bei diesem Abstand ist es nach erster Abschätzung nicht nötig, das Photovoltaikmodul flächig mit dem Wärmeübertrager zu verbinden und zu bedecken, denn die Wärmeleitwege im Photovoltaikmodul zum Wärmeübertrager sind ausreichend kurz: z. B. bei einem Lamellen-Luft-Wärmeübertrager mit einem Lamellenblechabstand von 12 mm beträgt der max. Wärmeleitweg im Glas 6 mm bei einer üblichen Glasdicke von 3 mm.

Dennoch wurde mit Lamellenherstellern geprüft, den Rand der Lamellen auf der Seite, die auf dem PV-Modul aufliegt, um 90° abzukanten. Diese abgekanteten Flächen können auf das PV-Modul geklebt werden und der Wärmeübergang kann verbessert werden. Grundsätzlich ist das möglich, die hohen Investitionskosten für solche speziellen Lamellen (Größenordnung 250.000 €) machen aber erst ab dem Erreichen hoher Stückzahlen Sinn. Im Rahmen des Projekts wird aktuell noch der Einfluss des Kontakts des Wärmetauschers zum PV-Modul auf die Jahreseffizienz untersucht. Nach Vorliegen des Ergebnisses kann der Nutzen der oben beschriebenen abgekanteten Lamellen bewertet werden.

Die Vorteile des Lamellenwärmetauscher-Konzepts sind:

- hoher Wärmeübergangskoeffizient von Umgebungsluft zum Wärmeträgermedium durch große Oberfläche,
- kostengünstig in Herstellung durch den bzgl. Wärmeübertragung von der Umgebungsluft optimierten Aufbau (Materialminimierung) und Nutzung des industriellen Fertigungsverfahrens von Lamellen-Wärmeübertragern,
- Minimierung von thermischen Spannungen, übertragen durch die Wärmeübertragerstruktur auf das PV-Modul, u. a. bei Thermoschock: es besteht keine flächige Belegung und Verbindung des PV-Moduls mit dem Wärmeübertrager.
- Reduzierte Vereisung, da sich das PV-Modul in einem gewissen Abstand vom Wärmeübertragerrohr am Ende der Wärmeübertragerflächen befindet, so dass seine Temperatur näher bei der Umgebungslufttemperatur liegt. Dennoch ist es direkt mit dem Wärmeübertrager gekoppelt, und trägt zum Wärmeeintrag durch Luft, Feuchtigkeit, Regen und Strahlung bei.
- Durch die direkte Kopplung von PV-Modul und Wärmeübertrager ist das PV-Modul auch ohne Kühlung des Moduls durch das Wärmeträgerfluid gut durch Umgebungsluft gekühlt, wodurch der PV-Ertrag erhöht wird.
- Standard-PV-Module, insbesondere Lamine ohne Rahmen können zur Umsetzung des Konzepts eingesetzt werden, indem der Luft-Wärmeübertrager in einem nachgelagerten Produktionsprozess aufgebracht wird, wodurch von der Kostendegression der PV-Module profitiert wird.

#### **4.1.6 Hydraulische Verschaltung**

Die Kollektorverrohrung soll so gestaltet sein, dass eine einfache hydraulischer Verschaltung und Kollektorfeld-Planung möglich ist. Dies ist bei in den Modulen integrierten Sammlerohren und Parallelverschaltung gegeben. Notwendig für eine gleichmäßige Felddurchströmung ist, dass der Strömungswiderstand durch ein Modul wesentlich größer ist als der Widerstand in den Sammlerohren. Es wurde daher eine Mäanderverrohrung zwischen zwei Sammlerohren gewählt.

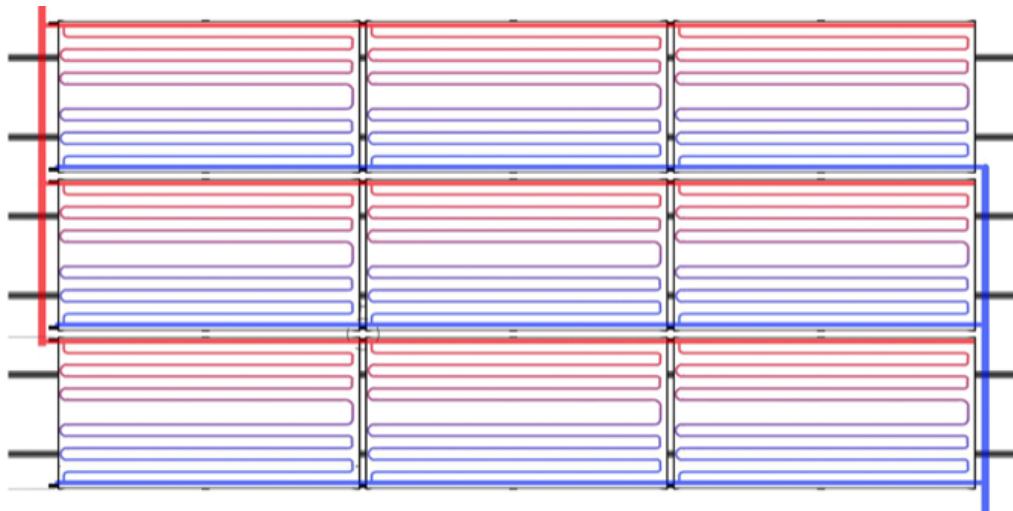


Abbildung 1: Feldaufbau aus drei Reihen parallel verschalteter Kollektoren, nach Tichelmann verschaltet. Zwischen unterem und oberem Sammler eines Kollektors beträgt die Temperaturdifferenz im Betrieb nur 4 K, so dass die PV-Module genügend gleichmäßig gekühlt werden

Für unterschiedliche Dimensionierungen der Verrohrung wurden die Druckverluste und Volumenströme von Kollektor und parallel geschaltetem Feld berechnet. Abbildung 2 zeigt das Ergebnis für die ausgewählte und realisierte Verrohrung bei *gleichzeitigem* Anschluss. Wird ein maximaler Unterschied der Durchflüsse von 20 % / 30 % zugelassen, so beträgt die maximale Anzahl parallel verschaltbarer Kollektoren 5 bzw. 6.

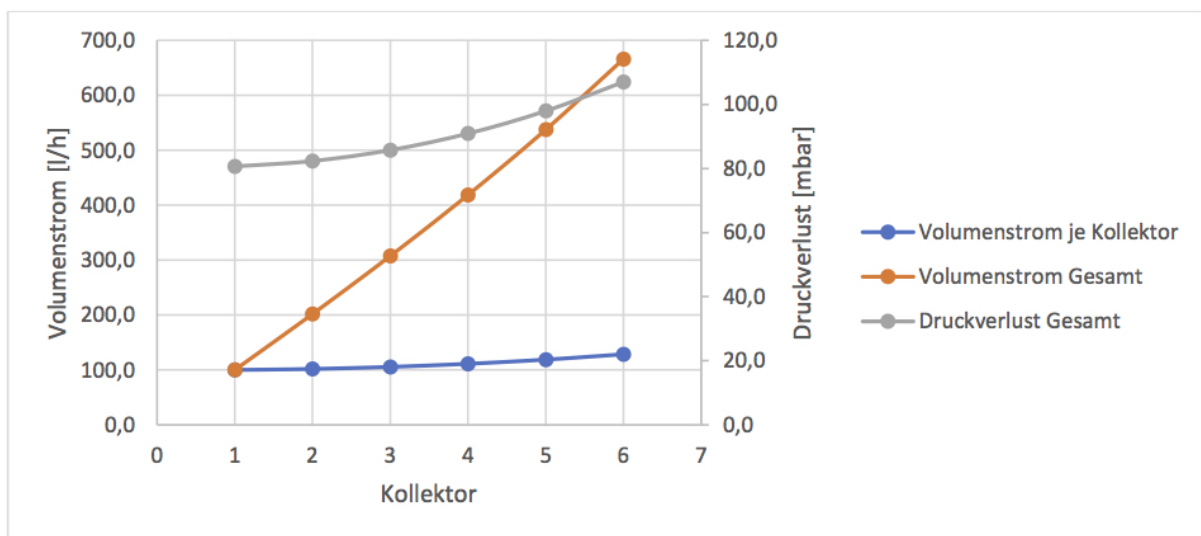


Abbildung 2: Volumenströme durch ein Feld aus gleichzeitig parallel verschalteten Kollektoren (berechnet)

Der Druckverlust des Kollektors und des Kollektorverbinders (siehe 4.2.5) wurde nach Festlegung und Bemusterung gemessen. Der Druckverlust des Verbinders ist größer als zunächst angesetzt, so dass maximal nur 4 Module gleichzeitig angeschlossen werden können. Bei Tichelmann-Verschaltung sind mehr Kollektoren möglich.

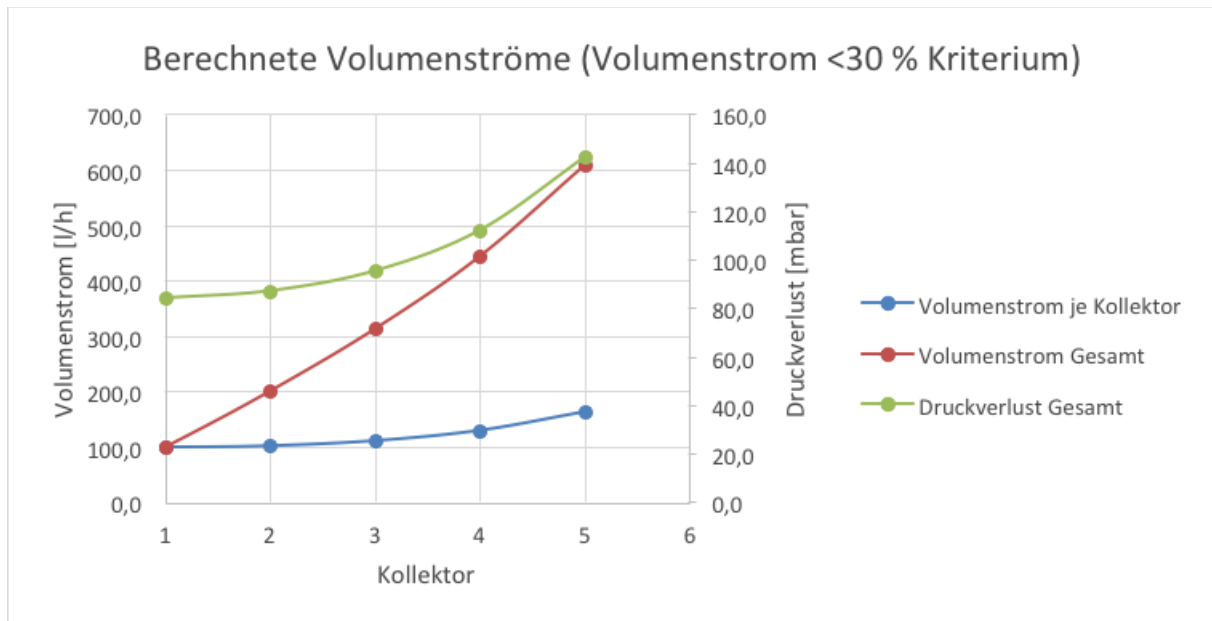


Abbildung 3: Volumenströme durch ein Feld aus gleichseitig parallel verschalteten Kollektoren auf der Basis gemessener Druckverlustwerte

## 4.2 Konstruktive Umsetzung

### 4.2.1 Materialauswahl Lamellen-Wärmeübertrager

Lamellen-Wärmeübertrager gibt es gängig in folgenden Materialien:

Lamellen:

- Aluminium
- Kupfer

Rohre:

- Kupfer
- Edelstahl

Als Korrosionsschutz zur Luft wird angeboten:

- Mit einer Epoxid-Schicht geschützte Aluminium-Lamellen: die kompletten Bleche werden vor dem Stanzen beschichtet, so dass die Schnittkanten am Rand und an den Rohrdurchgängen nicht geschützt sind.
- Pulverbeschichtung: Hier wird der komplette Wärmetauscher geschützt. Es besteht das Risiko der unvollständigen Beschichtung, das bei dem hohen Rippenabstand von  $\geq 10$  mm allerdings gering ist.
- Kataphorese-Beschichtung: eine kathodische Tauchlackierung, bei der die Beschichtung in einem Bad unter Einfluss eines elektrischen Felds geschieht, dadurch sichere vollständige Beschichtung.

Nach intensiven Klärungen mit mehreren Herstellern wurde folgende Kombination gewählt:

Aluminium-Lamellen auf Kupferrohren mit Kataphorese-Beschichtung.

Dieser Bauweise wird vom ausgewählten Hersteller des Lamellenwärmetauschers eine gute Korrosionsbeständigkeit bescheinigt. Die höchsten Anforderungen bzgl. Korrosion sind in Meeresnähe. Um auch für diese Bedingungen eine gute Sicherheit zu bekommen, wurde von dem Lieferanten des Wärmeübertragers im Februar 2017 eine mehrmonatige Untersuchung in einer Salzsprühkammer an der Universität Trento gestartet. Die Ergebnisse dieses Zeitraffertests zeigen nach 1000 h einen guten bis sehr guten Zustand des Wärmetauschers und seiner Oberfläche. Allerdings gibt es keine klare Umrechnung auf die reale Lebensdauer.

Darüber hinaus wurden von dem Lieferanten die bisherigen Lieferungen und Reklamationsraten ausgewertet: Wärmetauscher mit Kataphorese-Beschichtung werden von ihm erfolgreich seit 1996 vertrieben. Ab 2009 sind aufgrund des zu diesem Zeitpunkt eingeführten SAP-System detaillierte Statistiken verfügbar: die Reklamationsrate liegt bei 0,13 %, wovon ca. die Hälfte auf eine spezielle Lieferung, bei der ein technischer Fehler der Anlage vorlag, zurück geht.

Fazit: Bei der gewählten Material- und Beschichtungsauswahl kann von einer sehr guten Beständigkeit ausgegangen werden.

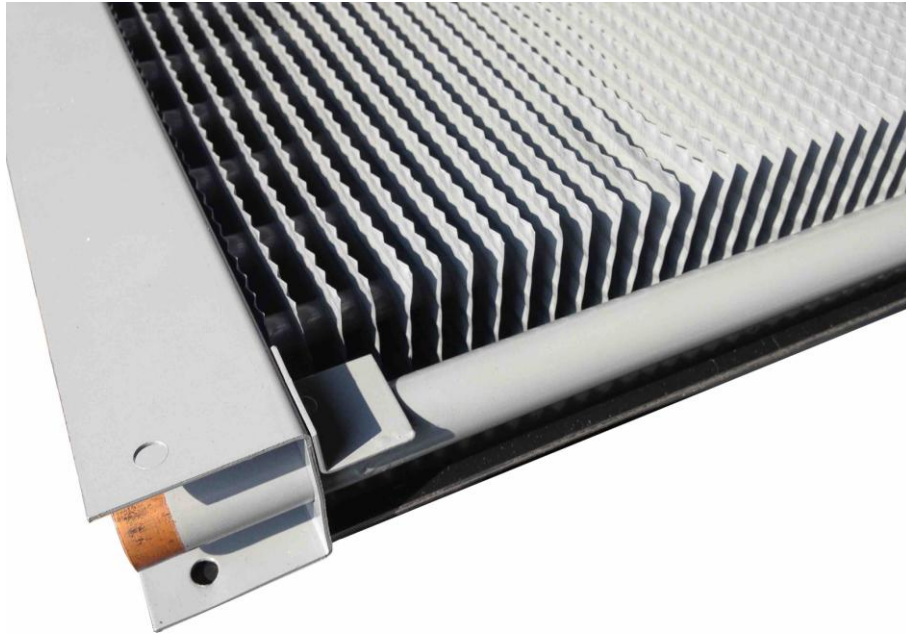


Abbildung 4: Kataphorese-beschichteter Lamellenwärmetauscher auf PV-Modul

#### 4.2.2 Gestaltung PVT-Kollektor

Der Kollektoraufbau muss so sein, dass Luft möglichst ungehindert zwischen die Lamellen strömen kann. Aus diesem Grund ist senkrecht zu den Lamellen kein Kollektorrahmen vorgesehen. Als Ausgangsmodul wird somit ein rahmenloses PV-Laminat verwendet.

Die Lamellen sollen in vertikaler Richtung verlaufen. Diese Anordnung ermöglicht, dass sich auch bei Windstille eine Luftströmung von oben nach unten entlang der Rippen einstellen kann, siehe hierzu auch Abschnitt 4.2.3. Dies ist auch kompatibel mit den konstruktiven Randbedingungen: Die Lamellen müssen senkrecht zu den Mäanderrohren sein. Um eine sichere Feldentlüftung zu gewährleisten, wird eine horizontale Anordnung der Rohre gewählt, auch dies führt zu senkrecht ausgerichteten Lamellen.

Aus mehreren Gründen wird als Standardbauform die Queranordnung der Module – d. h. größere Breite als Höhe – gewählt:

- besser geeignet für auf Schrägdächern aufgeständerte Felder
- kürzerer Durchströmungsweg für Luft bei Paralleldachmontage, d. h., geringerer Luftwiderstand, geringere Abkühlung der Luft.
- kostengünstigerer Lamellen-Wärmetauscher, weil weniger Rohre mit Biegungen und Lötstellen

Ebenfalls aus Kostengründen – sowohl hinsichtlich Produktion als auch Montage – wird als Standardformat die XL-Größe von PV-Modulen, d. h., 2 x 1 m gewählt. Der gesamte Kollektor inkl. PV-Modul wiegt dann 32 kg, was noch gut zu montieren ist.

Aufgrund der hohen Kosten für nach Maß gefertigte Wärmetauscherlamellen (siehe 4.1.5) muss auf verfügbare, für Standard-Wärmetauscher eingesetzte Geometrien zurück gegriffen werden. Aus diesem Grund war eine größere Recherche bei Herstellern von Lamellenwärmetauschern nötig, um eine

den Anforderungen möglichst nahekommende Geometrie zu finden. Grundsätzlich ist bei allen Geometrien der Lochabstand mit 40 – 60 mm so gering bzw. die Anzahl der Kupferrohre so hoch, dass das Kostenziel nicht erreicht werden könnte. Zum Vergleich: bei Solarwärme-Kollektoren ist ein Rohrabstand auf dem Absorber zwischen 90 (hohe Effizienz) und 120 mm (kostengünstig) üblich. Dies kann als erste Orientierung für eine gleichmäßige Kühlung des PV-Moduls dienen, muss aber sowohl experimentell bestätigt werden (siehe Abschnitt 5.2) als auch theoretisch unter Berücksichtigung aller Parameter (insbesondere Wärmeübergang Luft – Sole) im Projektteil 2 optimiert werden.

Für den PVT-Kollektor wurde eine Lamelle mit einem Lochabstand von 40 mm gewählt und durch nur jedes zweite Loch ein Rohr geschoben, d. h., Rohrabstand = 80 mm.

Ein Problem für die Verbindung von Wärmetauscher und PV-Modul ist der Elektro-Anschlusskasten. Da das Konstruktionskonzept mit Standard-PV-Modulen ohne spezielle Anpassung funktionieren soll, wurden entsprechende Anpassungen des Lamellenwärmetauschers untersucht. Die Lamellen werden in dem Bereich des Anschlusskastens unterbrochen, d. h., es werden rechts und links davon kürzere Lamellenstücke eingesetzt.

Bei einem genügend flachem Anschlusskasten oder genügend hoher Lamelle wäre es möglich, die Mäanderrohre über die Anschlussbox verlaufen zu lassen. Dies ist aber i. d. R. nicht gegeben, und ein zu hoher Rohrabstand vom PV-Modul erhöht ggf. zu sehr den Temperaturabfall zwischen Modul und Rohr. Aus diesem Grund wurde die Mäander so angepasst, dass in der Mitte der Rohrabstand so groß ist, dass der Anschlusskasten dazwischen passt.

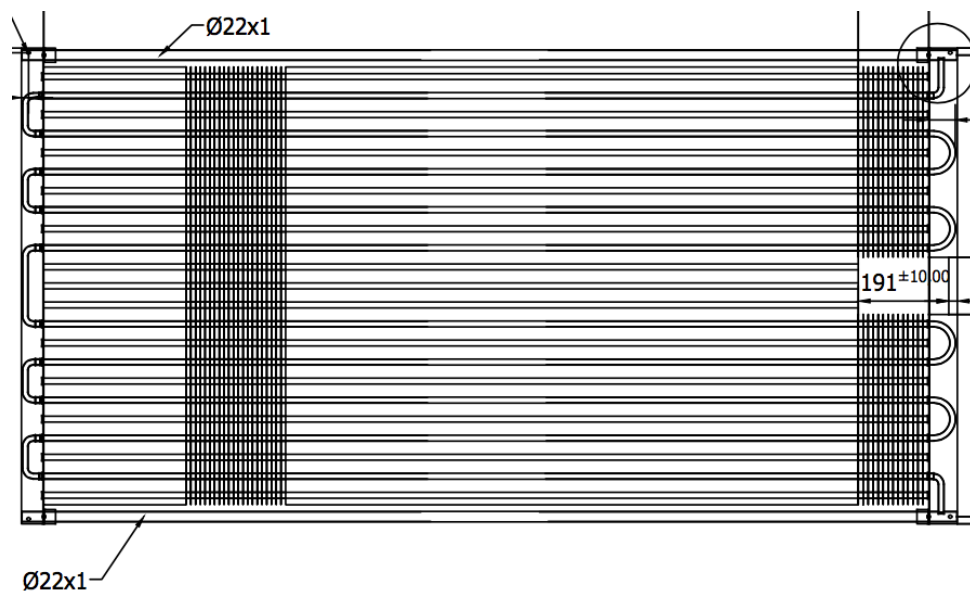


Abbildung 5: Aufbau des an das PV-Modul angepassten Lamellenwärmetauschers

Lamellenwärmetauscher erhalten generell zur Stabilisierung an beiden Seiten des Lamellenpakets ein sogenanntes Endblech. Dieses Endblech wird für das PVT-Modul als U-Profil gestaltet, so dass darüber zum einen der Lamellenwärmetauscher auch mechanisch mit dem PV-Modul verbunden werden kann, zum anderen auch die Befestigung auf Montageprofilen möglich ist.

Die ersten Muster zeigten auf, dass zusätzlich ein weiteres Blech zur Fixierung auf den Montageprofilen in der Mitte nötig ist, um zu starke Durchbiegungen des Kollektors bei Windbelastung zu vermeiden.

### 4.2.3 Strömungstechnische Aspekte

Mit Prof. Ruck, Leiter der Arbeitsgruppe Gebäude- und Umweltaerodynamik am KIT, wurde ein Beratungsgespräch hinsichtlich der dachseitigen Umströmung der PVT-Kollektors geführt.

Im Folgenden sind die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst:

Durch Abkühlung in den Lamellen des Wärmetauschers sinkt die Temperatur im Zwischenraum von Kollektor und Wandfläche, und es kommt zur einer Abtriebsströmung. Dies wird durch Beobachtungen bei Triple Solar an deren früheren Modul ohne Rippen auf der Unterseite bestätigt, wo tatsächlich unten am Kollektor(-feld) abgekühlte Luft ausströmt.

Im Zeitmittel wird sich ein Spaltgeschwindigkeitsprofil einstellen, das sich einerseits aus dem Grad der Abkühlung, andererseits aus der Rauigkeit der Dachoberfläche, der Spaltweite (Abstand zwischen Kollektorrückseite und Dachoberfläche) sowie der Kollektorlänge in Dachneigungsrichtung ergibt. Um die Abtriebsströmung zu maximieren, muss die Spaltbreite auf Basis detaillierter Untersuchungen optimiert werden. Eine zu geringe Abtriebsströmung (aufgrund von Wandreibung bei zu kleiner Spaltbreite) reduziert die Wärmeübertragung; im umgekehrten Fall „fällt“ die kalte Luft auf das Dach und fließt ab, wodurch an den Lamellen nur ein kleiner Geschwindigkeitsgradient und damit eine schlechtere Durchströmung zu verzeichnen ist.

Bei zeitaufgelöster Betrachtung der Strömung im Spalt zwischen Kollektorrückseite und Dachoberfläche ist mit hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass abgekühlte Luftpakte in Richtung Dach fallen und dadurch wärmere Luftpakte aufsteigen, die in Kontakt mit den Lamellen kommen. Ein hinreichend großer Geschwindigkeitsgradient über der Lamellenoberkantenfläche ist für eine gute Durchströmung der Lamellen notwendig. Diese Dynamik kann mit Tracer und z. B. Laserlichtschnitt im Spalt und Videotechnik – entweder am Versuchsstand von Triple Solar oder am Labormodell – sichtbar gemacht werden.

Durch die ständige Wiederholung des Herunterfallens und Aufsteigens von unterschiedlich temperierten Luftpaketen wird sich eine komplexe Durchmischung der Strömung im Spalt zwischen Kollektorrückenfläche und Dachoberfläche einstellen. Als relevanter Einflussfaktor kommt dabei der Lamellenabstand mit ins Spiel. Hinsichtlich einer optimalen Wärmeübertragung besteht deshalb Optimierungsbedarf beim Abstand der Lamellen. Hierzu kann die Wärmeübertragung an einen gekühlten (Teil-) Kollektor über einer waagrechten Dachfläche bei Zwangsdurchströmung und variierendem Lamellenabstand gemessen werden. Mit Laser-Doppler-Anemometrie und Particle-Image-Velocimetry könnte bei einem solchen Laborversuch zudem das Strömungsfeld zwischen den Lamellen und im Spalt quantitativ exakt vermessen werden. Hierdurch ließen sich Aussagen über den Strömungszustand zwischen den Lamellen und im Spalt gewinnen – nicht nur das mittlere Strömungsfeld betreffend, sondern auch hinsichtlich Korrelationen der Geschwindigkeitsschwankungen (Turbulenzintensitäten, Schubspannungen, Produktionsterme der Turbulenz). Über Analogien können dann Aussagen zum Wärmeübertrag gemacht werden.

Die Abtriebsströmung im Zwischenspalt zwischen Kollektor und Dachoberfläche ist umso stärker, je länger das Kollektorfeld in Richtung Dachabfall reicht. Die für den Abtrieb verantwortliche Strecke des Kollektorfeldes kann durch übereinander angeordnete Kollektoren verlängert werden. Der sich zwischen den Kollektoren einstellende horizontale Trennspalt beeinflusst Abtriebsgeschwindigkeit und Temperaturverteilung im Zwischenspalt. Je stärker die Luft abgekühlt wird, desto geringer wird gleichzeitig die mittlere Lufttemperatur, und die Flüssigkeit wird in den Kollektoren auf weniger hohe Temperaturen aufgewärmt. Dies - und die geringere Strömungsgeschwindigkeit bei geringerer Abkühlung - sind zwei Effekte mit gegenläufiger Auswirkung, für die eine Untersuchung nötig wäre, bei der vermutlich die Wärmeübertragung mit gemessen werden müsste. Durch einen Modellversuch mit geeigneten Testgasen und Messung der Wärmeübertragung könnten hier wichtige Zusammenhänge zwischen Luftabkühlung (und damit geringerer Erwärmung der Flüssigkeit im Kollektor) und Strömungsgeschwindigkeit geklärt werden.

Diese Aspekte sollen im Projektteil 2 weiter untersucht werden.

#### **4.2.4 Verbindung Wärmeübertrager – PV-Modul**

Lamellenbleche sind am Rand i. d. R. wellenförmig gekantet (siehe Abbildung 4), so dass eine Längenausdehnung oder Kompression aufgenommen werden kann. Weiterhin wird hierdurch die Auflagefläche zum PV-Modul vergrößert.

Eine erste Recherche nach gut wärmeleitenden Klebern oder Harzen zeigte, dass der Wärmeleitwert bei diesen Stoffen mit einem  $\lambda$  von 1 – 3 W/(m K) vergleichsweise gering ist. Es wurde daher darauf fokussiert, einen direkten Kontakt zwischen den Kanten der Lamellen und der PV-Rückseite durch die Klebeverbindung sicher zu stellen und auf den Einsatz speziell wärmeleitender Kleber zu verzichten.

Für die konkrete Umsetzung und Entwicklung geeigneter Aufbringungsmethoden ist Triple Solar verantwortlich.

Im Projektteil 2 soll untersucht werden, ob eine langfristige Gefährdung bzw. Beschädigung der rückseitigen Folie des PV-Moduls durch geringfügige Relativbewegungen zwischen Lamelle und PV-Modul auftreten können (Wind, thermische Dehnung).

#### 4.2.5 Kollektorverbinder und -anschlüsse

Die Kollektoren sollen ähnlich schnell wie PV-Module montiert werden können. Daher soll die hydraulische Verbindung über Steckverbinder geschehen, wie sie von thermischen Solarkollektoren bekannt sind. Im Rahmen einer Recherche wurde ein für den Solarthermiebereich entwickelter flexibler Steckverbinder gefunden. Für diesen Verbinder wurde eine Klammer entwickelt, die kompatibel mit einer Sammlerrohraufweitung ist, die beim Lamellenwärmetauscher rationell herstellbar ist. Die in Abbildung 6 dargestellte Drahtklammer erwies sich allerdings als nicht ausreichend steif und nicht sehr montagefreundlich, weshalb im zweiten Schritt eine Klammer auf Basis von umgeformtem Edelstahlblech entwickelt wurde, die sich in den ersten Test bewährte.



Abbildung 6: Kollektorverbinder mit Klammer zwischen zwei Sammlerrohren

Zum Anschluss der Kollektoren an Leitungen wurden Panzerschläuche konstruiert, bei denen auf einer Seite direkt die passende Steckverbindung angepresst ist.

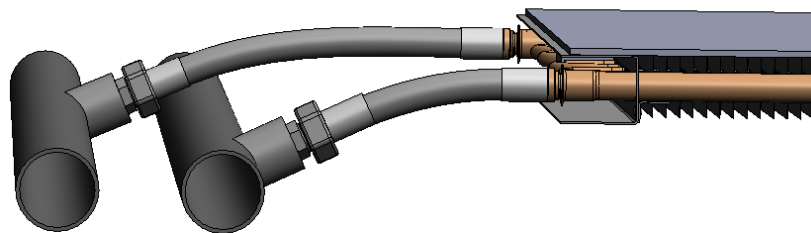


Abbildung 7: Flexible Anschlüsse (Panzerschläuche) mit direktem Steckanschluss zu den Sammlerrohren der PVT-Kollektoren

### 4.3 PV-Module

Wie in Abschnitt 4.2.2 beschrieben, soll ein Rahmenloses Laminat im XL-Format (2 x 1 m) eingesetzt werden. Es wurde der Einsatz von Modulen mit rückseitiger Kunststoff-Folie gegen Glas-Glas-Module abgewägt. Glas-Glas-Module haben den Vorteil der höheren Langlebigkeit der PV-Zellen zwischen den Glasschichten, da sie sich in der neutralen Faser des Verbunds befinden und somit bei Biegungen nicht gedehnt werden. Der Nachteil der Module sind v. a. die höheren Kosten und in geringerem Maße das höhere Gewicht und der zusätzliche Wärmeleit-Widerstand zum rückseitigen Wärmetauscher. Da das PVT-Modul durch seinen konstruktiven Aufbau eine höhere Stabilität aufweist als ein reines PV-Modul fiel die Entscheidung für ein Folienmodul.

Nach Gesprächen mit mehreren drei europäischen Modulherstellern wurde der Hersteller gewählt, mit dem Triple Solar bereits bei den Vorgänger-Modulen auf positive Erfahrung zurück greifen kann.

Eine zentrale Aufgabe des zweiten Projektteils wird es sein, auf der Basis von Qualitätstests den Modulaufbau so zu qualifizieren, dass der Hersteller sowohl seine Standard-Leistungsgarantie auch auf die in SOLINK verarbeiteten Module gibt, als auch eine Gewährleistung bei defekten Modulen.

### 4.4 Herstellkosten

Die Herstellkosten wurden gemeinsam mit dem für die Produktion der PVT-Kollektoren verantwortlichen Unternehmen Triple Solar abgeschätzt.

Dabei wurden zwei Kosten ermittelt:

Die Herstellkosten, die in Kleinserie ohne erhebliche Investitionen und ohne integrierten Produktionsprozess möglich sind. Auf dieser Basis wurde der Verkaufspreis an Händler und große Installateure ermittelt: 480 € / Kollektor, siehe 3.3.

Weiterhin wurde eine Abschätzung für größere Stückzahlen ( $> 20.000 \text{ m}^2/\text{a}$ ) vorgenommen. Hier wurden v. a. realistische Kostenreduktionen beim Einkauf der PV-Module und Wärmetauscher, sowie im Klebprozess und bei der Verpackung angesetzt. Die wichtigsten Faktoren sind:

- Reduktion der PV-Modul-Kosten einschl. Transport durch größere Stückzahlen um 15 %, basierend auf Herstellerangaben
- Reduktion der Wärmetauscherkosten um 20 % v. a. durch größere Stückzahlen, reduzierte Transportkosten (aktuell finden Produktion und Beschichtung in unterschiedlichen europäischen Ländern statt) und durch Optimierung reduzierte Materialkosten, siehe Kapitel 9.
- Einsparungen im Klebe- und Verpackungsprozess durch höhere Stückzahlen und rationelle, teilautomatisierte Fertigungsorganisation

Dadurch kann der Preis auf 370 € / Kollektor bzw.  $1,09 \text{ €/W}_{\text{pel}}$  (PV-Modul mit  $340 \text{ W}_p$ ) reduziert werden.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung (siehe Kapitel 7.2) wurde auf der Basis der beiden genannten Preise (1,41 bzw.  $1,09 \text{ €/W}_{\text{pel}}$ ) durchgeführt.

Ein Kostenproblem stellen die zusätzlichen Schritte in der Verarbeitungs- und Vertriebskette dar, im Vergleich zu einfachen PV-Modulen: Während ein großer Installateur die PV-Module direkt beim Hersteller kauft, durchlaufen sie im Fall PVT zwei weitere Schritte (PVT-Hersteller, Consolar), wo jeweils eine Marge für Reklamationsrisiko, Kapitalsdienst, Lagerfläche) aufgeschlagen werden muss.

Bei noch größerer Stückzahl ist ein z. B. beim PV-Modul-Hersteller integrierter Prozess möglich, bei dem weitere Kostenreduktionen zu erzielen sind. Verkauft der Modulhersteller direkt an den Installateur, kommt es zudem auch zu einer Reduzierung der Aufschläge.

## 5 Erste Erprobung

### 5.1 Umbau Testanlage Lörrach

Ende 2016 wurden die ersten Mustermodule gebaut, von denen ein Teil bei Consolar in Lörrach und ein Teil bei Triple Solar in Amsterdam während der Wintermonate getestet werden sollten.

Bei Consolar Lörrach existierte eine Solar-Wärmepumpen-Anlage SOLAERA, die mit Eisspeicher (300 l) und verglasten Solarthermie-Luft-Hybridkollektoren ausgestattet ist. Die Hybridkollektoren können wie Flachkollektoren Wärme bei hohen, direkt nutzbaren Temperaturen erzeugen und direkt in einen 1000 l Kombispeicher einspeisen.



Die Anlage wurde zum Test der PVT-Module umgebaut:

- Demontage der Solarthermie-Luft-Hybridkollektoren,
- regelungstechnische und hydraulische Anpassung der Anlage so, dass keine Direktbeladung des Kombispeichers mehr erfolgt,
- Montage von Kunststoffleitungen im Außenbereich einschließlich eines Bereichs, in dem eine Fassadenmontage der Leitung simuliert wird,
- Montage von 8 Muster-PVT-Kollektoren,
- Montage eines Wechselrichters und Integration in ein vorhandenes Energiemanagement.



Abbildung 8: 8 Muster-PVT-Kollektoren an der Testanlage bei Consolar Lörrach

## 5.2 Ergebnisse Testanlage

Ziel der Tests war eine erste qualitative Überprüfung der Funktion und Robustheit der Module. Um Betriebsbedingungen in der kältesten Jahreszeit, teilweise auch mit Schnee zu ermöglichen, wurde auf eine die Fertigstellung verzögernde Kataphoresebeschichtung verzichtet und die Module am 2. und 3. Januar 2017 montiert.

### 5.2.1 Vereisung

Um verschärfte Testbedingungen zu realisieren, wurde die Kollektorfläche kleiner dimensioniert als eine übliche Auslegung ergeben hätte: 8 Kollektoren ( $16 \text{ m}^2$ ) statt  $24 - 28 \text{ m}^2$  für eine Wärmepumpe mit 7 kW Heizleistung. Auf diese Weise stellt sich bei reiner Wärmeübertragung von der Luft ein 1,5 bis 1,75-facher Temperaturunterschied zur Umgebungsluft ein.

Die kritischsten Bedingungen stellen Außentemperaturen etwas über  $0 \text{ °C}$  bei hoher Luftfeuchte in Verbindung mit Modultemperaturen unter  $0 \text{ °C}$  dar.

Abbildung 9 zeigt die maximal beobachtete Vereisung bei folgenden Bedingungen:

- Außentemperatur:  $4 - 5 \text{ °C}$
- Luftfeuchte: 89 %
- Sole-Austrittstemperatur:  $- 3,5 \text{ °C} \dots - 2 \text{ °C}$

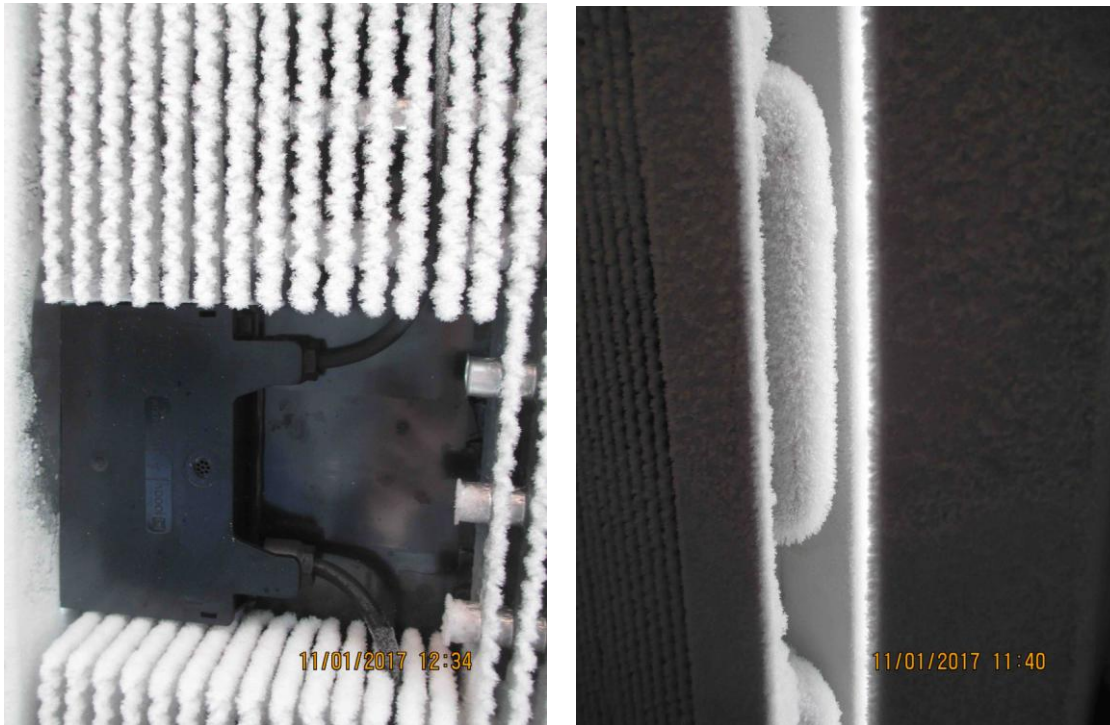


Abbildung 9: links: vereister äußerer Randbereich der Wärmetauscher-Lamellen (um Anschlussbox), rechts: Mäanderrohr und Kollektorrahmen

Auch unter diesen, über ca. 24 h andauernden Bedingungen wuchs die Eisschicht um die Lamellen nie zusammen, allerdings lief die Wärmepumpe in dieser Zeit nicht ununterbrochen.

Interessant ist, dass die Eisbildung vor allem am äußeren Rand der Lamellen auftritt, während sie innen, in Richtung PV-Modul stark zurück geht. Vermutlich ist der Luftaustausch innen schwächer und wird durch die Eisbildung weiter behindert, so dass weniger frische neue Luft nach innen gelangt. Weiterhin kann eine Ursache sein, dass die Luftfeuchtigkeit der Luft immer weiter reduziert wird, je weiter die Luft nach innen gelangt.



Abbildung 10: Detailaufnahme Eisbildung: in Richtung PV-Modul ist Eisbildung wesentlich schwächer

Auf der PV-Seite wurde nur eine geringe, immer lichtdurchlässige Vereisung beobachtet. Dies ist ein wichtiges Ergebnis, denn derart vereiste Module können bei Sonneneinstrahlung leicht wieder auftauen.



Abbildung 11: Vereiste PV-Oberfläche

Die vereiste PV-Oberfläche zeigt die nicht homogene Kühlung durch den Wärmetauscher: der mittlere Bereich und v. a. der Bereich des Elektro-Anschlusskastens sind wärmer, weiterhin nimmt die Temperatur nach oben zu.

Untersuchungen im Projektteil 2 können aufzeigen, ob diese Temperaturunterschiede (normalerweise im Bereich von 4 K) einen nennenswerten Einfluss auf den PV-Stromertrag haben.

### 5.2.2 Enteisen

Das auf Vorder- und Rückseite gebildete Eis löst sich schnell, sobald die Kollektortemperatur über 0 °C steigt. Das Eis an den Lamellen muss nicht komplett aufgeschmolzen werden, es genügt ein Antauen der Kontaktfläche, dann fallen die Eisstreifen ab.



Abbildung 12: Eisstreifen, die sich vom Rand der Lamellen lösen

### 5.2.3 Schnee

Während des Erprobungszeitraums gab es mehrfach Schneefall. Es wurde beobachtet, dass Schnee auf den gekühlten PVT-Modulen länger liegen bleibt, als auf ungekühlten PV-Modulen mit gleicher Neigung, siehe Abbildung 13.



Abbildung 13: links: schneebedeckte PVT-Kollektoren bei Schneefall, rechts: Schnee rutscht auf ungekühlten PV-Modulen (rechts) schneller ab

Aus diesen ersten Ergebnissen kann abgeleitet werden, dass eine kombinierte Enteisungs- und Schneeabrutschfunktion vermutlich in entsprechenden klimatischen Regionen sinnvoll ist und entwickelt werden sollte.

### 5.2.4 Wärmeübertragung Luft-Wärmeträger

Der Wärmeübertragungskoeffizient (U-Wert) zwischen Luft und Solarflüssigkeit wurde ermittelt, wobei für die Temperatur der Flüssigkeit der Mittelwert zwischen Kollektorein- und austrittstemperatur gewählt wurde. Die Auswertung wurde zu Zeitpunkten ohne oder mit sehr geringer Einstrahlung vorgenommen. Da die Wärmepumpe nicht kontinuierlich läuft, werden für die Auswertung stationäre Zustände gewählt. Der so ermittelte U-Wert liegt bei ca.  $50 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  (siehe Abbildung 14), das ist ein höherer Wert, als in den Anforderungen und System-Simulationen mit  $40 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  angesetzt.

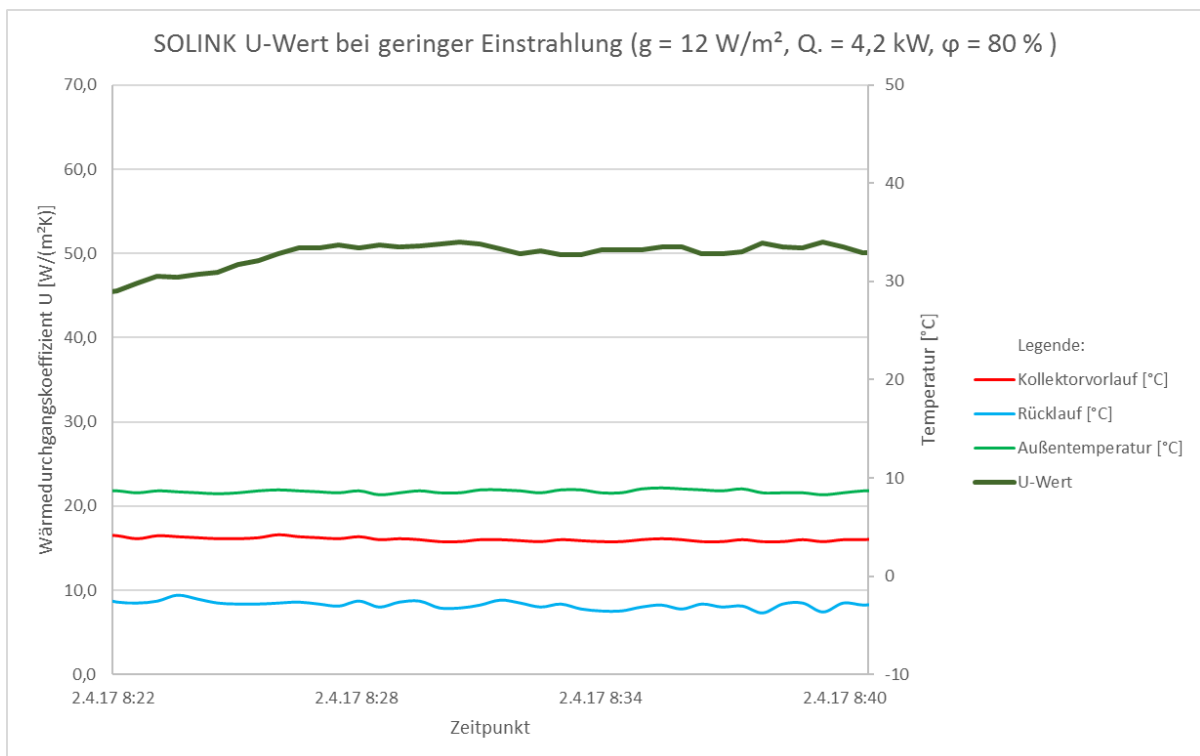


Abbildung 14: U-Wert an der Testanlage Lörrach ermittelt

Der U-Wert wurde auch von Triple Solar an deren Testanlage in Amsterdam ermittelt. Dort sind die Kollektoren auf einem Dach mit ca.  $15^\circ$  Neigung aufgebracht. Der über mehrere Nächte gemittelte U-Wert beträgt  $39 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  bei keinem oder sehr schwachem Wind. Bei größeren Windstärken wurden dort dagegen Werte von bis  $70 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  gemessen.

Bei der Testanlage Lörrach sind die Module mit 60° Neigung frei aufgeständert und sind damit von hinten von Luft überall frei anströmbar. Die Module sind allerdings nach hinten durch das Firmengebäude von Wind geschützt, so dass die hier gemessenen Werte i. d. R. für Windstille gelten.

Die Detailuntersuchung der Wärmeübertragung anhand mehrerer an einem Modul angebrachter Temperaturfühler zeigt, dass die Wärmezufuhr zum Fluid von der Luftseite und vom PV-Modul ohne Einstrahlung ähnlich ist. Zwischen Lamellenenden zur Luftseite und zur Modulseite und dem Fluid liegt jeweils eine Temperaturdifferenz von ca. 5 K vor. Das heißt, dass die Wärmezufuhr von beiden Seiten ähnlich ist. Würde das PV-Modul keinen Beitrag zur Wärmezufuhr leisten, wäre dort die Temperatur tiefer.

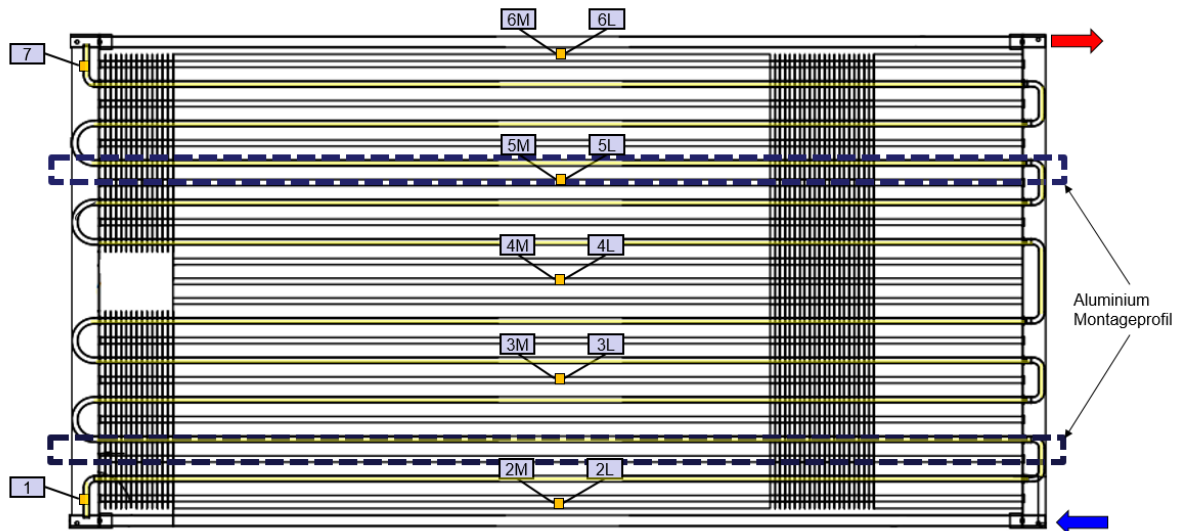


Abbildung 15: Temperatur-Messstellen am PVT-Modul: Ansicht auf Wärmetauscher

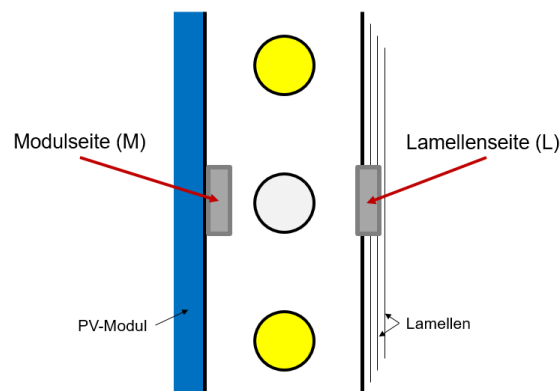


Abbildung 16: Temperatur-Messstellen am PVT-Modul: Ansicht einer Lamelle, gelb = durchströmtes Mäanderrohr

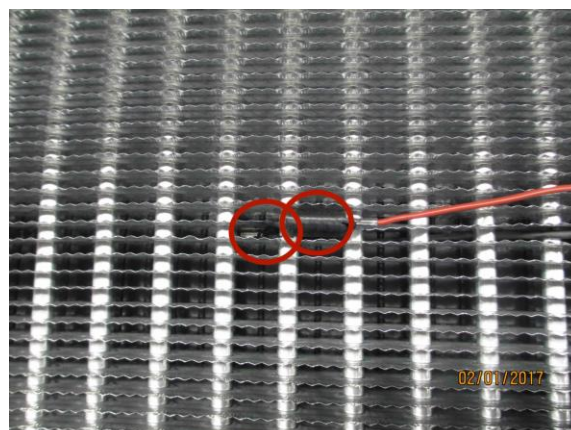


Abbildung 17: Temperaturfühler an Lamellenende (rechts) und an PV-Modul-Rückseite (links)

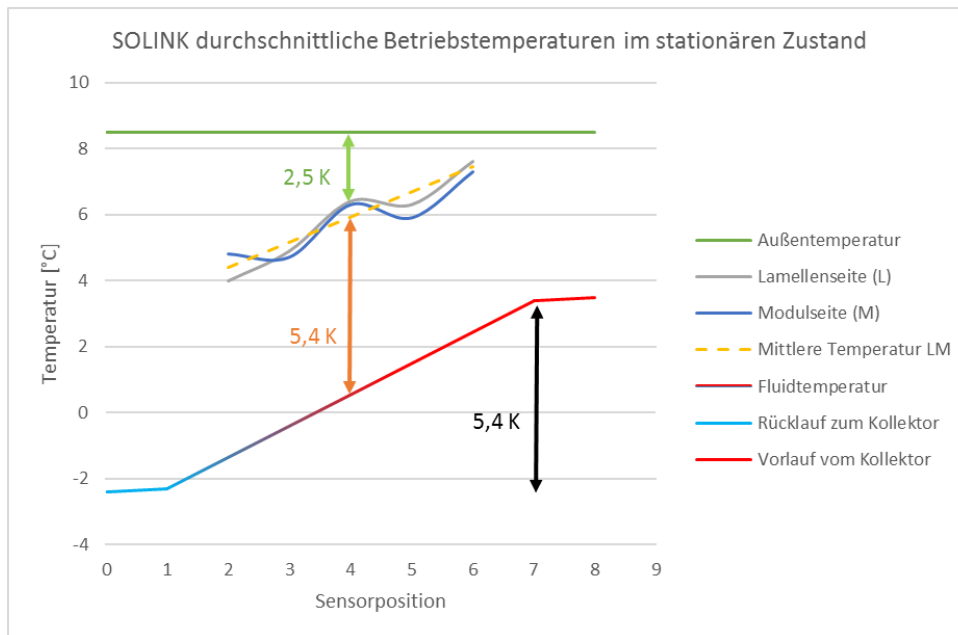


Abbildung 18: Gemessene Temperaturen an Ein- und Austritt sowie den Lamellenenden und der PV-Rückseite ohne Einstrahlung

Die mittlere Temperaturdifferenz zwischen Umgebungsluft und Lamellenenden ist ungefähr halb so groß wie zwischen Außenluft und Fluid. Daraus kann geschlossen werden, dass der Wärmeübergangswiderstand zur Luft nicht der bestimmende Widerstand ist, sondern ähnlich groß ist wie der Wärmeübergangswiderstand von Lamelle zu Fluid – unter Berücksichtigung, dass die Temperaturdifferenzen an Stellen, die näher bei den Rohren liegen, geringer sind.

Die Temperaturen sind an den Rändern des Moduls sowie in der Mitte ca. 1 – 1,5 K höher als dazwischen. An diesen Stellen sind die Abstände zu den Mäanderrohren am größten. Daraus kann als Schätzwert abgeleitet werden, dass bei halbem Abstand der Mäanderrohre zueinander die Temperaturdifferenz der Solarflüssigkeit zur Luft um ca. 0,5 – 0,75 K reduziert werden könnte.

Bei dieser ersten Analyse ist zu beachten, dass der Kontakt der Lamellen zum PV-Modul vermutlich noch nicht perfekt war, siehe Untersuchungsergebnis in 5.3.1). Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Temperaturdifferenzen zur Luft bei allen Messungen (auch U-Wert) größer sind als gemäß Auslegung wegen der im Verhältnis zur Wärmepumpenleistung zu kleinen Kollektorfläche.

### 5.3 Moduluntersuchung

#### 5.3.1 Thermoschock-Zyklustest

Zur Erprobung der Festigkeit des Verbunds zwischen Wärmeübertrager und PV-Modul wurde ein Thermoschock-Zyklustest durchgeführt. Es handelt sich hierbei nicht um einen Test gemäß den bei Keymark definierten Bedingungen, sondern um einen Extremtest, um in kurzer Zeit die schwächsten Punkte der Konstruktion zu erkennen.

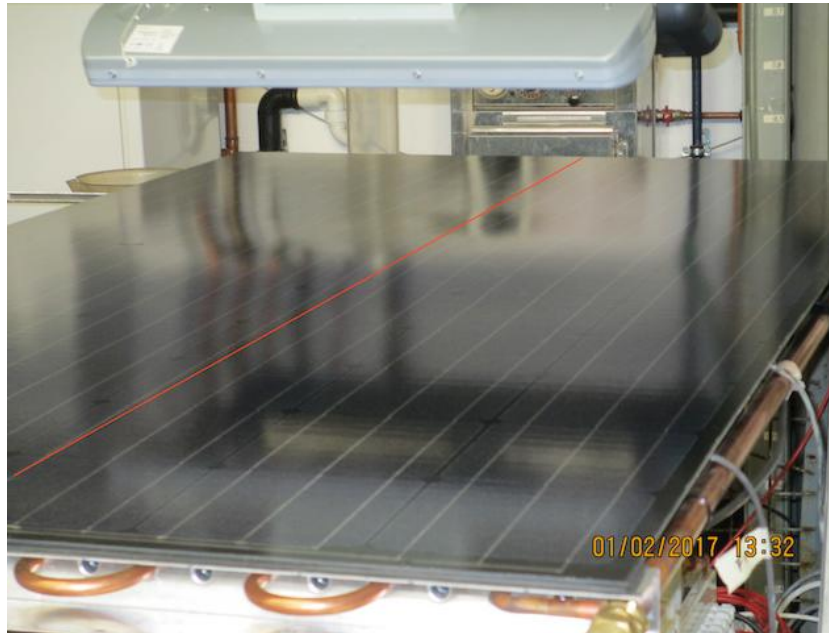
Nur der mittlere Bereich des Kollektors wurde mit Heizstrahlern erwärmt, so dass innerhalb des Moduls große Temperaturunterschiede auftraten.

Auf der Unterseite des PV-Moduls wurde die Temperatur gemessen. Bei Erreichen von 60 °C an dieser Stelle, was bei deutlich höheren PV-Oberflächentemperaturen geschah, wurden die Strahler automatisch ausgeschaltet und Wasser mit 10 bis 20 °C wurde durch die Verrohrung des Kollektors gepumpt. Bei Abkühlen des Temperaturfühlers auf 25 °C (Rohrtemperatur 10 bis 20 °C) wurde die Pumpe aus- und die Strahler wieder angeschaltet.

Es wurde einer der beiden ersten Musterkollektoren verwendet, bei dem die Verklebung der Lamellen mit dem PV-Modul noch nicht wie gewünscht funktioniert hatte.

#### Ergebnis:

Nach 17 Tagen bzw. 1507 Zyklen – wurde beobachtet, wie sich das PV-Modul im mittleren bestrahlten Bereich von den Wärmeübertragerlamellen ablöste.



*Abbildung 19: PVT-Kollektor nach 1507 Thermoschock-Zyklen: das PV-Modul hat sich im mittleren, bestrahlten Bereich von den Lamellen gelöst, zu erkennen am Verlauf der Leiterbahnen im Vergleich zur roten Linie*

Nach dem Ablösen des PV-Moduls wurde der Versuch beendet. Der abgelöste Bereich des Lamellenwärmetauschers wurde an den Kupferrohren abgetrennt und dann mit recht großem Kraftaufwand – vermutlich wegen noch wirksamer Klebeabschnitte - abgehoben.

Die Analyse zeigte, dass die Lamellen ursprünglich nur zu ca. 60 - 70 % mit dem PV-Modul verklebt waren.



*Abbildung 20: Klebelinien des untersuchten PVT-Kollektors: nur teilweise waren diese an der richtigen Position und in Kontakt mit den Wärmeübertragerlamellen*

Zudem waren die Lamellen nur ca. 0,5 mm tief mit Klebekontakt in die Silikon-Raupe eingedrückt. Die Lamellen hatten vermutlich überall einen Abstand von 0,5 – 0,7 mm von der PV-Rückseite, d. h., keinen direkten Wärmekontakt.

Es gibt keine Spuren von Abrasion durch die Lamellen auf der Rückseitenfolie des PV-Moduls, was auch nicht zu erwarten war, da die Lamellen das Modul gar nicht berührt haben.

## Diskussion:

Beim Solar Keymark-Test werden nur 2 Thermoschock-Zyklen getestet.

Unter der Annahme, dass 20 Thermoschocks pro Jahr auftreten, würden innerhalb von 20 Jahren 400 Zyklen erreicht. Insofern ist das Ergebnis bereits positiv, insbesondere unter Berücksichtigung der extremen Bedingungen. Wichtig ist auch, dass die grundsätzliche Funktion des Moduls auch nach Ablösen der Verbindung erhalten bleibt.

Andererseits wird für ein neues Produkt eine besonders hohe Sicherheit angestrebt. Bei der Erprobung der damals neuen Aluminium-Kupfer-Laserverbindungen von Solarabsorbern wurden die Prüfmuster mit 2000 Zyklen getestet. Dieser Wert sollte auch mit dem SOLINK-PVT-Modul nach Optimierung der Klebeverbindung erreicht werden – sowohl unter den oben beschriebenen speziellen Bedingungen als auch nach Keymark-Vorschrift, ein Test, der im Projektteil 2 geplant ist.

## 6 Konzepte zur Systemintegration

### 6.1 Leitungssystem

Die drei wesentlichen Anforderungen für das Leitungssystem sind:

- einfache Planung und Montagefreundlichkeit
- architektonisch / optisch gut integrierbar
- geringe Kosten

Ein wesentlicher Aufwandsfaktor für Planung und Montage ist die Verlegung der Solarleitung vom Dach in den Keller. Insbesondere bei kalten Leitungen, wie sie bei SOLINK vorliegen, besteht das Risiko von Feuchteschäden durch Kondensation.

Um eine einfache Planung ohne aufwändige Vorort-Prüfungen sowie eine einfache und sichere Montage zu erreichen, wurden speziell für den Altbau Konzepte für ein Rohrsystem zur einfachen Verlegung an der Fassade entwickelt. Da die PVT-Kollektoren nur als Niedertemperatur-Wärmequelle arbeiten, ist die Isolation der Leitungen nur im Gebäudeinnern zur Vermeidung von Kondensation nötig. Durch die Außenverlegung kann die Dämmung dort komplett entfallen. So haben die Rohre Platz in einem Dachrinnen-Fallrohr und sind optisch unauffällig. Aufgrund der nach oben begrenzten Systemtemperaturen können für die Solarleitung leichte und im Vergleich zu Kupfer wesentlich kostengünstigere Kunststoffrohre eingesetzt werden.

Es wurde eine Recherche nach geeigneten Kunststoffrohren und dazu gehörigen Fittings durchgeführt. Es kommen zum einen PE-Rohre, zum anderen PP-R-Rohre mit integriertem Aluminium bzw. einem speziellen Fasergemisch innerhalb des Werkstoffes Polypropylen in Frage. PE-Rohre weisen eine hohe thermische Dehnung auf (13,5 cm bei 10 m und  $\Delta T = 75 \text{ K}$ ), was durch entsprechende Dehnungsschellen bei der Leitungsverlegung berücksichtigt werden muss. Weiterhin gibt es für PE-Rohre eine begrenzte Anzahl an Fittings mit Gewindeübergang, um die in Abschnitt 4.2.5 vorgestellten Panzerschläuche aufschrauben zu können. Ihr klarer Vorteil ist der Preis und die UV-Beständigkeit.

PP-R-Verbundrohre benötigen aufgrund der größeren Stabilität eine geringere Wandstärke, haben eine fünfmal kleinere thermische Dehnung und für dieses Rohr gibt es ein vielseitiges Fitting-Programm mit integrierten metallischen Innen- und Außengewinden. Die Rohre selbst sind ca. 70 % teurer als PE-Rohre, die Fittings kosten dagegen weniger als die Hälfte, so dass sich in der Summe ein ähnlicher Preis ergeben kann. Die Rohre sind mit einer schwarzen UV-Schutzhaut lieferbar. Die Fittings dagegen sind nicht UV-beständig und müssen z. B. mit einer Schutzfarbe angestrichen werden. Dies ist der größte Nachteil dieses Systems. Im Projektteil 2 sollen Möglichkeiten eines montagefreundlichen und sicheren UV-Schutzes gesucht werden.

Für die Konzeption der Leitungsführung an der Fassade wurde eine Recherche sowohl für den Bereich Solarthermie-Anlagen als auch für Schwimmbadabsorber in Bezug auf außenliegende Leitungsführung durchgeführt.

Drei Arten der Leitungsführung an der Fassade wurden gefunden, siehe Anhang, 11.1:

- Verlegung der Leitung in einem großen Kabelkanal,
- Verlegung der Leitung in einem großen Leerrohr, z. B. Lüftungs- oder Fallrohr



- Insbesondere bei Schwimmbädern: Verlegung der Leitung ohne Verkleidung direkt an der Fassade, ggf. individuell mehr oder weniger gelungen optisch verdeckt

Als optisch störender Bereich wurde insbesondere der Übergang vom Dach zur Fassade identifiziert: die Leitung wird hier i. d. R. um den Dachvorsprung herum geführt. Neben der architektonischen Störung führt diese Umlenkung zu einem erhöhten individuell durchzuführenden Planungsaufwand.

Das für SOLINK entwickelte Konzept sieht daher eine Dachdurchführung durch den Dachüberstand vor, so dass ein Fallrohr gerade an der Fassade entlang dort durchtreten und auf dem Dach austreten kann. Diese Technik ist für außen angebrachte Brennwert-Kaminrohre weit verbreitet.

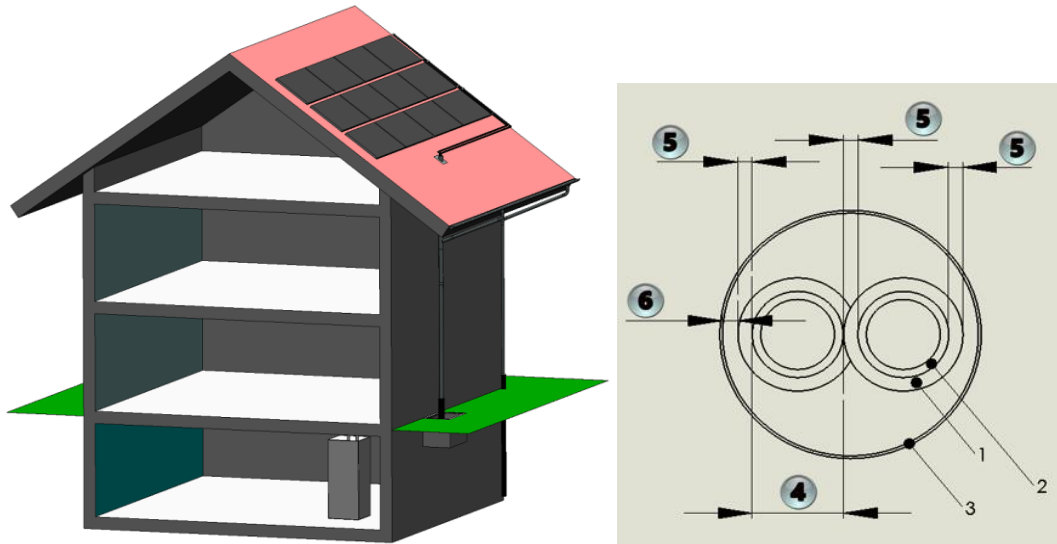


Abbildung 21: links: Leitungsführung mit Durchdringung des Dachüberstands und Verlegung in Fallrohr an der Fassade, rechts: Leitungen (2) mit Abstandshaltern (1) im Fallrohr (3)

Abbildung 21 zeigt den Aufbau des Konzepts: Oben wird die Leitung durch eine Dachdurchführung geführt, dann parallel an der Fassade entlang bis in einen Schacht. In den Schacht kann Kondensat abtropfen und versickern. Vom Schacht wird die Leitung durch die Wand in den Keller geführt. Im Haus müssen die Rohre zur Vermeidung von Kondensat gedämmt sein. Das entwickelte Konzept sieht hier Kunststoff-Twin-Rohre vor, die innerhalb einer Dämmung und Schutzmantel untergebracht sind.

In der Abbildung liegen die Leitungen noch frei auf dem Dach. Eine solche Lösung ist architektonisch i. d. R. nicht akzeptabel. Horizontale Leitungen können statt auf dem Dach direkt unter oder innerhalb des Dachvorsprungs verlegt werden. Zur Abdeckung vertikaler Leitungen neben oder zwischen den Kollektoren soll im Projektteil 2 ein Randprofil für die Kollektoren entwickelt werden, in das Abdeckbleche geschoben werden können.

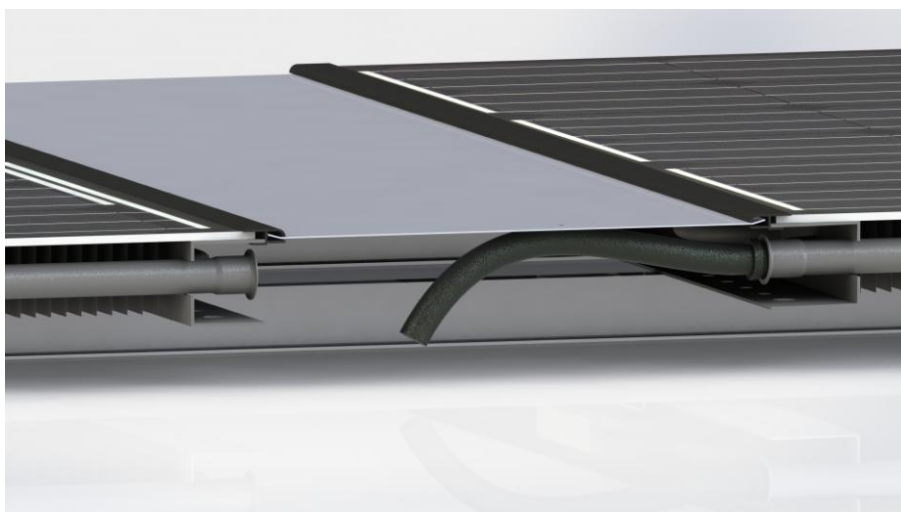


Abbildung 22: Abdeckblech zwischen zwei Kollektorreihen zwischen denen die Sammlerleitungen verlegt werden können, an die die Kollektoren mit Panzerschläuchen angeschlossen werden.

Weiterhin soll im Projektteil 2 eine einfache und praxistaugliche Lösung erarbeitet werden, um vertikale Leitungsabschnitte vom Kollektorfeld bis zum Dachüberstand in die Dachoptik integriert zu führen. Eine Führung unter den Dachziegeln ist möglich, führt aber wegen der darunter i. d. R. liegenden Dämmung und den Maßnahmen zur Vermeidung von Kondensatschäden zu erhöhtem Aufwand. Ggf. kommen hierfür Abdeckungen, die die optische Erscheinung der Kollektoren fortsetzen, in Frage.

## **6.2 Hydraulische Integration**

Zur Integration der SOLINK-Module in eine Wärmepumpenanlage wurde eine Vielzahl von hydraulischen Verschaltungen ausgearbeitet, geprüft und bewertet. Damit sollen zum einen folgende Grundfunktionen gewährleistet werden:

- Begrenzung der Eintrittstemperatur in die Wärmepumpe
- Enteisen und Schneeabrutschen

Weiterhin wurde die Verschaltung für die beiden Optionen ausgearbeitet:

- Abwärmenutzung
- Gebäudekühlung

Im Anhang 11.2 sind die ausgewählten Schemata dargestellt, jeweils eine Variante mit und eine ohne Eisspeicher.

Zur Begrenzung der Eintrittstemperatur wurden neben den bereits von Triple Solar verwendeten aktiven oder passiven Mischventile und dem von Consolar eingesetzten Eisspeicher weitere Varianten wie Vorschaltgefäß oder PCM-Speicher geprüft. Neu gefunden wurde als Basisvariante mit dem geringsten Aufwand die Verwendung eines Wärmetauschers zwischen Sole- und Heizkreis. Im Sommer kann damit eine Begrenzung der Temperatur erfolgen und im Winter kann der gleiche Wärmetauscher zum Enteisen und Schneeabrutschen verwendet werden. Es gibt Standard-Solewärmepumpen, für die ein solcher Wärmetauscher mit Umschaltventil zur passiven Kühlung über Erdsonden als Ergänzungsoption, die in das Wärmepumpengehäuse eingebaut wird, angeboten wird. Bei entsprechender Ansteuerung und einem zusätzlichen externen Ventil kann diese Standardkomponente vermutlich verwendet werden, die sichere Begrenzung der Eintrittstemperatur muss aber noch in Tests (Projektteil 2) überprüft werden.

Soll das System zur Abluft- oder Abwasser-Wärmerückgewinnung genutzt werden, so kann der Abluft-Wärmetauscher ebenfalls zur Temperaturbegrenzung und Enteisierung genutzt werden, der oben beschriebene Wärmetauscher kann entfallen.

Zur Gebäudekühlung wurden zunächst die wichtigsten Anwendungen und die daraus folgenden Anforderungen aufbauend auf den Erkenntnissen des Projekts Sol2Heat definiert:

- Einsetzbar im Neubau in Verbindung mit vorhandener Fußbodenheizung und Abluft-WRG-Anlage (Kühlung aller Räume)
- Einsetzbar im saniertem Altbau (für Wärmepumpen-Heizung geeignete Niedertemperatur-Heizflächen) in Verbindung mit Gebläse-Wärmetauscher (Kühlung ggf. nur der wichtigsten Räume)
- Kühlung nicht ausschließlich durch Fußbodenheizung (keine Begrenzung der Kühlleistung durch Kondensationslimit)
- Zwischenspeicherung von Abwärme aus Kühlung (zeitliche Verschiebung) und Nutzung der Abwärme für die Warmwasserbereitung

Hieraus folgt der Grundaufbau, der die Kühlung über die Heizflächen mit Luftkühlung kombiniert: der in den Schemata eingezeichnete Luftkühler ist im Neubau in die Zuluftleitung der Lüftungsanlage – nach dem Wärmerückgewinnungswärmetauscher – integriert und im Altbau i. d. R. als separates Bauteil, das entweder die Raumluft oder Zuluft kühlt, vorgesehen. In dieser Kombination ist es möglich, dass *ein* Wärmetauscher zwischen Sole- und Heizkreis sowohl zur Eintrittstemperaturbegrenzung, zur Enteisierung als auch zur Kühlung der Fußbodenheizung und zur Rückkühlung von Abwärme über die PVT-Kollektoren genutzt wird. Weiterhin erlaubt die Verschaltung, dass zeitgleich zur Rückkühlung das Gebäude über das Luftregister gekühlt wird.

Die Integration eines Eisspeichers in diese Hydraulik ist einfach. Der Eisspeicher ermöglicht, die Kälteproduktion vom Kühlbedarf zu entkoppeln. So kann bei noch geringem Kühlbedarf und bereits hoher Einstrahlung z. B. am Vormittag der Eisspeicher abgekühlt und eingefroren werden. Zu einem späte-

ren Zeitpunkt kann dann damit das Gebäude nach Bedarf gekühlt werden, z. B. mit gleichmäßiger geringer Leistung auch in den Abend- oder frühen Morgenstunden oder auch – falls nötig – mit kurzfristig hoher Kühlleistung.

Im Projektteil 2 sollen für die ausgewählten Konzepte sowohl die Regellogiken als auch die Hydraulikgruppen als Basis- oder Zubehörkomponenten entwickelt werden. Bei den Regellogiken ist das Ziel, weitgehend auf die Standard-Regler von Wärmepumpen aufzubauen und zumindest für die Basislösung (Begrenzung Eintrittstemperatur und Enteisen) Logik und Hydraulik als Ergänzungskomponenten darzustellen.

## 7 Systemuntersuchungen – Simulationen und Gesamtkostenbetrachtungen

Zur Vorbereitung der Simulationen wurden zunächst Referenzfälle und zu untersuchende SOLINK-Systemkonstellationen definiert und die daraus resultierenden Systemvarianten mit den notwendigen Basis-Komponenten konzipiert. Für diese wurden im nächsten Schritt die jeweilige Hydraulik und Regellogik ausgearbeitet. Berücksichtigt wurden Regelungsstrategien üblicher Wärmepumpen und Kessel sowie des Energiemanagers (bislang Basisversion). Die Logik für den Energiemanager wurde basierend auf den Ergebnissen vom Projekt Sol2Heat ausgearbeitet und ergänzt u. a. für Batteriespeicher. Ein Patent wurde hierfür angemeldet. Weiterhin wurden Regelungsstrategien in Abhängigkeit des aktuellen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors für elektrische Energie aus dem Netz sowie für einen drehzahlvariablen Betrieb der Wärmepumpe in Abhängigkeit des lokalen PV-Angebots erarbeitet.

Auf dieser Grundlage erfolgte dann die Modellierung und Implementierung der verschiedenen Gesamtsystemvarianten in der Simulationsumgebung TRNSYS. Insgesamt wurden 12 Systemvarianten modelliert und untersucht (siehe Tabelle 2) – die wesentlichen Anlagenschemata befinden sich im Anhang 11.3.

*Tabelle 2: Übersicht über sämtliche modellierten und simulierten Systemvarianten (vgl. auch Anhang 11.3); EFH = Einfamilienhaus, MFH = Mehrfamilienhaus*

Lfd. Nummer	Komponenten	Gebäudetyp
System 1	Luft-Wasser-Wärmepumpe	EFH
System 2	Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen	EFH
System 3	Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Batteriespeicher	EFH
System 4	Gaskessel	EFH, MFH
System 5	Gaskessel mit thermischen Solarkollektoren	EFH, MFH
System 6	Erdreich-Wärmepumpe	EFH
System 7	Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen	EFH
System 8	Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Batteriespeicher	EFH
System 9	Sole-Wärmepumpe mit PVT Modulen	EFH
System 10	Sole-Wärmepumpe mit PVT Modulen und Eisspeicher	EFH
System 11	Sole-Wärmepumpe mit PVT Modulen und Batteriespeicher	EFH
System 12	Sole-Wärmepumpe mit Gaskessel und PVT Modulen	MFH

Alle in der Studie betrachteten Wärmepumpen (Luft-Wasser-, Erdreich- und Sole-Wärmepumpe) wurden über ein Kennlinienmodell abgebildet, das die Heizleistung als Funktion der Wärmequellentemperatur (mit dem Scharparameter Vorlauftemperatur) wiedergibt (siehe Anhang 11.4). Mit Fokus auf Wohngebäude wurden die Untersuchungen für ein Einfamilienhaus (Neubau) sowie ein Mehrfamilienhaus (Bestandsgebäude) durchgeführt, die relevanten Energiekennzahlen sind in Anhang 11.5 zu finden. Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse vorgestellt – zunächst Untersuchungen zu einzelnen Systemparametern und im weiteren Vergleiche von Performance-Indikatoren und Gesamtkosten für verschiedene Gesamtsystemkonfigurationen.

## 7.1 Parameterstudien

Hier werden zunächst Variationen von Parametern des PVT-Kollektors vorgestellt (inklusive des Einflusses des Standorts), danach von Parametern weiterer Systemkomponenten. Zur Bewertung wird vielfach die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems herangezogen. Diese definiert sich als Verhältnis von Gesamtwärmeerzeugung der Wärmepumpe (Heizung und Warmwasser) zum Gesamtstrombedarf des Heizsystems (Netzbezug abzüglich des erzeugten Solarstroms zum Heizen):

$$SPF = \frac{\int (Q_{SH} + Q_{DHW}) \cdot dt}{\int [(E_{hp} + E_{ERH} + P_1 + P_2 + E_{control}) - (PV_{heat})] \cdot dt}$$

SPF: Seasonal Performance Factor / Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems

$Q_{SH}$ : Space Heating Demand / Heizenergiebedarf

$Q_{DHW}$ : Domestic Hot Water demand / Energiebedarf Warmwasser

$E_{hp}$ : Electrical Energy Consumption of the Heat Pump / elektrischer Energiebedarf der Wärmepumpe

$E_{ERH}$ : Electrical Energy Consumption of the Electrical Resistance Heater / Energiebedarf der Elektroheizung

$E_{control}$ : Electrical Consumption of the Control System and Valves / elektrischer Hilfsenergiebedarf

$PV_{heat}$ : Electrical Energy generated by PV for Heating / erzeugter Solarstrom zum Heizen

$P_2$ : Electrical Energy Consumption of Solar Circuit Pump / elektrischer Hilfsenergiebedarf

$P_1$ : Electrical Energy Consumption of Heat Pump Circuit Pump / elektrischer Hilfsenergiebedarf.

Zusätzlich zur Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems wurden zur Bewertung die CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt. Dafür wurden der Gesamtenergiebedarf des Heizsystems (Heizung und Warmwasser) sowie der Haushaltsstrombedarf berücksichtigt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnen sich wie folgt:

$$CO_2\text{-Emissions} = \left[ \int (E_{heating} + E_{household} - PV_{self\_consumption}) \cdot dt \right] * f_{CO2}$$

mit

$E_{heating}$ : Electrical Energy Consumption of the Heating System / elektrischer Energiebedarf des Heizsystems (Heizung und Warmwasser)

$E_{household}$ : Electrical Energy Consumption of the Household / Bedarf Haushaltsstrom

$PV_{self\_consumption}$ : Electrical Energy Generated by PV/PVT Panels and Used locally for Heating System and Household / erzeugter Solarstrom, der lokal für das Heizsystem und den Haushalt genutzt wird

$f_{CO2}$ : CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor (0.631 für Elektrizität; GEMIS, Version 4.93).

Gemäß der Formel wird nur der Anteil des erzeugten Solarstroms, der lokal genutzt wird, für die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen angerechnet; Effekte auf den Strom-Mix bleiben unberücksichtigt. Mit diesem Eingrenzen des Systems auf das Gebäude mit seiner lokalen Wärme- und Stromversorgung kann die Performance der Systeme untereinander direkt verglichen werden; dies macht insbesondere deshalb Sinn, als dass verschiedene Systemvarianten – wie später noch erläutert wird – auf dieselbe Gesamtjahresarbeitszahl dimensioniert wurden.

### 7.1.1 Luft-Sole-Wärmeübergangskoeffizient, optischer Wirkungsgrad ( $\eta_0$ ) und innere Wärmeleitung im PVT-Kollektor ( $F'$ )

Der Einfluss der drei genannten Parameter auf die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems wurde für die Systemkonstellation Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor im Einfamilienhaus untersucht. Abbildung 23 zeigt die Ergebnisse für unterschiedliche Luft-Sole-Wärmeübergangskoeffizienten mit und ohne Eisspeicher (System 9 und 10, Anhang 11.3). Man sieht, dass der Einfluss des Wärmeübergangskoeffizienten groß ist, d.h. es sind weitergehende Detailuntersuchungen zur Verifizierung dessen Größenordnung und zur Ermittlung von Abhängigkeiten bzgl. konstruktiver Gegebenheiten, Einbausituationen sowie baulicher Umgebung erforderlich (vgl. auch Kapitel 4.2.3). Mit einem Wärmeübergangskoeffizienten von über 40 W/m<sup>2</sup>K erreicht man eine Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems von 4,3. Oder anders herum: Wenn sich der Wärmeübergangskoeffizient von 40 auf 15 W/m<sup>2</sup>K verringert, so muss die PVT-Kollektorfläche von 28 m<sup>2</sup> auf über 35 m<sup>2</sup> erhöht werden, um die gleiche Jahresarbeitszahl zu erreichen.

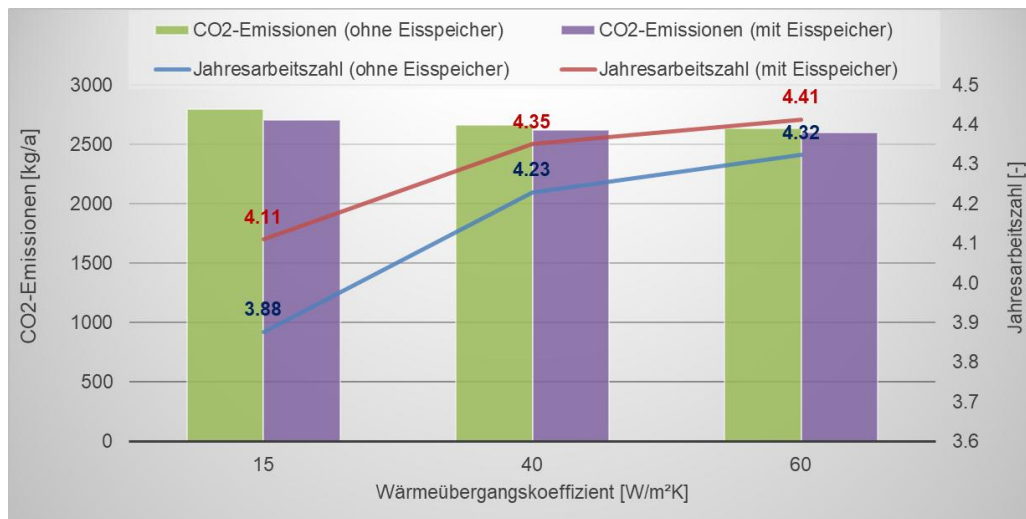


Abbildung 23: Einfluss des Wärmeübergangskoeffizienten auf die Gesamtjahresarbeitszahl und die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Systems mit und ohne Eisspeicher

Es wurde weiterhin untersucht, ob ein schaltbarer Wärmeübergangskoeffizient (von 15 auf 40 W/m<sup>2</sup>K bei unterschiedlicher solarer Einstrahlung auf den Kollektor) das Ergebnis positiv beeinflusst. Der Effekt ist jedoch vernachlässigbar.

In einem nächsten Schritt wurde der optische Wirkungsgrad variiert; der Wärmeübergangskoeffizient wurde dabei mit 40 W/m<sup>2</sup>K angenommen. Die Erhöhung des optischen Wirkungsgrads von 0,35 auf 0,65 verringert die Jahresarbeitszahl lediglich um 1% und den Anteil erzeugter elektrischer Energie um 1,43%.

Für die Variation des internen thermischen Leitwerts  $F'$  zwischen PV-Modul und Wärmetauscher wurden Werte zwischen 20 und 120 W/m<sup>2</sup>K angenommen. Das Erhöhen des thermischen Leitwerts zeigt eine geringfügige Verbesserung der Jahresarbeitszahl um 1,67%, da das PV-Modul etwas besser gekühlt wird und sich damit der Anteil erzeugter elektrischer Energie leicht erhöht. Für die weiteren Simulationen wurde ein thermischer Leitwert von 40 W/m<sup>2</sup>K angesetzt. Das verwendete Simulationsmodell ermöglicht keine Simulation mit sehr kleinen Werten für  $F'$ , d. h. sehr schlechtem Wärmekontakt. Im geplanten Projektteil 2 sollte daher der tatsächliche Wert für  $F'$  und der Bereich, in dem er variieren kann, experimentell ermittelt werden.

### 7.1.2 Fläche PVT-Kollektoren

Zunächst wurden für die Systemkonstellation Sole-Wärmepumpe, PVT-Kollektor und Eisspeicher im Einfamilienhaus (System 10, Anhang 11.3) Simulationen zum Einfluss der Fläche der PVT-Kollektoren durchgeführt. Zielsetzung für die Dimensionierung der PVT-Fläche war dabei eine Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems von 4,3.

Die PVT-Fläche wurde zwischen 22 und 34 m<sup>2</sup> variiert. Dabei erhöht sich die elektrische Energie, die von den PVT-Kollektoren erzeugt wird, um 54%, die ins Netz eingespeiste elektrische Energie um 76% und die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems um 15%. Die im Verhältnis geringere Verbesserung der Jahresarbeitszahl resultiert aus dem nur geringfügig geringeren elektrischen Energiebedarf für das Heizen im Winter. Für eine Gesamtjahresarbeitszahl von 4,3 ist für das Einfamilienhaus eine Fläche von 28 m<sup>2</sup> ausreichend; die spezifische elektrische Energieerzeugung der PVT-Kollektoren beträgt 206,5 kWh/m<sup>2</sup>a. Abbildung 24 zeigt die Gesamtjahresarbeitszahl und die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Systems für die variierende PVT-Fläche.

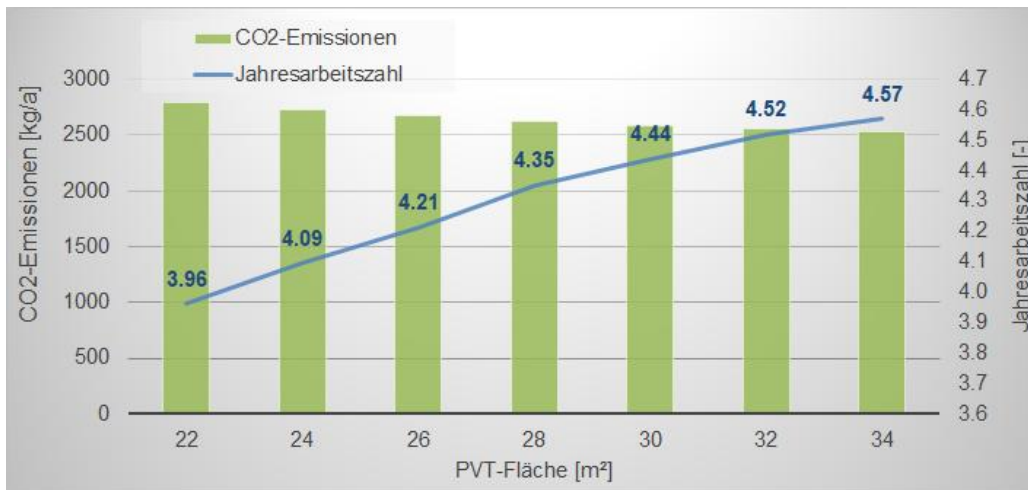


Abbildung 24: Einfluss der PVT-Fläche auf die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems und die CO2-Emissionen des Systems (Sole-Wärmepumpe, PVT-Kollektor und Eisspeicher)

In Tabelle 3 ist die von den PVT-Modulen erzeugte elektrische Energie dem Verbrauch durch Heizung und Haushalt sowie der im Gebäude direkt genutzten Energie von den PVT-Modulen gegenübergestellt. Bei einer Fläche von 28 m² werden 33% der selbst erzeugten elektrischen Energie direkt im Gebäude genutzt. In der Jahresbilanz werden für dieselbe Anlagengröße 95% des elektrischen Energiebedarfs für Heizung und Haushaltsstrom durch die PVT-Module erzeugt.

Tabelle 3: Erzeugte elektrische Energie der PVT-Module, Verbrauch durch Heizung und Haushalt sowie im Gebäude direkt genutzte Energie von den PVT-Modulen für das Einfamilienhaus

PVT-Fläche [m²]	Elektrische Energieerzeugung PVT-Module [kWh/a]	Elektrischer Energieverbrauch Heizung und Haushaltsstrom [kWh/a]	Direkt genutzte elektrische Energie von den PVT-Modulen [kWh/a]	Ins Netz eingespeiste elektrische Energie [kWh/a]
22	4.543	6.137	1.707	2.836
24	4.956	6.108	1.777	3.179
26	5.369	6.082	1.834	3.535
28	5.782	6.061	1.902	3.880
30	6.196	6.055	1.954	4.242
32	6.609	6.053	2.002	4.607
34	7.022	6.046	2030	4.992

Für das Mehrfamilienhaus (System 12, Anhang 11.3) wurde ebenfalls die PVT-Fläche variiert – mit der Systemkonstellation Sole-Wärmepumpe + Gaskessel + PVT-Kollektoren. Die PVT-Fläche wurde zwischen 100 und 130 m² variiert. Dabei erhöht sich die elektrische Energie, die von den PVT-Kollektoren erzeugt wird, um 30%, die ins Netz eingespeiste elektrische Energie um 60% und die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems um 4%. Bei 130 m² PVT-Fläche ergibt sich eine Gesamtjahresarbeitszahl von ebenfalls wieder 4,3. Bei dieser Anlagengröße werden 62% der selbst erzeugten elektrischen Energie (26.840 kWh/a) direkt im Gebäude genutzt (16.664 kWh/a); in der Jahresbilanz werden 30% des elektrischen Energiebedarfs für Heizung und Haushaltsstrom durch die PVT-Module erzeugt.

### 7.1.3 Orientierung und Neigung der PVT-Kollektoren

Für das Einfamilienhaus mit Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor wurden (System 9, Anhang 11.3) verschiedene Orientierungen und Neigungen für die PVT-Kollektoren untersucht. Zunächst wurden für eine Südorientierung die Neigungswinkel 40, 45 (Solar Keymark Referenz) und 60 Grad simuliert. Die Jahresarbeitszahl ändert sich dabei quasi nicht (4,24 bei Neigung 60 Grad gegenüber 4,23 bei den

anderen beiden Neigungen) bei allerdings geringerer erzeugter elektrischer Energie bei 60 Grad. Weiterhin wurden unterschiedliche Orientierungen für eine Neigung von 40 Grad getestet (siehe Tabelle 4). Die Südorientierung weist aufgrund der höheren elektrischen Energieerzeugung durch die PVT-Module klare Vorteile gegenüber der Ost- oder Westorientierung auf (Jahresarbeitszahl 4,23 gegenüber 3,77 bzw. 3,83). Belegt man beide Flächen eines Ost-West orientierten Satteldaches (Neigung 15 bzw. 30 Grad) so ergeben sich ähnliche Jahresarbeitszahlen wie für die reine Ost oder Westorientierung bei 40 Grad Neigung. Aufgrund der geringeren Montagekosten werden PV-Module auf Flachdächern mittlerweile meist in flacher Ost-West-Aufstellung montiert. Dies ist somit auch für SOLINK eine Option in Gegenden mit wenig Schnee. Der elektrische Energieverbrauch der Wärmepumpe ist dabei weitgehend unabhängig von der Orientierung.

*Tabelle 4: Effekt der Orientierung der PVT-Kollektoren auf die System-Performance (Neigung bei Ost-West-Orientierung 15 bzw. 30 Grad), ohne Eisspeicher*

Orientierung der PVT-Fläche	Elektrische Energieerzeugung PVT-Module [kWh/a]	Elektrischer Energieverbrauch Heizung [kWh/a]	Direkt genutzte elektrische Energie von den PVT-Modulen [kWh/a]	Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems [-]
Süd	5.782	3.088	1.864	4,23
Ost	4.362	3.055	1.506	3,77
West	4.497	3.107	1.620	3,83
Ost-West, 15°	4.589	3.096	1.577	3,76
Ost-West, 30°	4.139	3.081	1.504	3,71

#### 7.1.4 Standort und Fläche der PVT-Kollektoren

Zur Untersuchung des Standorteinflusses wurden Simulationen mit den Wetterdaten von Würzburg, Mailand und Coventry durchgeführt. Der Wärmebedarf und der elektrische Energiebedarf (Einfamilienhaus mit Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor, System 9, Anhang 11.3) wurden hierbei in erster Näherung jeweils als gleich hoch angenommen.

Abbildung 25 zeigt, dass sich für Mailand erkennbar höhere Jahresarbeitszahlen ergeben, bzw. dass die Kollektorfläche zum Erreichen derselben Jahresarbeitszahl wie in Würzburg von 28 auf 24 m<sup>2</sup> reduziert werden kann. Mit einem zusätzlichen Eisspeicher von 280 l (System 10, Anhang 11.3) erhöht sich die Jahresarbeitszahl weiter (4,52 bei 24 m<sup>2</sup> PVT-Kollektorfläche, d.h. fast so hoch wie bei 28 m<sup>2</sup> ohne Eisspeicher), siehe Abschnitt 7.1.6. Die Werte für Coventry liegen sehr nahe an denen von Würzburg.

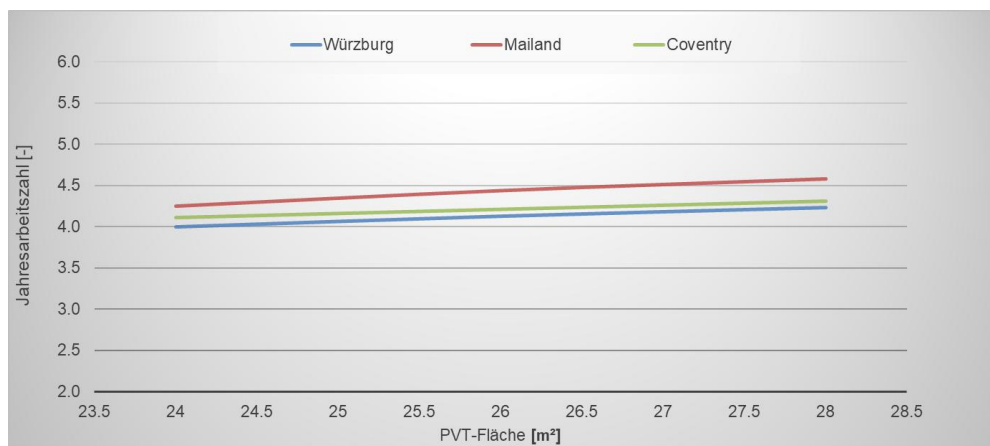


Abbildung 25: Einfluss der PVT-Fläche auf die Gesamtjahresarbeitszahl des Systems an unterschiedlichen Standorten, ohne Eisspeicher

### 7.1.5 Volumen des Pufferspeichers

Der Einfluss des Pufferspeichervolumens wurde sowohl für das Einfamilien- wie auch das Mehrfamilienhaus untersucht (System 9 und 12, Anhang 11.3). Für die Systemkonstellation Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor im Einfamilienhaus ergab eine Erhöhung des Pufferspeichervolumens von 1 m<sup>3</sup> auf 2 m<sup>3</sup> in Verbindung mit Lastverschiebung (siehe Abschnitt 7.2.2) einen Anstieg der Jahresarbeitszahl für das Gesamtsystem um knapp 8% bei Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 3,9%, siehe Tabelle 5. Eine weitere Erhöhung des Volumens auf 3 m<sup>3</sup> erbrachte keinen Effekt mehr aufgrund der Kompensation von zusätzlichen gespeicherten Solargewinnen durch Wärmeverluste des Speichers. Eine Entscheidung für einen größeren Speicher muss auf Grundlage der Kosten gefällt werden.

Tabelle 5: Einfluss des Pufferspeichervolumens auf die System-Performance (ohne Eisspeicher)

Volumen des Pufferspeichers [m <sup>3</sup> ]	Elektrische Energieerzeugung PVT-Module [kWh/a]	Elektrischer Energieverbrauch Heizung [kWh/a]	CO <sub>2</sub> -Emissionen [kg/a]	Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems [-]
0,5	5.782	2.977	2.760	3,97
1	5.782	3.088	2.664	4,23
2	5.781	3.297	2.561	4,55
3	5.781	3.437	2.561	4,55

Für das Mehrfamilienhaus mit der Systemkonstellation Sole-Wärmepumpe + Gaskessel + PVT-Kollektoren wurde ebenfalls das Pufferspeichervolumen erhöht – hier von 2 m<sup>3</sup> auf 4 m<sup>3</sup>. Die Verbesserung der Jahresarbeitszahl um 0,5% bei Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 0,8% ist vernachlässigbar.

### 7.1.6 Volumen des Eisspeichers

Für das Einfamilienhaus mit Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor wurde die Einbindung eines Eisspeichers mit unterschiedlichen Volumina (280 l bis 10.000 l) untersucht (System 10, Anhang 11.3). Ein kleiner Speicher kann aufgrund seiner thermischen Kapazität nur Unterschiede in der Außentemperatur und der solaren Einstrahlung im Bereich von Stunden (typischerweise Tag – Nacht) ausgleichen. In den Simulationen zeigte sich, dass der kleine Eisspeicher (280 l) die Jahresarbeitszahl im Referenzfall nur geringfügig (2,8%) verbessert. Die gleiche Verbesserung kann mit einem weiteren SOLINK-Modul erreicht werden. Als Ursache hierfür wird aufgrund der Analyse von simulierten Tages-Temperaturverläufen ausgegangen, dass es relativ selten Tage gibt, bei denen nach einer Nacht mit Frosttemperaturen, die durch den Eisspeicher überbrückt wird, tagsüber die Soletemperatur soweit aufgeheizt wird, dass der Speicher wieder aufgetaut wird. In Regionen mit mehr Solareinstrahlung bringt der Eisspeicher daher einen größeren Effekt: In Mailand wird die System-Jahresarbeitszahl durch den Eisspeicher von 4,25 auf 4,52 (6,4 %) erhöht. Für die gleiche Verbesserung bräuchte man ansonsten 4 zusätzliche SOLINK-Module.

Weiterhin kann der Eisspeicher die Systemperformance dahingehend positiv beeinflussen, als dass er Temperaturschwankungen der Sole vor Eintritt in die Wärmepumpe ausgleicht und diese somit vor Schäden schützt. Außerdem ist er für die Kühlung von Gebäuden interessant. Die Frage, ob der Eisspeicher sinnvoll ist, ist zum einen eine Frage der Zusatzkosten im Vergleich zu dadurch eingesparten PVT-Modulen – unter Berücksichtigung eventueller weiterer Einsparungen wie ein Mischventil zur Temperaturbegrenzung und Zusatznutzen. Zum anderen hängt die Entscheidung vom Standort (Klimazone) ab.

Der große Eisspeicher (10.000 l) bewirkt (bei deutlich höheren Kosten) eine Steigerung der Jahresarbeitszahl von 20,5% gegenüber dem gleichen System ohne Eisspeicher.

## 7.2 Systemuntersuchungen

Im Rahmen der Systemuntersuchungen wurde zunächst der Einfluss verschiedener Betriebsweisen (Sole-Eintrittstemperatur in die Wärmepumpe, Lastverschiebung, variable Drehzahl der Wärmepumpe, CO<sub>2</sub>-abhängiges Energiemanagement) getestet. Im nächsten Schritt wurde die Integration eines Batteriespeichers für drei verschiedene Wärmepumpensysteme untersucht. Schließlich wurde die Nut-



zung von Wärme aus der Gebäudeabluft betrachtet. Alle Untersuchungen erfolgten – soweit nicht anders hervorgehoben – ohne Eisspeicher.

### **7.2.1 Minimal zulässige Sole-Eintrittstemperatur für die Wärmepumpe**

Zur Untersuchung des Einflusses der minimal zulässigen Sole-Eintrittstemperatur für die Wärmepumpe (siehe auch Kapitel 3.1) wurden drei verschiedene Abschalttemperaturen (Temperatur der Sole-Eintrittstemperatur) gewählt:  $-5^{\circ}\text{C}$ ,  $-10^{\circ}\text{C}$  und  $-15^{\circ}\text{C}$ . Mit niedriger werdender Abschalttemperatur erhöht sich die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems für das Einfamilienhaus (System 9, Anhang 11.3) deutlich – um 39% bei Änderung von  $-5^{\circ}\text{C}$  auf  $-10^{\circ}\text{C}$  und um 47% bei Änderung von  $-5^{\circ}\text{C}$  auf  $-15^{\circ}\text{C}$ ; zwar verschlechtert sich die Arbeitszahl der Wärmepumpe, wenn sie auch bei niedrigeren Temperaturen läuft, aber durch die erhöhte Laufzeit der Wärmepumpe verringert sich in wesentlich stärkerem Maße auch die notwendige Leistungsaufnahme der elektrischen Direktheizung. Dies ist bei der Auswahl für den Betrieb mit PVT-Modulen geeigneter Wärmepumpen und bei der Regelungsstrategie für die Wärmepumpen über den Energiemanager zu berücksichtigen. Der Energieverbrauch der elektrischen Direktheizung beträgt etwa 60 kWh/a (bei Betrieb der Wärmepumpe mit einer minimalen Sole-Eintrittstemperatur von  $-15^{\circ}\text{C}$ ).

Für das System mit Gaskessel im Mehrfamilienhaus (System 12, Anhang 11.3) nimmt die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems mit niedriger werdender Abschalttemperatur ab.

### **7.2.2 Lastverschiebung**

Das Speichern von überschüssiger elektrischer Energie aus der PV-Anlage in Form von Wärme hat einen erheblichen Einfluss auf die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems. Für das Einfamilienhaus mit Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor (System 9, Anhang 11.3) erhöht sie sich um 21%. Der Anteil des elektrischen Energiebedarfs aus dem Netz verringert sich dabei um etwa 10%, der Einspeisung von Strom ins Netz um 11%, was eine Folge der erhöhten Laufzeit der Wärmepumpe am Tag bei höheren Quelltemperaturen ist. Auch die  $\text{CO}_2$ -Emissionen reduzieren sich um 10%.

Bei dem Mehrfamilienhaus (System 12, Anhang 11.3) mit schlechterem energetischem Standard und dem damit verbundenen höheren Niveau der Temperaturen im Heizsystem ist der Effekt nur schwach ausgeprägt; die Jahresarbeitszahl verbessert sich nur um 2,4% bei einer Reduktion der  $\text{CO}_2$ -Emissionen um 1,7%. Die Lastverschiebung wurde jedoch in allen weiteren Simulationen zu den Systemvergleichen eingesetzt.

### **7.2.3 Variable Drehzahl der Wärmepumpe**

Für eine Luft-Wasser-Wärmepumpe als auch für die Sole-Wärmepumpe des SOLINK-Systems wurde für das Einfamilienhaus (System 2 und 9, Anhang 11.3) die Regelung der Drehzahl der Wärmepumpe modifiziert. Zunächst wurde die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe an die jeweils aktuell zur Verfügung stehende PV-Leistung (nach Deckung des elektrischen Energiebedarfs für den Haushalt) angepasst. Dies führt für beide Systeme zu einer deutlichen Erhöhung des Eigenstromverbrauchs zum Heizen, verbunden mit geringerer Netzeinspeisung und geringerem Bedarf an Strom aus dem Netz. Für das System mit der Sole-Wärmepumpe erhöht sich die Jahresarbeitszahl um 13%. Passt man die Leistungsaufnahme der Wärmepumpe über die Drehzahlregelung zusätzlich an die jeweilige benötigte Heizleistung an, ergeben sich in etwa die gleichen Ergebnisse wie bei der vorherigen Variante, da die Wärmepumpe sowieso die meiste Zeit mit voller Leistung läuft, um den Wärmebedarf zu decken. Die alleinige Anpassung der Leistungsaufnahme der Wärmepumpe an die jeweilige benötigte Heizleistung (Standard-Regelung von modulierenden Wärmepumpen), ohne Abhängigkeit von der elektrischen Energie der PV-Module, führt nur zu geringfügigen Verbesserungen gegenüber der Ausgangsvariante (ohne Drehzahlregelung). Abbildung 26 zeigt drei Regelungsvarianten für die Sole-Wärmepumpe mit PVT; man erkennt dass die Anpassung der Leistungsaufnahme der Wärmepumpe sowohl an die zur Verfügung stehende PV-Leistung als auch an die benötigte Heizleistung gegenüber der Lastverschiebung eine Erhöhung der Jahresarbeitszahl von 15% mit sich bringt. Die  $\text{CO}_2$ -Emissionen verringern sich um 7%.

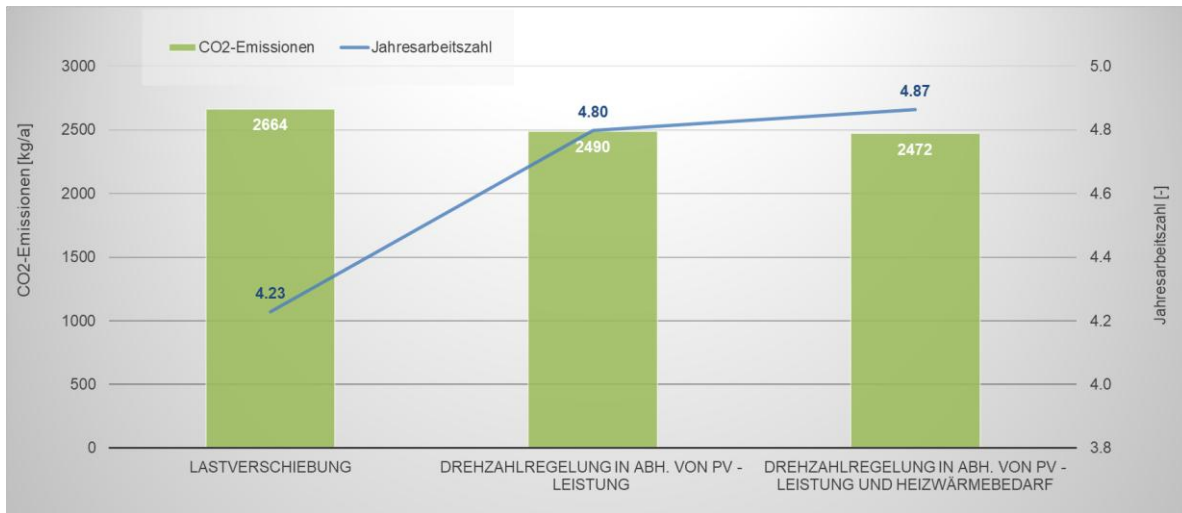


Abbildung 26: Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems und CO<sub>2</sub>-Emissionen für das System mit Sole-Wärmepumpe und PVT für verschiedene Regelungsstrategien

## 7.2.4 CO<sub>2</sub>-abhängiges Energiemanagement

Für das Mehrfamilienhaus mit der Systemkonstellation Sole-Wärmepumpe + Gaskessel + PVT-Kollektoren (System 12, Anhang 11.3) wurde untersucht, inwieweit eine Energiemanagementstrategie in Abhängigkeit des jeweils aktuellen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors für die Strombereitstellung aus dem Netz die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems beeinflusst. Die Regelung wählt dabei den Wärmeerzeuger (Wärmepumpe oder Gaskessel) anhand des niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors (Strom, Gas) aus.

Die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (0,04%) ist vernachlässigbar. Grund hierfür ist, dass die betriebsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wärmepumpe selbst bei geringem COP und gleichzeitig hohem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für die Strombereitstellung niedriger sind als die des Gaskessels. Außerdem liegt der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für die Strombereitstellung (variabel) nur zu wenigen Zeiten im Jahr über dem von Gas (konstant: 0,239 kg CO<sub>2</sub>/kWh Gas). Selbst wenn man annimmt, dass der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für Gas bei 0,2 oder 0,17 kg CO<sub>2</sub>/kWh Gas liegt (Beimischung von Biogas im Gasnetz), verringern sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen nur um 1,3%, da auch die Standardregelung von dem niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor profitiert.

## 7.2.5 Integration eines Batteriespeichers

Für das Einfamilienhaus wurde die Integration eines Batteriespeichers für drei verschiedene Wärmepumpensysteme untersucht (System 3, 8 und 11, Anhang 11.3). Die Regelung erfolgt dabei in der Weise, dass die vom PVT-Kollektor erzeugte elektrische Energie zunächst zur Deckung des Haushaltsstromverbrauchs verwendet wird, in zweiter Priorität dann zur Ladung der Batterie und schließlich für die Lastverschiebung der Wärmepumpe (vgl. Kapitel 7.2.2). Ein dann noch verbleibender Überschuss wird ins Netz eingespeist. Die Batterie wird nur durch elektrische Haushaltsverbraucher entladen, nicht durch die Wärmepumpe. Abbildung 27 zeigt den Einfluss der Batteriekapazität auf den Eigenverbrauch im Haushalt und die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems für die Sole-Wärmepumpe mit PVT. Man erkennt, dass ab einer Kapazität von ca. 10 kWh der Eigenverbrauch nur noch geringfügig ansteigt. Die Jahresarbeitszahl verringert sich um etwa 10%. Der Grund hierfür ist, dass weniger Strom zur Lastverschiebung genutzt wird, und die Wärmepumpe daher mehr Strom vom Netz bezieht.

Vermutlich besteht hier noch ein Verbesserungspotential durch eine optimierte, evtl. auch prädiktive Regelstrategie.

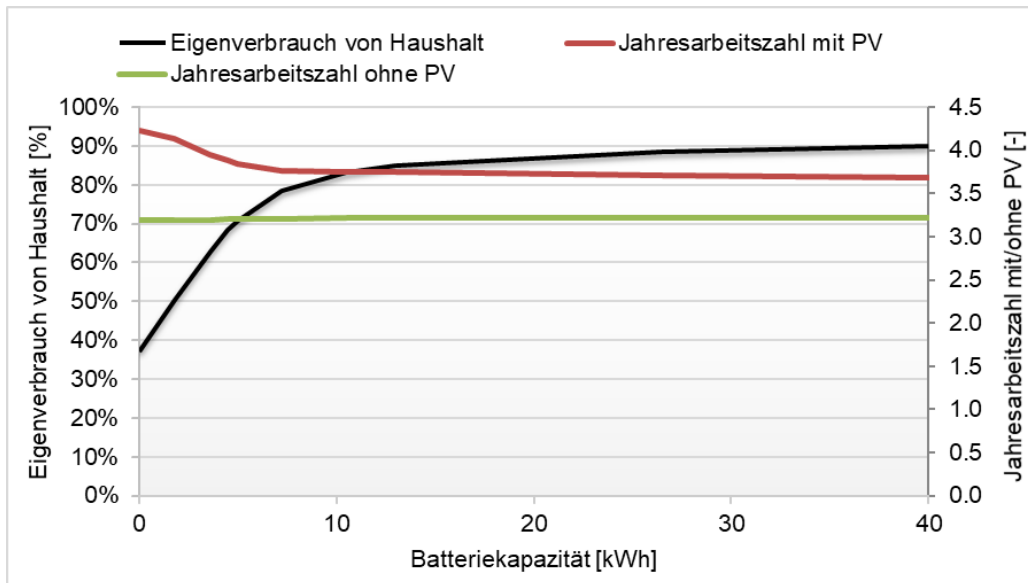


Abbildung 27: Einfluss der Batteriekapazität auf den Eigenverbrauch im Haushalt und die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems für die Sole-Wärmepumpe mit PVT im Einfamilienhaus

Für die Systeme mit Luft-Wasser-Wärmepumpe + PV und Erdreich-Wärmepumpe + PV ergeben sich ähnliche Kurvenverläufe. Beim System mit Erdreich-Wärmepumpe + PV bleibt der Eigenverbrauch auch bei hoher Batteriekapazität unter 80%.

### 7.2.6 Nutzung von Wärme aus der Abluft des Gebäudes

Für das Einfamilienhaus mit Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor wurde untersucht, inwieweit eine zusätzliche Wärmequelle – Abluft aus der Gebäudelüftung – die Systemperformance verbessern kann. Dabei wurden zwei Systemkonstellationen, ohne und mit Eisspeicher, betrachtet (System 9 und 10, Anhang 11.3). Beim System ohne Eisspeicher wird ein dem PVT-Kollektor nachgeschalteter Wärmetauscher im Abluftstrom dann aktiviert, wenn die Sole-Temperatur aus dem PVT-Kollektor unter der Abluft-Temperatur aus dem Gebäude liegt – solange der Wärmetauscher nicht vom Einfrieren bedroht ist (d.h. Betrieb solange Ablufttemperatur hinter dem Wärmetauscher  $> 1^{\circ}\text{C}$ ). Ein zusätzlicher Eisspeicher kann durch die Abluftwärmenutzung auch dann beladen werden, wenn die Wärmepumpe nicht läuft. Durch einen zusätzlichen Bypass muss der PVT-Kollektor nicht immer durchströmt werden. Die Simulationen zeigen in beiden Fällen nur eine geringe Verbesserung der Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems (bestenfalls 4,5% bei erhöhtem Abluftvolumenstrom und mit Eisspeicher). Gründe sind die relativ geringe thermische Leistung aus dem Abluftvolumenstrom – typischerweise 0,3 bis 0,4 kW – im Verhältnis zur thermischen Leistung der Wärmepumpe (7,0 bis 7,9 kW) sowie die geringen übertragbaren Energiemengen, da der Wärmetauscher nur bis Ablufttemperaturen  $> 1^{\circ}\text{C}$  in Betrieb ist. Hier ist im Weiteren zu untersuchen, inwieweit mit einer angepassten Hydraulik und Regelung noch Verbesserungen zu erreichen sind; ansonsten ist der Zusatzaufwand vermutlich nicht gerechtfertigt.

## 7.3 Vergleich verschiedener Wärmeversorgungskonzepte bzgl. ihrer Vollkosten und $\text{CO}_2$ -Emissionen

Im Folgenden werden zunächst vier Systemvarianten zur Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses miteinander verglichen, die eine nahezu gleiche Jahresarbeitszahl gemäß der obigen Definition (siehe Kapitel 7.1) von etwa 4,2<sup>1</sup> aufweisen (vgl. auch Tabelle 7). Damit soll untersucht werden, ob das vorgeschlagene SOLINK-System sich aus ökonomischer Sicht gegenüber konkurrierenden Wärmepumpensystemen mit zusätzlichem PV-Generator bzw. gegenüber einem Gaskessel mit thermischen Kollektoren behaupten kann.

<sup>1</sup> Aus simulationstechnischen Gründen ergab sich die Systemjahresarbeitszahl = 4,2 statt der Auslegungsgröße 4,3. Mit etwas größeren Flächen oder System-Optimierungen – z. B. Regelung/Energiemanager, PVT-Modul – ist auch der Wert 4,3 erreichbar. Das System mit Eisspeicher hat bei sonst gleichen Komponenten eine Systemjahresarbeitszahl von 4,35.

Es wurden folgende Systeme in TRNSYS modelliert:

- Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Elektro-Direktheizung, ohne/mit PV-Module (40 m<sup>2</sup>, 6,8 kW<sub>p</sub>)
- Erdreich-Wärmepumpe mit Elektro-Direktheizung, ohne/mit PV-Module (18 m<sup>2</sup>, 3,06 kW<sub>p</sub>)
- Gaskessel, mit/ohne thermische Sonnenkollektoren (10 m<sup>2</sup> Flachkollektoren)
- Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Elektro-Direktheizung und PVT-Kollektoren (28 m<sup>2</sup>, 4,76 kW<sub>p</sub>), ohne/mit Eisspeicher (280 l)

Die Elektro-Direktheizung ist nur als Reserve-System für besonders tiefe Außentemperaturen gedacht und läuft nur wenige Stunden im Jahr (Energieverbrauch maximal 60 kWh/a).

Auch für das Mehrfamilienhaus wird ein Vergleich angestellt mit den Varianten

- Gaskessel, mit thermischen Sonnenkollektoren (60 m<sup>2</sup> Flachkollektoren)
- Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Gaskessel und PVT-Kollektoren (130 m<sup>2</sup>, 22,1 kW<sub>p</sub>)

Sämtliche Anlagenschemata und die verwendeten Systemparameter sind wiederum Anhang 11.3 und 11.5 zu entnehmen.

Für das Einfamilienhaus ist in Tabelle 6 der Unterschied der zwei Wärmepumpen-Systemvarianten Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren im Hinblick auf die Größe der Solarsysteme bei nahezu gleicher Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems (Ausnahme System mit Eisspeicher) dargestellt. Man erkennt, dass für die Luft-Wasser-Wärmepumpe eine deutlich größere PV-Fläche notwendig ist, um die gleiche Jahresarbeitszahl zu erzielen. Grund hierfür ist die geringe Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe selbst wegen der niedrigen Quelltemperatur der Außenluft. Allerdings produziert die PV-Anlage auch die größte Menge an Überschussenergie.

*Tabelle 6: Flächen der PV/PVT-Systeme, erzeugte elektrische Energie, Überschussenergie von der PV-Anlage und Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems für die zwei Systemvarianten Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren (ohne/mit Eisspeicher)*

Systemvarianten	PVT/PV-Fläche [m <sup>2</sup> ]	erzeugte elektrische Energie [kWh/a]	Überschussenergie aus PV [kWh/a]	Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems [-]
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen	40	7.542	5.168	4,21
Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren	28	5.782	3.918	4,23
Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren und Eisspeicher	28	5.782	3.880	4,35

Betrachtet man die Performance der drei oben beschriebenen Wärmepumpensysteme – Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen, Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren – mit und ohne direkte Stromnutzung von der PV-Anlage, d.h. die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems und die rein thermische Effizienz der Wärmepumpen (inkl. der Nachheizung über den elektrischen Heizstab), so ergeben sich die Ergebnisse in Tabelle 7. Während die Zielsetzung für den Vergleich bei direkter PV-Stromnutzung eine gleiche Jahresarbeitszahl war, zeigt die rein thermische Effizienz der verschiedenen Wärmepumpen erwartungsgemäß deutliche Unterschiede. Die hohe Jahresarbeitszahl der Erdreich-Wärmepumpe erklärt sich aus der im Vergleich höchsten und nahezu konstanten Quelltemperatur des Erdreichs. Die PVT-Sole-Wasser-Wärmepumpe profitiert von der teilweisen Solarstrahlungsumwandlung in Wärme und erreicht aufgrund der dadurch erhöhten Quelltemperaturen ebenfalls eine bessere Jahresarbeitszahl als die Luft-Wasser-Wärmepumpe; die PVT-Kollektoren sind deshalb aus thermischer Sicht unabdingbarer Bestandteil für das System. Es sei noch bemerkt, dass die Simulationen für den Fall ohne direkt genutzten PV-Strom

sinnvollerweise ohne Lastverschiebung (oder andere (Preis-) Signale aus dem Netz) durchgeführt wurden, während bei PV-Strom-Eigennutzung Lastverschiebungen berücksichtigt wurden.

*Tabelle 7: Flächen der PV/PVT-Systeme und Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems (mit direkt genutztem Strom von der PV-Anlage) bzw. der Wärmepumpe (ohne direkt genutzten Strom von der PV-Anlage) für die drei Systemvarianten*

Systemvarianten	PVT/PV-Fläche [m <sup>2</sup> ]	Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems mit Nutzung PV-Strom [-]	Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (ohne Nutzung PV-Strom) [-]
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen	40	4,21	2,83
Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen	18	4,22	3,57
Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren (ohne Eisspeicher)	28	4,23	3,26

Tabelle 8 zeigt die elektrische Energieaufnahme der Wärmepumpe insgesamt sowie die für den Betrieb bezogene Energie aus dem öffentlichen Netz. In allen drei Fällen (der Fall mit Eisspeicher ist hier nicht betrachtet) wird über das Jahr mehr Strom von der PV-Anlage produziert als die Wärmepumpe verbraucht. Weiterhin ist der Eigenstromverbrauch, d. h. der Anteil der PV-Produktion, der direkt verbraucht wird, dargestellt. Luft-Wärmepumpe + PV und Sole-Wärmepumpe + PVT liegen hier ähnlich, was an dem größeren Verbrauch der Wärmepumpe liegt.

*Tabelle 8: Elektrische Energieaufnahme der Wärmepumpe gesamt und vom Netz sowie Eigenstromverbrauch für die drei Varianten*

Systemvarianten	Elektrische Energieaufnahme Wärmepumpe total [kWh/a]	Verhältnis PV-Produktion / WP-Verbrauch [-]	Elektrische Energieaufnahme Wärmepumpe vom Netz [kWh/a]	Eigenstromverbrauch (Wärmepumpe und Haushalt) [%]
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen	3.550	2,12	2.347	31,5
Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen	2.819	1,2	2.336	44,0
Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren	3.088	1,87	2.333	32,2

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich für sämtliche oben aufgeführten Systeme wurde auf Basis der Annuitäten-Methode nach VDI 2067 durchgeführt. Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre. Die Grundannahmen hierfür sind in Tabelle 9 (Investitionskosten Einfamilienhaus), Tabelle 13 (Investitionskosten Mehrfamilienhaus), Tabelle 10 (Preissteigerungsraten, Zins- und Inflationsrate) und Tabelle 11 (Energiepreise) aufgeführt. Detaillierte Angaben zu den Investitionskosten finden sich im Anhang 11.6.

*Tabelle 9: Kostenansätze für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen beim System Einfamilienhaus nach VDI 2067, alle Angaben ohne MwSt. (LWWP+PV = Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen; EWP+PV = Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen; GK+STK = Gaskessel mit solarthermischen Kollektoren; SWWP+PVT = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren); für das System SWWP+PVT wurden zwei Preisansätze gewählt: für SWWP+PVT1 wurde eine Serienfertigung des PVT-Kollektors mit mehr als 20.000 m<sup>2</sup> pro Jahr angenommen, während bei SWWP+PVT2 mit dem Marktpreis für den PVT-Kollektor bei Kleinserie gerechnet wurde*

Position	LWWP+PV	GK+STK	SWWP+PVT1	SWWP+PVT2	EWP+PV
Investitionskosten für sämtliche Komponenten und Installation [€] (die Einzelpositionen sind im Anhang 11.6 aufgelistet)	<b>24.007</b>	<b>22.496</b>	<b>25.820</b>	<b>27.926</b>	<b>25.866</b>

*Tabelle 10: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach VDI 2067*

Energiepreissteigerung pro Jahr	<b>3%</b>
Wartungskosten pro Jahr	<b>1,5% der Investitionskosten</b>
Steigerung Wartungskosten pro Jahr	<b>2%</b>
Inflationsrate	<b>2%</b>
Zinssatz	<b>3%</b>
Betrachtungszeitraum	<b>20 Jahre</b>

*Tabelle 11: Angesetzte Energiepreise für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach VDI 2067, alle Angaben ohne MwSt. (Quellen: Strom- und Gaspreis BDEW, <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/daten-grafik-de>, aufgerufen im April 2017; Wärmepumpenstrom aus Vergleich verschiedener Stromanbieter im April 2017; Einspeisevergütung PV entsprechend EEG Fördersatz (Stand April 2017))*

	Preis [€ /kWh]
Haushaltsstrom	<b>0,245</b>
Wärmepumpenstrom	<b>0,185</b>
Einspeisevergütung	<b>0,123</b>
Gas	0,049 (EFH) / 0,0444 (MFH)

In Abbildung 28 sind die Vollkosten aller Systemvarianten für das Einfamilienhaus dargestellt. Wie in Tabelle 9 erwähnt, wurden für das System Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren zwei Preisansätze gewählt für Serien- bzw. Kleinserienfertigung des PVT-Kollektors (siehe Kapitel 4.3); die Differenz beträgt ca. 2.100 € für die simulierte Anlage mit 4,76 kW<sub>p</sub>. Die Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen weist die niedrigsten Vollkosten über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren auf.

Dies ist auf die im Vergleich zu den anderen Systemen niedrigeren Investitionskosten (vgl. Tabelle 9) zurückzuführen und die große Menge an erzeugter elektrischer Energie (vgl. Tabelle 6), die für Haushalt und Wärmepumpe eingesetzt werden kann. Die Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren weist auch schon heute niedrigere Vollkosten als ein System mit Erdreich-Wärmepumpe auf; bei letzterem beeinflussen die Gesamtinvestitionskosten des Wärmepumpensystems sowie die geringere Menge an erzeugtem Solarstrom das Ergebnis.

Der Gaskessel ohne thermische Kollektoren weist die zweitniedrigsten Vollkosten nach der Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen auf, jedoch bei den höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Systeme. Die Kosten liegen fast bei denen der Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren, deren Emissionen jedoch fast 50% geringer sind. Mit zusätzlichen thermischen Kollektoren weist der Gaskessel die zweithöchsten Kosten auf bei immer noch hohen Emissionen. Die Vollkosten einer Luft-Wärmepumpe ohne PV-Anlage sind höher als die Werte für alle mit PV bzw. PVT gerechneten Systeme, die CO<sub>2</sub>-Emissionen entsprechen ungefähr denen des Gaskessels mit solarthermischen Kollektoren.

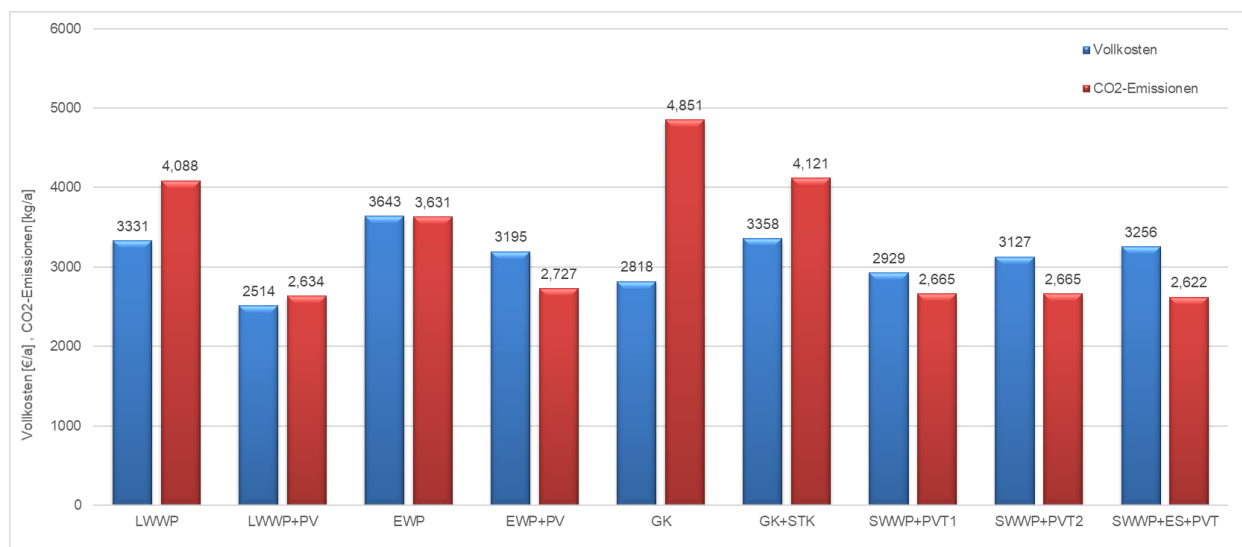


Abbildung 28: Netto-Vollkosten (ohne MwSt.) der neun Systemvarianten für das Einfamilienhaus berechnet für einen Zeitraum von 20 Jahren (LWWP+PV = Luft-Wasser-Wärmepumpe mit 6,8 kW<sub>p</sub> PV-Generator; EWP+PV = Erdreich-Wärmepumpe mit 3,06 kW<sub>p</sub> PV-Generator; GK+STK = Gaskessel mit 10 m<sup>2</sup> Flachkollektoren; SWWP+PVT = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit 4,76 kW<sub>p</sub> PVT-Kollektoren); SWWP+PVT1 mit Preis für Serienfertigung und SWWP+PVT2 mit Marktpreis bei Kleinserie

Wenn der PVT-Kollektor in größerer Serie gefertigt wird, dann nähern sich die System-Vollkosten denen des Systems mit Luft-Wasser-Wärmepumpe und PV-Anlage an. Weitere Erläuterungen zu den PVT-Systemkosten und dem über die verwendeten Zahlen hinaus gehenden Potential sind Abschnitt 4.3 zu entnehmen.

Ein entscheidender Vorteil des SOLINK-Systems gegenüber der Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage ist der geringere Flächenbedarf für die PVT-Kollektoren (bei gleicher Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems); insbesondere bei Mehrfamilienhäusern ist die verfügbare Dachfläche im Verhältnis zur beheizten Wohnfläche begrenzt. Bei frei verfügbarer Fläche kann die Systemperformance des SOLINK-Systems mit weiteren PVT-Kollektoren verbessert werden; dies ist bei einer Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage nicht der Fall. Ein weiterer wichtiger Vorteil ist die nicht vorhandene Lärmbelastung beim SOLINK-System. Der Betrieb von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit im Freien aufgestellten Verdampfern ist insbesondere in dichteren Wohnquartieren problematisch. Bei Erdreich-Wärmepumpen erweisen sich häufig – insbesondere in innerstädtischen Situationen – der notwendige Platzbedarf bzw. geologische oder andere Voraussetzungen für Erdsonden (bzw. Bohrungen zur Nutzung von Grundwasser) als Hinderungsgrund für die Ausführung. Auch hier stellt das SOLINK System eine attraktive Alternative dar.

Berechnet man die Vollkosten ohne Einspeisung ins öffentliche Netz, ändert sich die Reihenfolge nur in Bezug auf die Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren in Kleinserie, die dann höhere Kosten als die Erdreich-Wärmepumpe mit PV aufweist. Die gleiche Reihenfolge ergibt sich bei einer Betrachtung über 10 Jahre (mit Einspeisung). Die Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren und

Eisspeicher hat jeweils etwas höhere Vollkosten als die Erdreich-Wärmepumpen mit PV; die Variante mit Gaskessel und thermischen Kollektoren ist aufgrund der hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen keine Alternative.

Erhöht man den Zielwert der Jahresarbeitszahl für das Gesamtsystem auf 4,75, sind beim Einfamilienhaus für das System mit Luft-Wasser-Wärmepumpe 64 m<sup>2</sup> PV-Fläche erforderlich, für die Erdreich-Wärmepumpe lediglich 26 m<sup>2</sup> und für das SOLINK System 40 m<sup>2</sup> PVT-Fläche. Bei der Vollkostenbetrachtung über 20 Jahre ergibt sich dasselbe Bild wie in Abbildung 28, nur mit etwas geringeren Absolutwerten. D.h. der Flächenvorteil des SOLINK Systems gegenüber einer Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV wird damit wieder sehr deutlich.

Wie eingangs in Kapitel 7.1 erwähnt, wurde nur der Anteil des erzeugten Solarstroms, der lokal genutzt wird, für die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen angerechnet – d.h. nur der aufgrund der PV-Strom-Eigennutzung reduzierte Strombezug wurde mit dem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor bewertet und nicht der durch Einspeisung von Solarstrom verdrängte (bzw. nicht produzierte) Netzstrom. Hintergrund hierfür war, dass als Systemgrenze das Gebäude mit seiner lokalen Wärme- und Stromversorgung gewählt wurde, um die Performance der Systeme untereinander direkt vergleichen zu können. Bezieht man den eingespeisten PV-Strom bzw. den dadurch verdrängten Netzstrom mit in die CO<sub>2</sub>-Bilanzierung ein (und geht davon aus, dass das Netz jeweils auch den eingespeisten Strom aufnehmen kann), ergeben sich die Zahlen in Tabelle 12.

*Tabelle 12: Flächen der PV/PVT-Systeme und CO<sub>2</sub>-Emissionen ohne (vgl. auch Abbildung 28) und mit Berücksichtigung der Einspeisung von PV-Strom ins Netz für die drei Varianten*

Systemvarianten	PVT/PV-Fläche [m <sup>2</sup> ]	CO <sub>2</sub> -Emissionen ohne Berücksichtigung der Einspeisung von PV-Strom ins Netz [kg/a]	CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Berücksichtigung der Einspeisung von PV-Strom ins Netz [kg/a]
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen	40	2.634	-627
Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen	18 / 40	2.727 / 2.313	1.529 / -1.055
Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren (ohne Eisspeicher)	28 / 40	2.665 / 2.450	192 / -1.464

Die Reihenfolge der Systeme bzgl. der CO<sub>2</sub>-Emissionen ändert sich bei der Berücksichtigung der Auswirkungen auf das Netz nicht, aber die Unterschiede sind viel stärker ausgeprägt. Für das System Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV ergeben sich negative Emissionen aufgrund des größten Anteils verdrängten Netzstroms. Die Ergebnisse hängen im Wesentlichen von der deutlich unterschiedlichen Größe der PV-Systeme und damit der Menge des selbstgenutzten und eingespeisten Stroms ab. Die gewählte Größe der PV-Systeme ergab sich aus der Auslegung auf eine gleiche Jahresarbeitszahl; legt man alle drei Systeme auf die gleiche PV-Fläche (von 40 m<sup>2</sup>) aus, so ergibt sich gemäß Tabelle 12 ein gänzlich anderes Bild: Schon ohne Berücksichtigung der Einspeisung von PV-Strom ins Netz schneidet das System Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV schlechter ab als die anderen beiden Systeme. Hier liegt auch das System Erdreich-Wärmepumpe mit PV aufgrund der größeren thermischen Effizienz noch leicht vor der PVT-Sole-Wasser-Wärmepumpe. Die höhere Solarstromerzeugung der PVT-Kollektoren gegenüber den reinen PV-Modulen sorgt jedoch dafür, dass bei Berücksichtigung der Auswirkungen auf das Netz die PVT-Sole-Wasser-Wärmepumpe aufgrund der größeren eingespeisten Menge an PV-Strom die höchsten negativen Emissionen aufweist.

In Tabelle 13 sind die Investitionskosten für die betrachteten Systemvarianten des Mehrfamilienhauses aufgeführt; auch hierzu finden sich die detaillierten Angaben im Anhang 11.6. Beim SOLINK-System kommt hier zusätzlich ein Gaskessel zum Einsatz.



Tabelle 13: Kostenansätze für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen beim System Mehrfamilienhaus nach VDI 2067, alle Angaben ohne MwSt. (GK+STK = Gaskessel mit solarthermischen Kollektoren; SWWP+PVT+GK = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren und Gaskessel); für das System SWWP+PVT wurden zwei Preisansätze gewählt: für SWWP+PVT1 wurde eine Serienfertigung des PVT-Kollektors mit mehr als 20.000 m<sup>2</sup> pro Jahr angenommen, während bei SWWP+PVT2 mit dem Marktpreis für den PVT-Kollektor bei Kleinserie gerechnet wurde

Position	GK+STK	SWWP+PVT1+GK	SWWP+PVT2+GK
Investitionskosten für sämtliche Komponenten und Installation [€] (die Einzelpositionen sind im Anhang 11.6 aufgelistet)	<b>52.377</b>	<b>85.412</b>	<b>94.258</b>

In Abbildung 29 sind die Vollkosten der Systemvarianten für das Mehrfamilienhaus dargestellt. Das System mit Sole-Wasser-Wärmepumpe, Gaskessel und PVT-Kollektoren weist auch mit den Herstellkosten für Kleinserie schon niedrigere Vollkosten als das System mit Gaskessel (ohne und mit thermischen Kollektoren) auf, bei deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Das heißt der Austausch eines alten Heizsystems gegen eine SOLINK Anlage ist wirtschaftlich und verringert die Umweltbelastungen gegenüber einer konventionellen Lösung. Bei einer Betrachtung über 10 Jahre weist die Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Gaskessel und PVT-Kollektoren in Kleinserie noch leicht höhere Kosten als der Gaskessel mit thermischen Kollektoren auf.

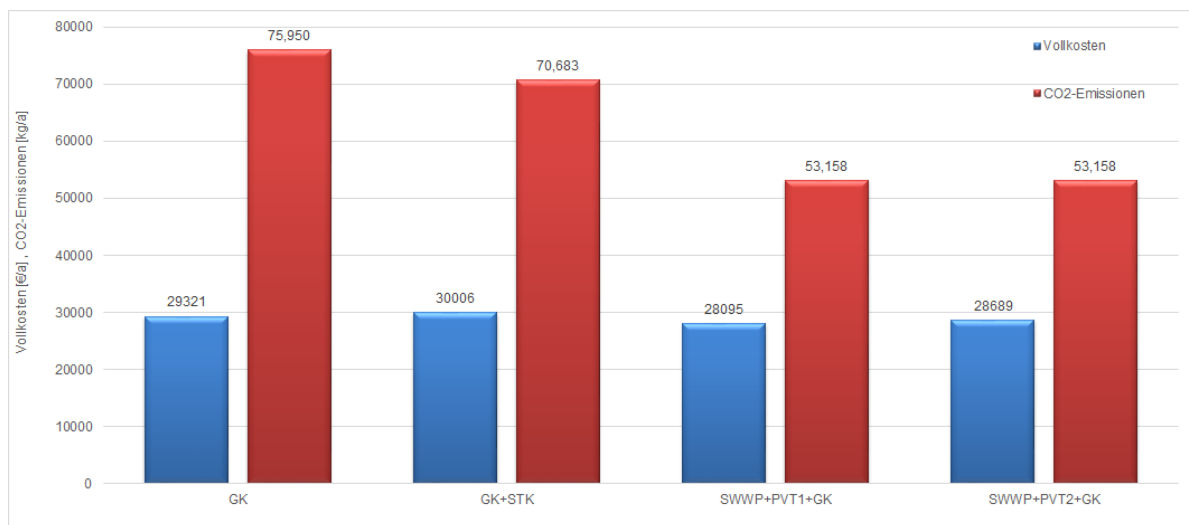


Abbildung 29: Netto-Vollkosten (ohne MwSt.) der vier Systemvarianten für das Mehrfamilienhaus berechnet für einen Zeitraum von 20 Jahren (GK+STK = Gaskessel mit 60 m<sup>2</sup> Flachkollektoren; SWWP+PVT+ GK = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit 22,1 kW<sub>p</sub> PVT-Kollektoren und Gaskessel); SWWP+PVT1 mit Preis für Serienfertigung und SWWP+PVT2 mit Marktpreis bei Kleinserie

## 8 Akquisition und Planung von Feldtestanlagen

### 8.1 Erste Feldanlage bei Consolar Belgien

Eine erste Anlage mit 40 Modulen (80 m<sup>2</sup>, 13,6 kW<sub>p</sub>) wurde ab Mitte April bei der belgischen Consolar-Landesvertretung, die auch Konsortiumsmitglied ist, installiert. Mit den Modulen wird eine 20 kW-Wärmepumpe betrieben um die Büro- und Lagerräumlichkeiten zu heizen. Eine weitere 20 kW-Wärmepumpe kann zugeschaltet werden, so dass damit auch die Leistungsgrenzen der Module erprobt werden können. Die Anlage ist mit einem großen (2760 l) Pufferspeicher gekoppelt. Ein bestehender Öl-Kessel bleibt vorerst als Back-up-Wärmeerzeuger ebenfalls installiert.

Die Montage der Kollektoren funktionierte gut, es wurden aber auch Optimierungspunkte deutlich, v. a. bezüglich der Modulbefestigung und beim Handling (Schutz der Lamellen und Schutz vor Verletzung). Die Inbetriebnahme erfolgte noch nicht innerhalb des Projektzeitraums.

Die grundsätzliche Funktion und das Betriebsverhalten sollen im zweiten Projektteil über die vom Regler erfassten Daten betrachtet und ausgewertet werden.

## **8.2 Weitere Feldtestanlagen**

Für weitere Anlagen gibt es mehrere Interessenten, hierfür wurden Planungsleistungen und teilweise Simulationen durchgeführt. Diese Anlagen – soweit sie realisiert werden – können im Projektteil 2 als Feldtestanlagen genutzt werden.

## **9 Fazit und Ausblick**

Die in diesem Bericht vorgestellten Ergebnisse zeigen sowohl die technische als auch wirtschaftliche Belastbarkeit der neuartigen PVT-Wärmepumpen-Versorgungseinheit auf.

Das SOLINK-System weist schon mit den heute ermittelten Herstellkosten niedrigere Vollkosten als ein System mit Luft- oder Erdreich-Wärmepumpe auf. Wenn der PVT-Kollektor in größerer Serie gefertigt wird, dann nähern sich die System-Vollkosten denen des Systems mit Luft-Wasser-Wärmepumpe und PV-Anlage an, bei etwa gleichen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Ein entscheidender Vorteil des SOLINK-Systems gegenüber der Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage ist der geringere Flächenbedarf für die PVT-Kollektoren oder anders herum die Ausbaumöglichkeit bzgl. PV-Leistung. Ein weiterer wichtiger Vorteil ist die nicht vorhandene Lärmbelastung beim SOLINK-System. Der Betrieb von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit im Freien aufgestellten Verdampfern ist insbesondere in dichten Wohnquartieren problematisch. Bei Erdreich-Wärmepumpen erweisen sich häufig der notwendige Platzbedarf bzw. geologische Voraussetzungen für Bohrungen als Hinderungsgrund für die Ausführung. Für das Mehrfamilienhaus weist das SOLINK-System mit Gaskessel heute schon niedrigere Vollkosten als ein System mit Gaskessel (ohne oder mit thermischen Kollektoren) auf, bei deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Das heißt der Austausch eines alten Heizsystems gegen eine SOLINK Anlage ist wirtschaftlich und verringert die Umweltbelastungen gegenüber einer konventionellen Lösung.

Da es sich um eine neuartige Technologie handelt, muss die Entwicklung durch weitere detaillierte und fundierte Untersuchungen abgesichert werden. So kann vermieden werden, dass diese vielversprechende neue Möglichkeit eines klimafreundlichen Heizsystems durch Fehler während und nach der Markteinführung in Verruf gebracht wird. Dazu sind weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Projektteil 2 geplant.

Für die PVT-Kollektoren müssen vor allem der Wärmeübergangskoeffizient Luft-Sole, der großen Einfluss auf die Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems hat, sowie der innere thermische Leitwert, der im verwendeten Kollektormodell nur grob angenähert wird, weiter (experimentell) untersucht werden. Bezgl. der Untersuchung und ggf. Optimierung des Wärmeübergangskoeffizienten konnten aus dem Beratungsgespräch mit Prof. Ruck (KIT) wertvolle Erkenntnisse gewonnen werden. Für eine bessere Abbildung des inneren thermischen Leitwerts muss das Kollektormodell in der Simulationsumgebung auf Basis von Experimenten angepasst werden. Die Simulationsuntersuchungen zeigen jedoch, dass das Potential zur Verbesserung der Arbeitszahl durch eine Erhöhung des Wärmeübertragungskoeffizienten über 60 W/(K m<sup>2</sup>) hinaus begrenzt ist. Weitere Untersuchungen und Optimierungen sollten daher neben der Effizienzsteigerung v. a. die weitere Kostenreduzierung zum Inhalt haben. So ist es vermutlich möglich, den Materialeinsatz des Lamellen-Wärmetauschers spürbar zu reduzieren (v. a. durch Reduzierung der Anzahl der Lamellen) ohne hierdurch den Wärmeübergangskoeffizienten zu verschlechtern. Dies verbessert die Wettbewerbsfähigkeit des Systems. Bei der Optimierung sollten sowohl Varianten geprüft werden, bei denen eine gegebene Dachfläche zum Teil mit PVT-Kollektoren mit hohem Wärmeübergangskoeffizienten belegt wird und der Rest mit reinen PV-Modulen (auf dem gleichen Montagesystem) als auch die Variante, bei der der Wärmeübergangskoeffizient schlechter ist – bei geringeren Wärmeübertragerkosten – und das gesamte Feld mit PVT-Kollektoren belegt wird.

Für die Systemjahresarbeitszahl zeigen die Untersuchungen teilweise einen wesentlichen Einfluss der Systemintegration. So erhöht sie sich beispielsweise für das Einfamilienhaus mit Sole-Wärmepumpe und PVT-Kollektor um 21 %. Eine weitere Steigerung ist durch eine geeignete Leistungsregelung der Wärmepumpe auf eine Systemjahresarbeitszahl von 4,87 möglich.

Hinsichtlich des Speichervolumens zeigte sich bei dem Pufferspeicher, dass eine Verdopplung durchaus zu einer nennenswerten Verbesserung der Jahresarbeitszahl führt, die Entscheidung muss jeweils auf Grundlage der Kosten gefällt werden. Der (kleine) Eisspeicher hat nur einen geringen Effekt, da es augenscheinlich nur wenige Tage gibt, an denen nach einer Nacht mit Frosttemperaturen, die durch den Eisspeicher überbrückt wird, tagsüber die Soletemperatur soweit aufgeheizt wird, dass der Speicher wieder aufgetaut wird. In Regionen mit mehr Solareinstrahlung verbessert sich die Situation merklich; gleichzeitig gleicht der Eisspeicher Temperaturschwankungen der Sole vor Eintritt in die Wärmepumpe aus und schützt diese somit vor Schäden. Außerdem ist er in diesen Klimaregionen für die Kühlung von Gebäuden interessant. Die Frage, ob der Eisspeicher sinnvoll ist, ist – je nach Standort – eine Frage der Zusatzkosten im Vergleich zu dadurch eingesparten PVT-Modulen, unter Berücksichtigung eventueller weiterer Einsparungen wie ein Mischventil zur Temperaturbegrenzung und Zusatznutzen.

Für die Auswahl von Wärmepumpen zum Betrieb mit PVT-Modulen ist zu beachten, dass ein Betrieb mit sehr niedriger Abschalttemperatur (hier betrachtet:  $-15^{\circ}\text{C}$ ) eine deutliche Erhöhung der Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems mit sich bringt. Entsprechend muss auch die Regelung im Energiemanager des Systems programmiert werden. Außerdem sollte die Leistungsaufnahme der Wärmepumpe über eine dynamische Drehzahlregelung sowohl an die zur Verfügung stehende PV-Leistung als auch an die benötigte Heizleistung des Gebäudes angepasst werden.

Mit günstiger werdenden Batterien kann der Eigenverbrauch von PV-Strom deutlich erhöht werden – eine Batteriekapazität von ca. 10 kWh führt etwa zu einer Verdopplung des Eigenverbrauchs an Haushaltsstrom. Vermutlich besteht hier noch ein Verbesserungspotential durch eine optimierte, evtl. auch prädiktive Regelstrategie.

Eine weitere Verbesserung der System-Performance durch die Nutzung zusätzlicher regenerativer Wärmequellen – Abluft aus der Gebäudelüftung oder Abwasser – muss im Detail untersucht werden. Erste Simulationen der Abwärmenutzung aus der Abluft zeigten noch keinen großen Effekt, u.U. kann hier mit einer verbesserten Hydraulik oder Regelung noch ein größeres Potenzial erschlossen werden.

Die Systemsimulationen – PVT-Kollektoren mit Wärmepumpe – wurden bislang noch nicht an einem Gesamtsystem im realen Einsatz verifiziert. Dies soll im Rahmen des Projektteils 2 geschehen.

Aufgrund seiner Wirtschaftlichkeit und der genannten Vorteile kann das SOLINK-System zukünftig eine klimafreundliche Alternative zu Luft- und Sole-Wärmepumpen mit weitem Verbreitungspotential darstellen. Das Anwender-Konsortium und Gespräche mit weiteren interessierten Unternehmen v. a. im OEM-Bereich können zu einer raschen Verbreitung in der Heizungsbranche führen, ausgehend von Marktteilnehmern, die aus den drei Branchen Wärmepumpe, Photovoltaik und Solarthermie kommen.

## **10 Dank**

Der Deutschen Bundestiftung Umwelt sei herzlich gedankt für die finanzielle Unterstützung des Projektteils 1 und die inhaltlich kompetente und kritische Begleitung.

## 11 Anhang

### 11.1 Beispiele von aktuell gängigen Fassaden-Leitungssystemen

#### 11.1.1 Solarleitung in großem Kabelkanal an Hauswand verlegt



Quelle: Consolar

#### 11.1.2 Solarleitung in Kupfer-Fallrohr an Hauswand verlegt



Quelle: [http://blog.solardirekt24.de/faq/faq\\_solarthermie/solarthermie-kollektoren-an-der-fassade-montieren/](http://blog.solardirekt24.de/faq/faq_solarthermie/solarthermie-kollektoren-an-der-fassade-montieren/)

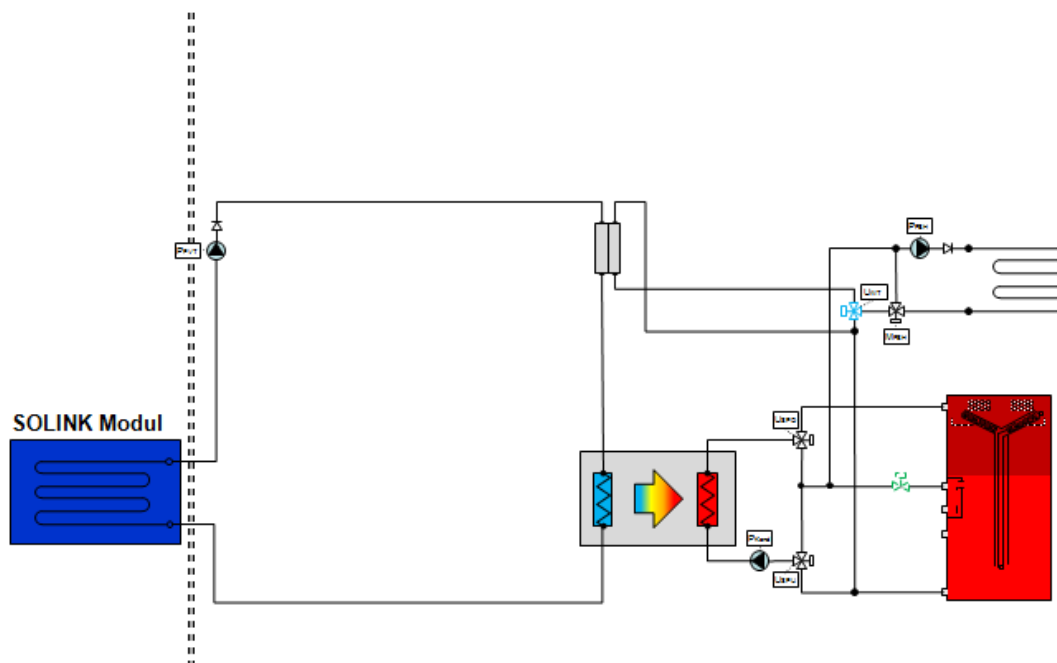
### 11.1.3 Schwimmbadabsorber mit an Hauswand verlegter Leitung



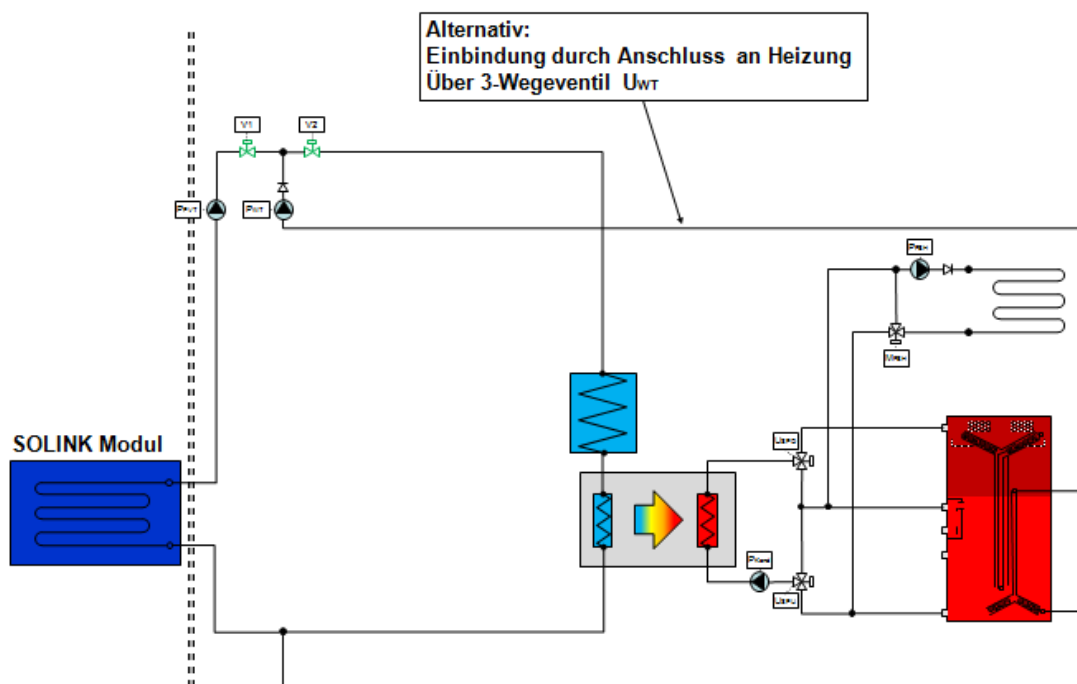
Quelle: [https://www.google.de/search?q=schwimmbadabsorber+hersteller&client=firefox-b-ab&source=lnms&tbn=isch&sa=X&sqj=2&ved=0ahUKEwjz8u-X98jSAhUFfywKHdNIAQIQ\\_AUIBygC&biw=1204&bih=660#imgdii=LfFFUTio9PWI\\_M:&imgrc=TDzQkuogm-bsYM](https://www.google.de/search?q=schwimmbadabsorber+hersteller&client=firefox-b-ab&source=lnms&tbn=isch&sa=X&sqj=2&ved=0ahUKEwjz8u-X98jSAhUFfywKHdNIAQIQ_AUIBygC&biw=1204&bih=660#imgdii=LfFFUTio9PWI_M:&imgrc=TDzQkuogm-bsYM):

## 11.2 Hydraulikschemata zur Systemeinbindung

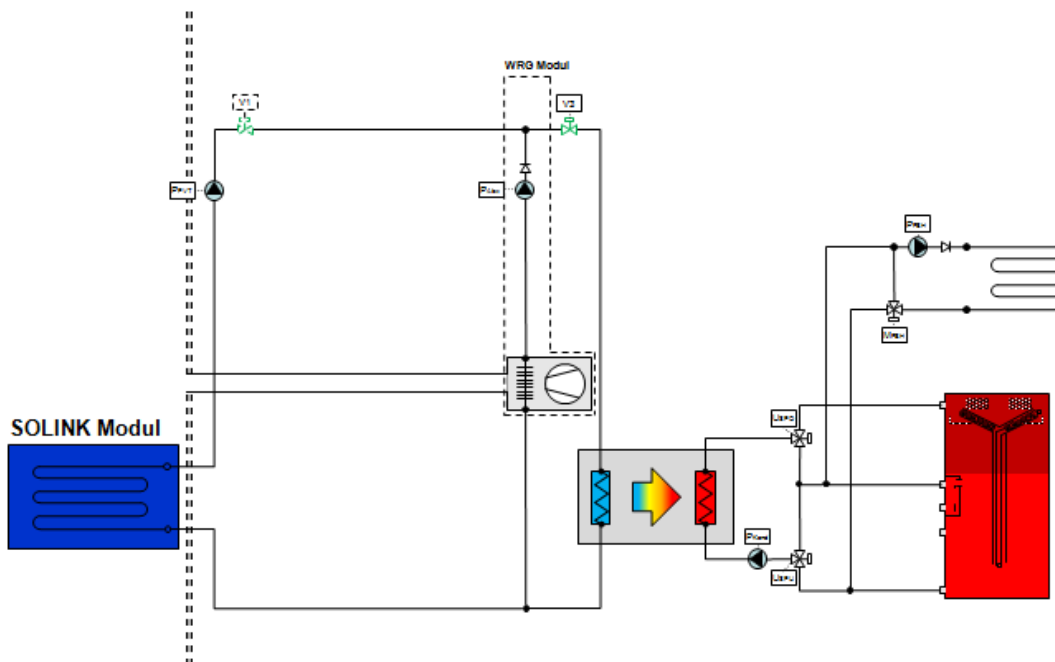
### 1.1 SOLINK – Basislösung: Temperaturbegrenzung und Enteisung ohne Eisspeicher



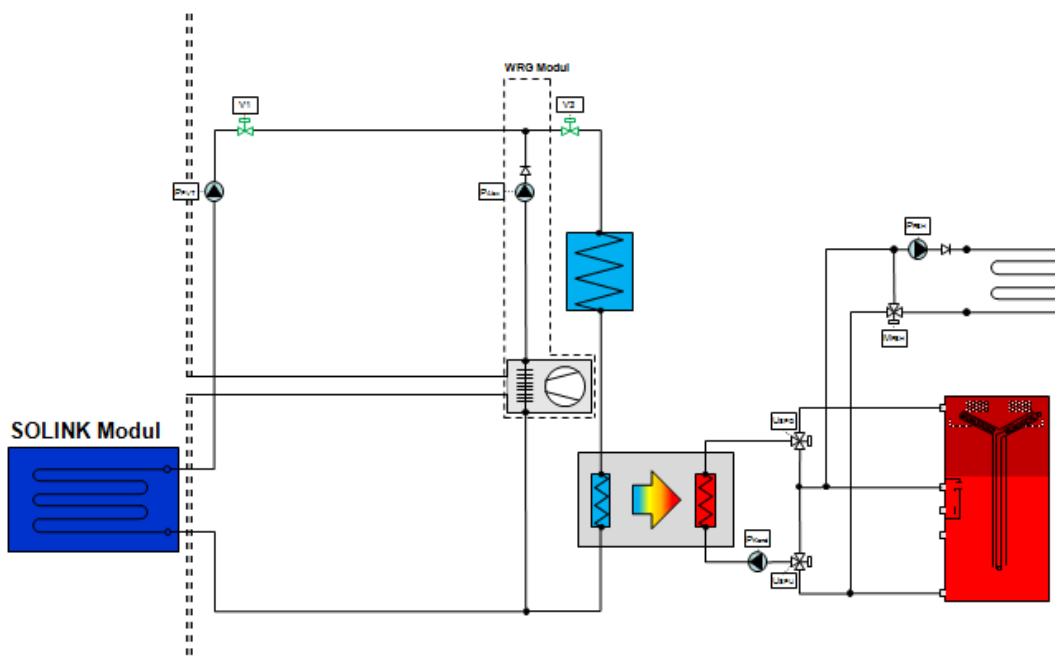
### 1.2 SOLINK – Basislösung: Temperaturbegrenzung und Enteisung mit Eisspeicher



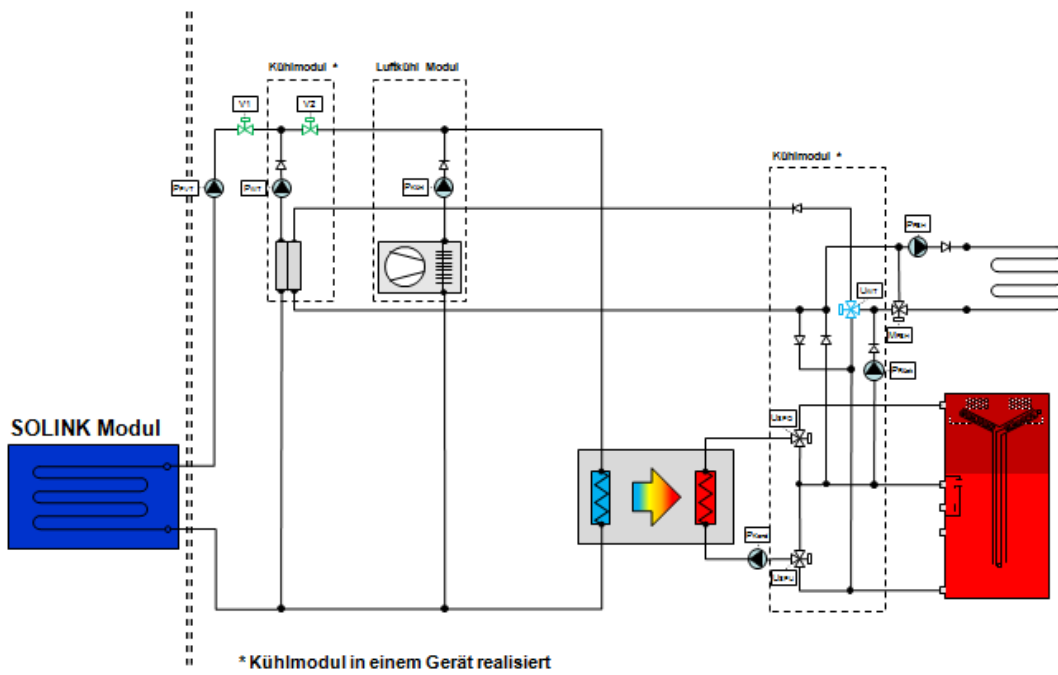
## 2.1 SOLINK – Basis und Abwärmenutzung ohne Eisspeicher



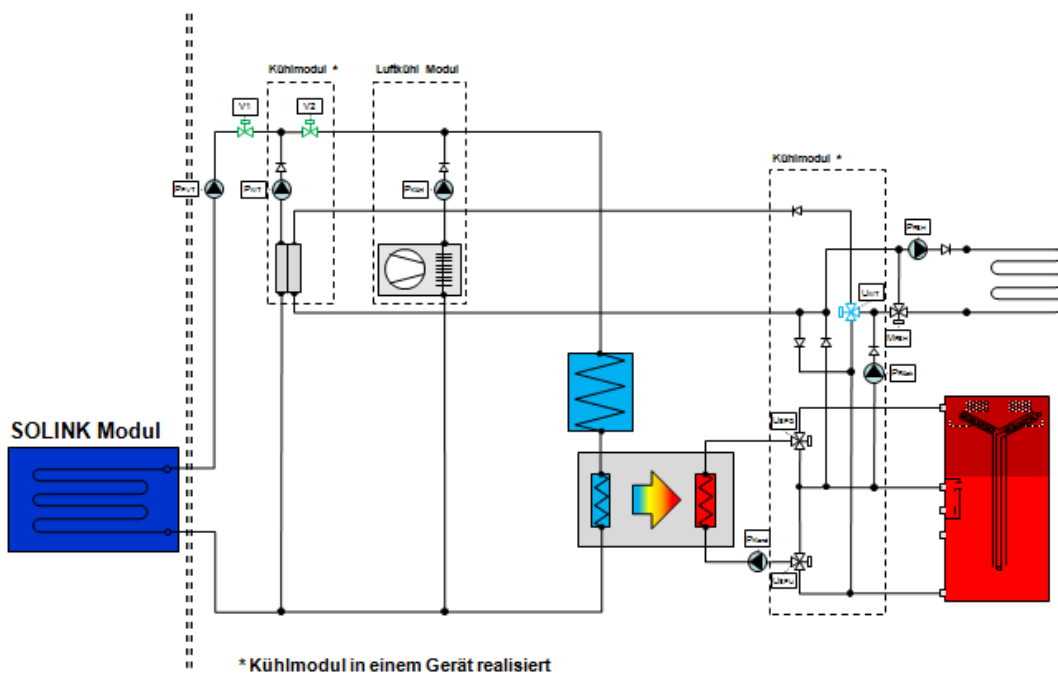
## 2.2 SOLINK – Basis und Abwärmenutzung mit Eisspeicher



### 3.1 SOLINK – Basis und Gebäudekühlung ohne Eisspeicher

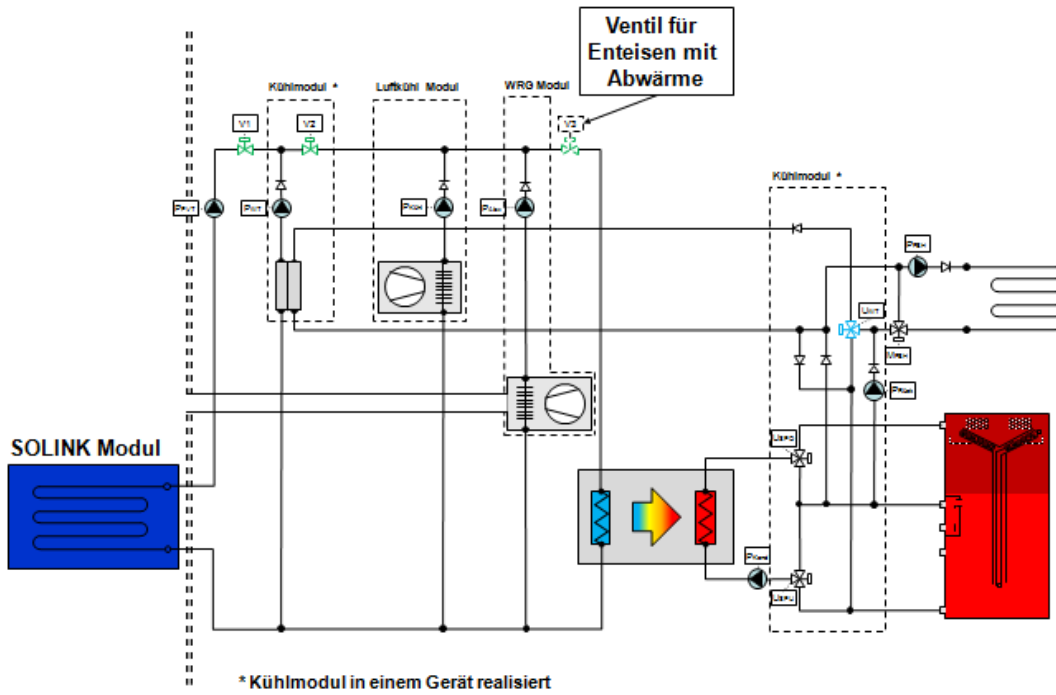


### 3.2 SOLINK – Basis und Gebäudekühlung mit Eisspeicher

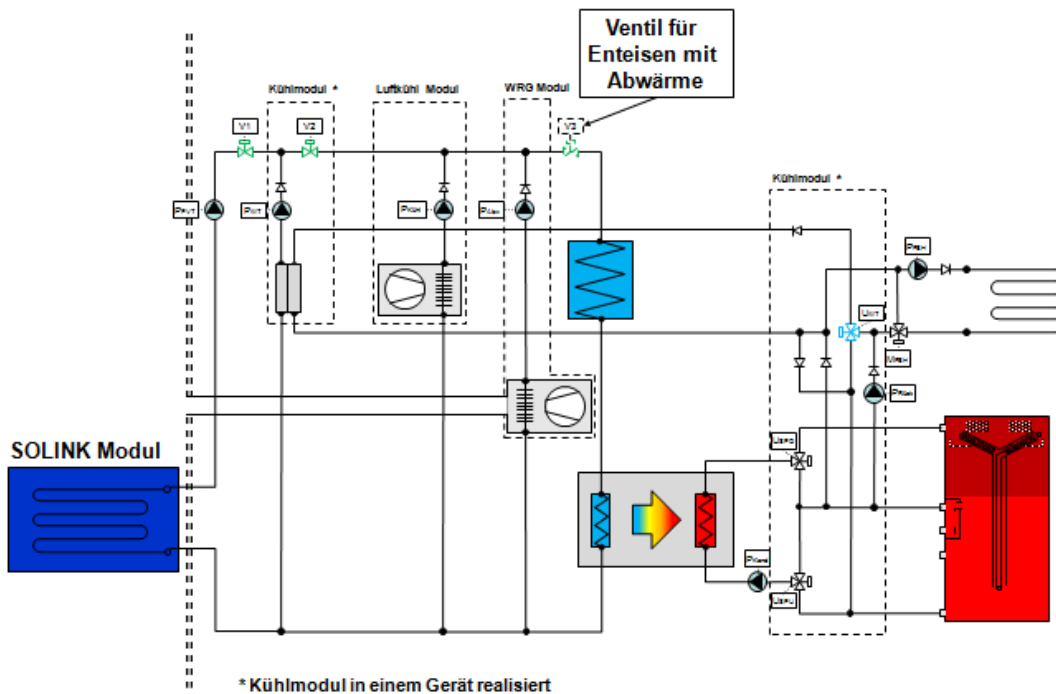




**4.1 SOLINK – Basis, Abwärmenutzung und Gebäudekühlung ohne Eisspeicher**



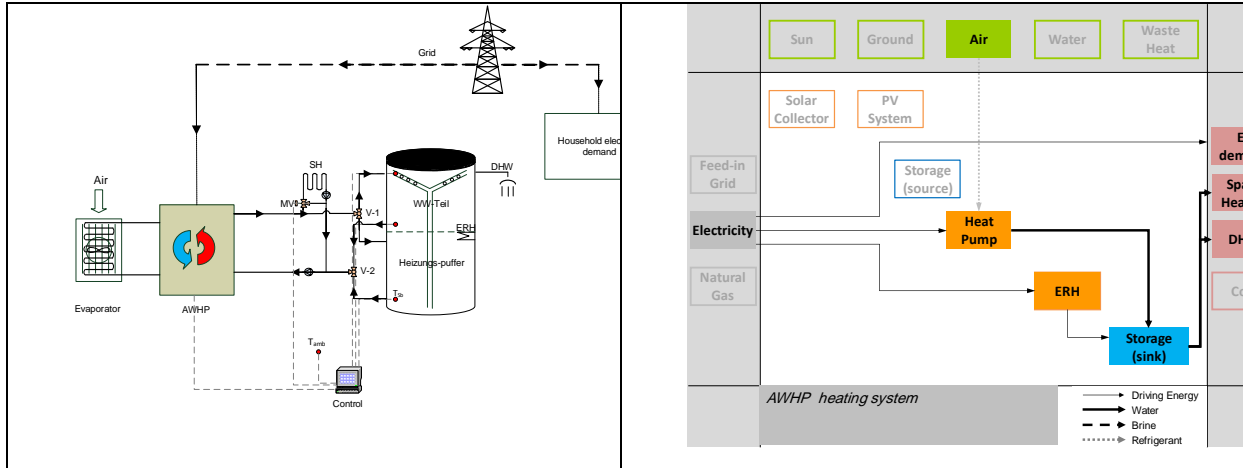
**4.2 SOLINK – Basis, Abwärmenutzung und Gebäudekühlung mit Eisspeicher**



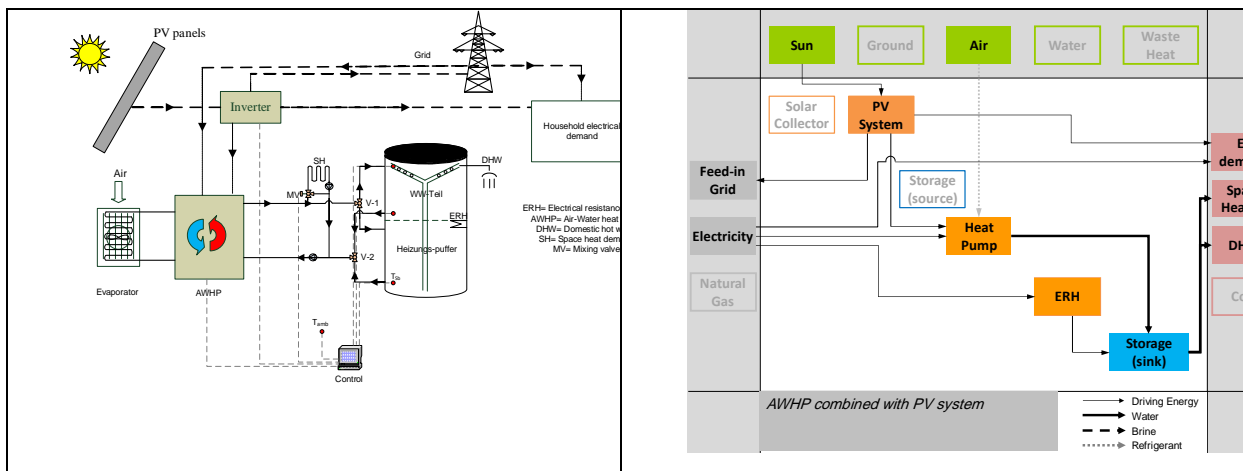
### 11.3 Anlagenschemata für die verschiedenen modellierten Systeme

Im Folgenden sind sämtliche modellierten und simulierten Systemvarianten für die im Bericht dargestellten Parameterstudien und Systemuntersuchungen aufgeführt.

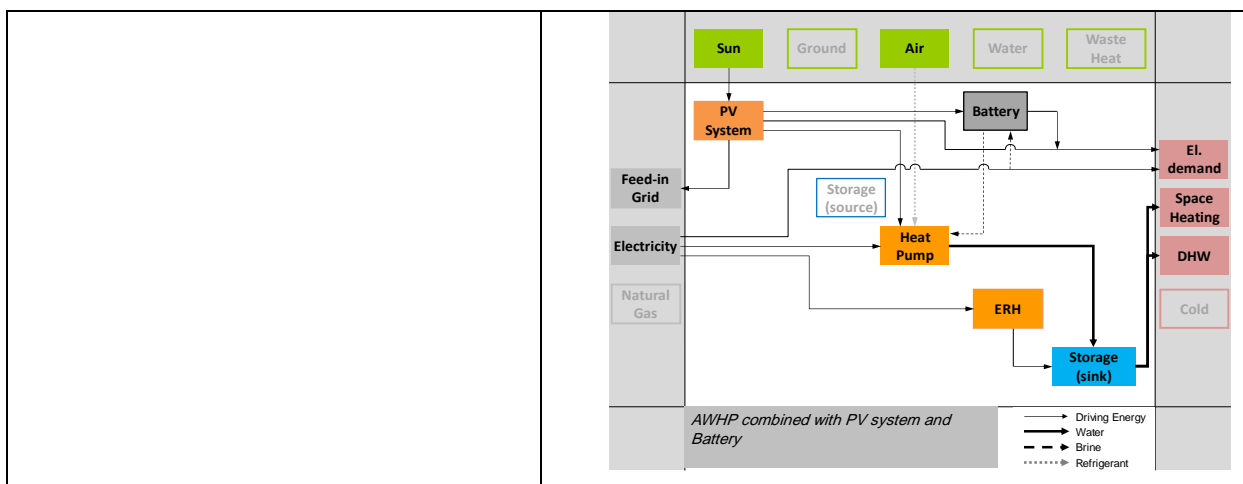
#### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 1: Luft-Wasser-Wärmepumpe



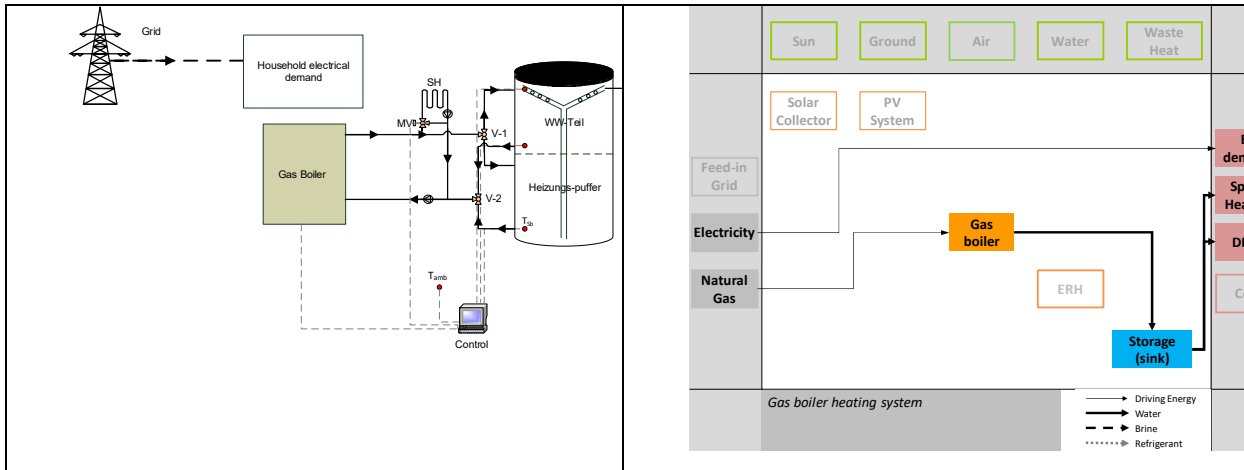
#### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 2: Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen



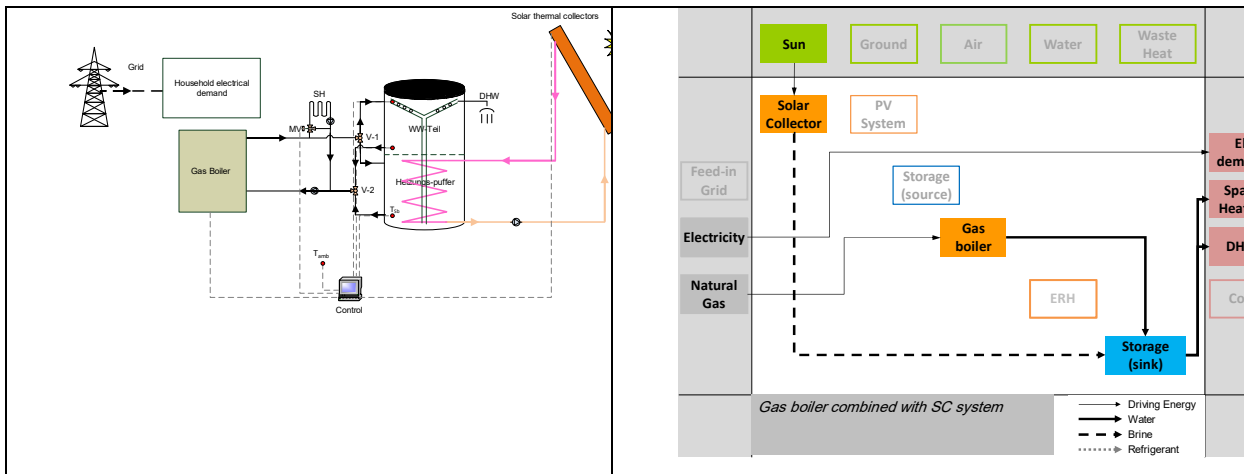
#### Energieflussdiagramm für System 3: Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Batteriespeicher



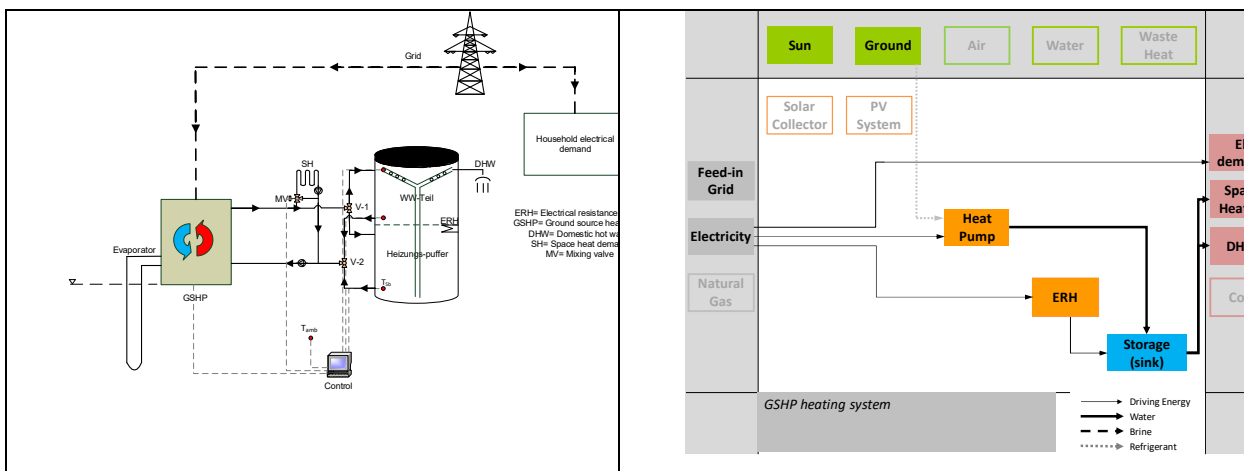
### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 4: Gaskessel



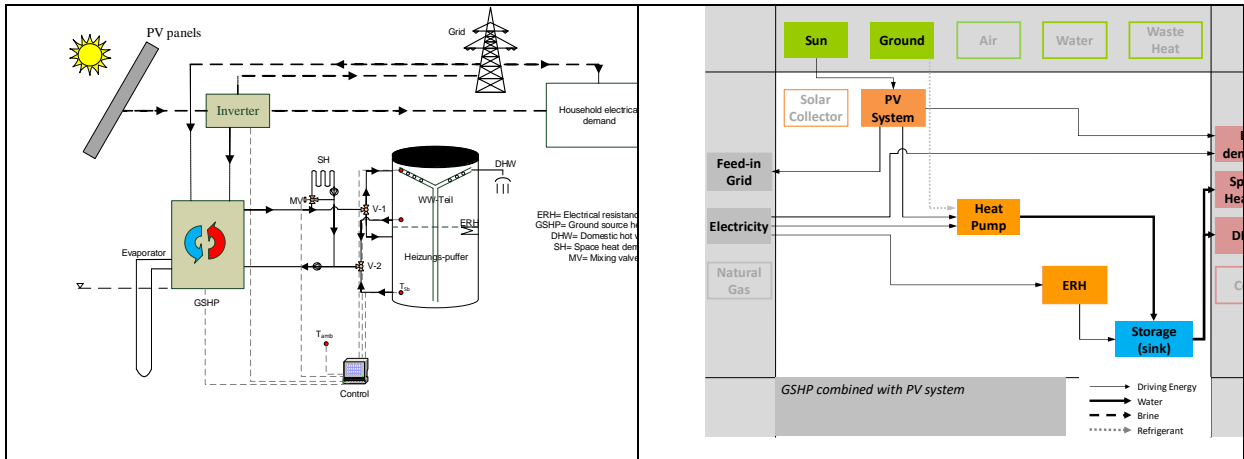
### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 5: Gaskessel mit thermischen Solarkollektoren



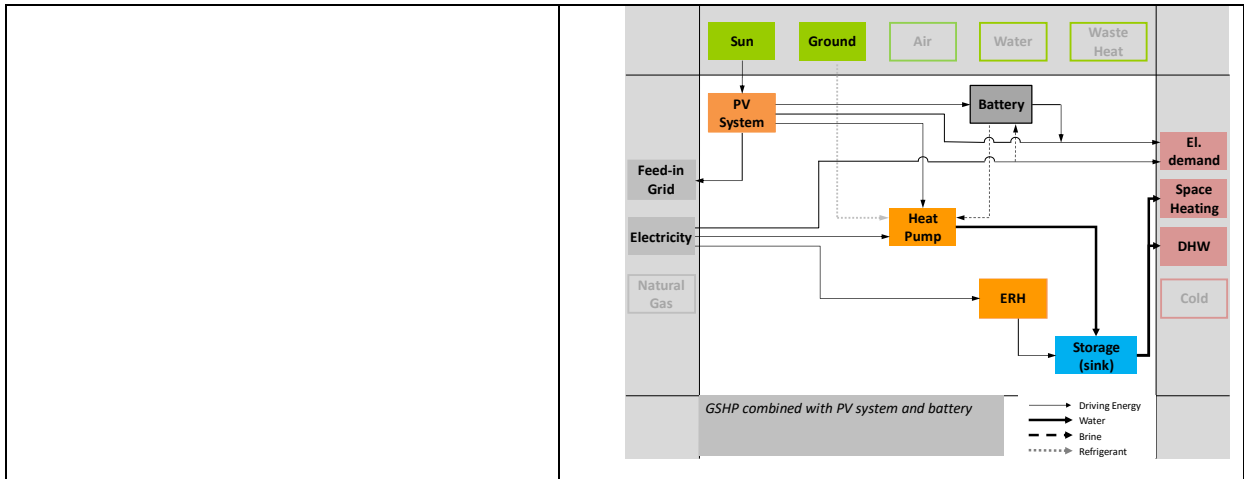
### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 6: Erdreich-Wärmepumpe



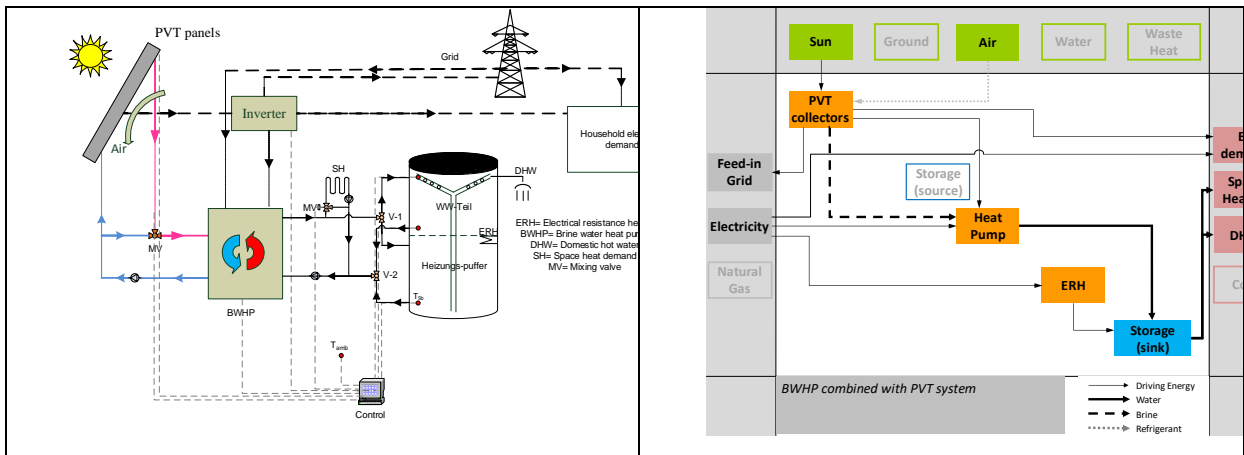
### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 7: Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen



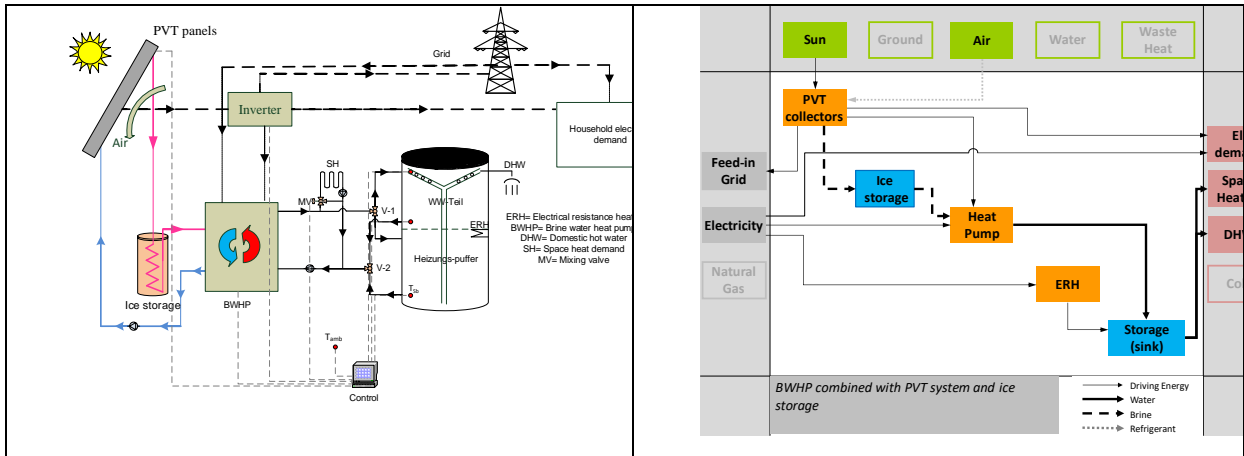
### Energieflussdiagramm für System 8: Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Modulen und Batteriespeicher



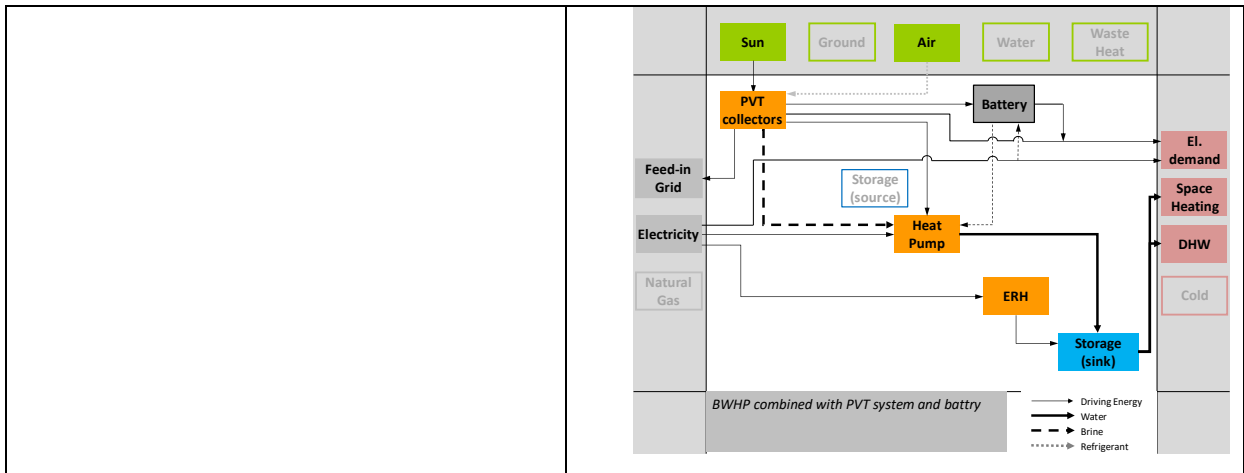
### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 9: Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT Modulen



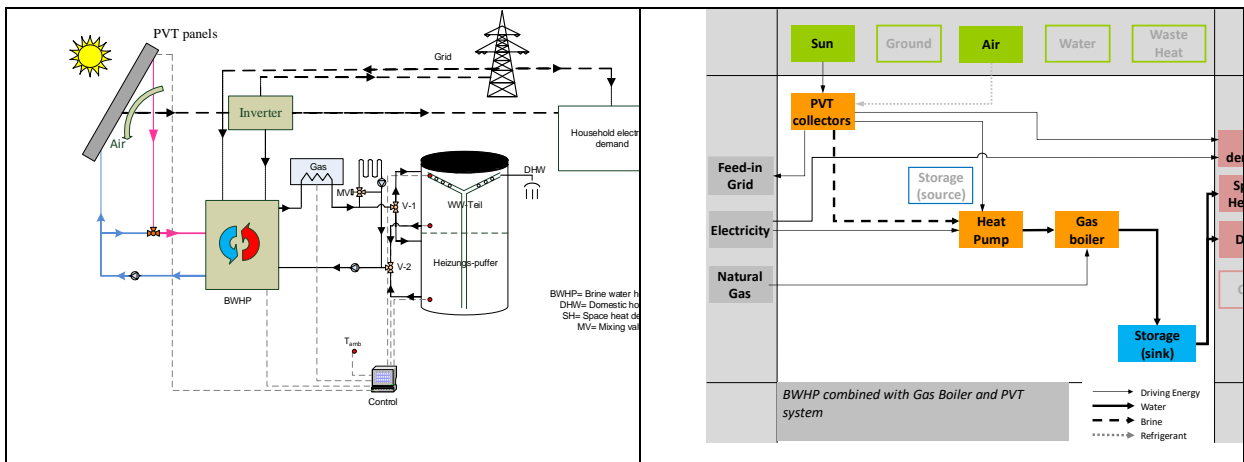
### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 10: Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT Modulen und Eisspeicher



### Energieflussdiagramm für System 11: Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT Modulen und Batteriespeicher



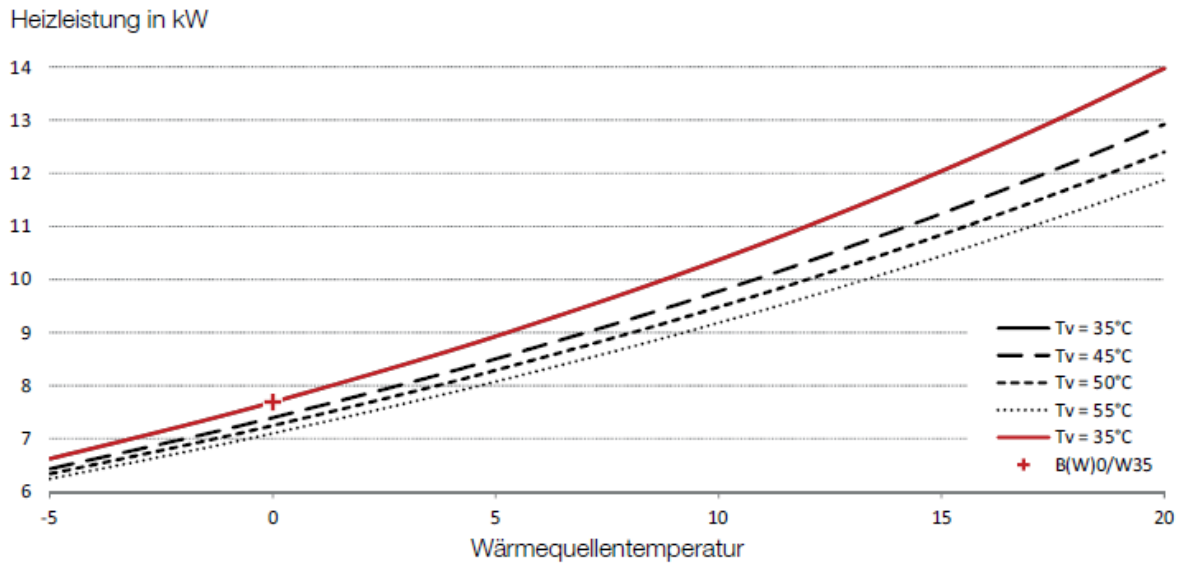
### Systemschaubild und Energieflussdiagramm für System 12: Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Gaskessel und PVT Modulen



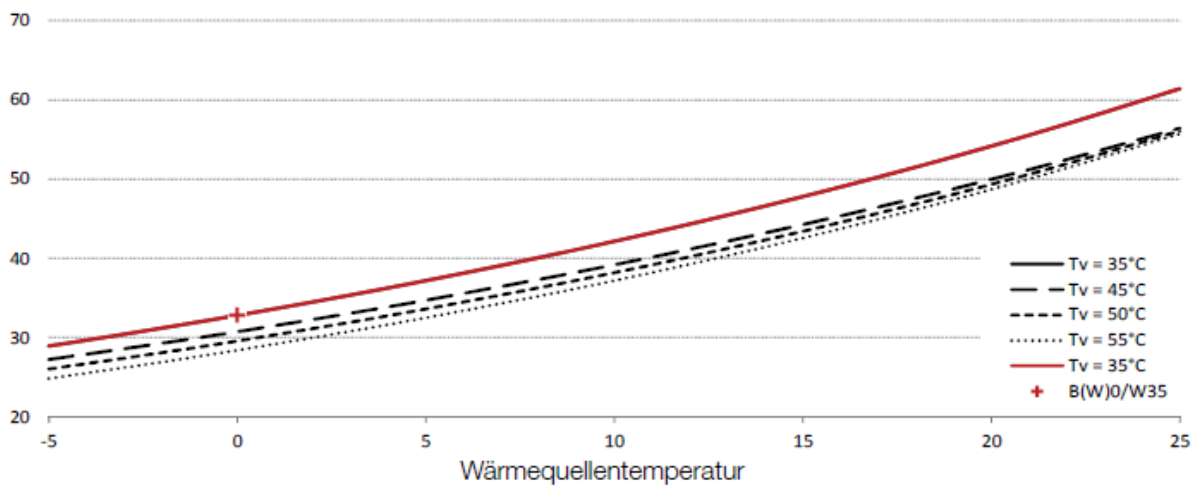
## 11.4 Wärmepumpenkennlinien

### Sole-Wasser-Wärmepumpe

Kennlinienfeld der Wärmepumpe für das Einfamilienhaus

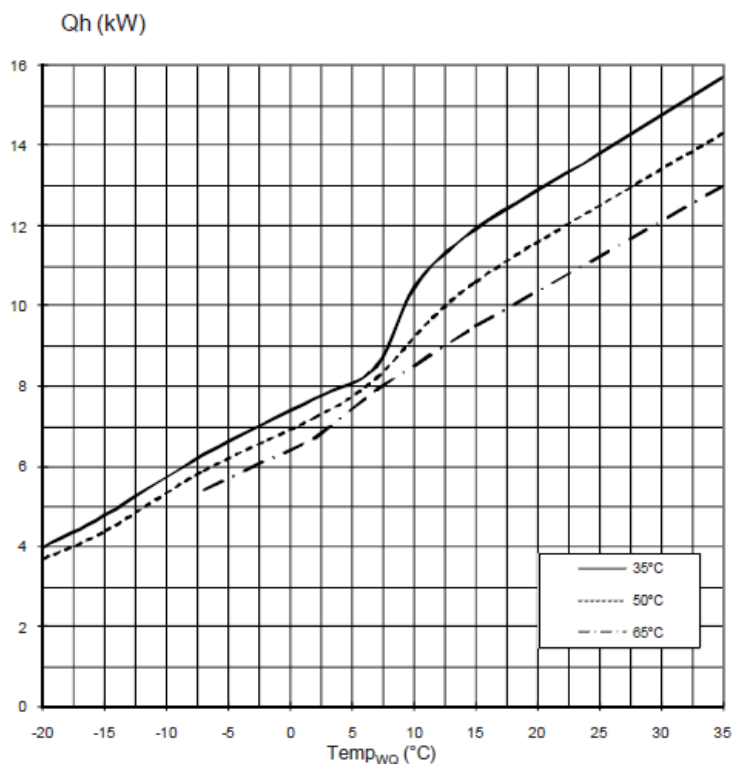


Kennlinienfeld der Wärmepumpe für das Mehrfamilienhaus



### Luft-Wasser-Wärmepumpe

Kennlinienfeld der Wärmepumpe für das Einfamilienhaus



### Erdreich-Wärmepumpe

es wurde dasselbe Kennlinienfeld wie für die Sole-Wasser-Wärmepumpe verwendet (Einfamilienhaus)

## 11.5 Eingabeparameter für die Systeme der beiden modellierten Gebäudetypen

### Einfamilienhaus

Parameter Gebäude	Wert
Heizwärmebedarf [kWh/a]	7.500
Energiebedarf für Warmwasser [kWh/a]	2.360
Elektrischer Energiebedarf Haushalt [kWh/a]	3.000
Vorlauf-/Rücklauftemperatur [° C]	35/27
Volumen Pufferspeicher [l]	1.000
Volumen Eisspeicher (wenn vorhanden) [l]	280
Leistung elektrischer Heizstab [kW]	7,5
Wetterdaten (Meteonorm)	Würzburg, Mailand, Coventry

Parameter Sole-Wasser-Wärmepumpe + PVT-Kollektoren	Wert
Fläche PVT-Kollektoren [m²]	28

Modulfläche PVT-Kollektoren [m <sup>2</sup> ]	2
Wirkungsgrad PV-Modul [%]	17,5
Luft-Sole-Wärmeübergangskoeffizient [W/m <sup>2</sup> K]	40
optischer Wirkungsgrad ( $\eta_0$ ) [-]	0,4
innere Wärmeleitung im PVT-Kollektor (F') [W/m <sup>2</sup> K]	40
Neigung PVT-Kollektoren [Grad]	40
Orientierung PVT-Kollektoren	Süd
Nennwärmeleistung Sole-Wasser-Wärmepumpe [kW]	7,8
minimale Verdampfertemperatur [° C]	-15
maximale Verdampfertemperatur [° C]	25

<b>Parameter Luft-Wasser-Wärmepumpe + PV</b>	<b>Wert</b>
Fläche PV-Module [m <sup>2</sup> ]	40
Modulfläche PV [m <sup>2</sup> ]	2
Wirkungsgrad PV-Modul [%]	17,5
Neigung PV-Module [Grad]	40
Orientierung PV-Module	Süd
Nennwärmeleistung Luft-Wasser-Wärmepumpe [kW]	7,7
minimale Verdampfertemperatur [° C]	-20
maximale Verdampfertemperatur [° C]	35

<b>Parameter Erdreich-Wärmepumpe + PV</b>	<b>Wert</b>
Fläche PV-Module [m <sup>2</sup> ]	18
Modulfläche PV [m <sup>2</sup> ]	2
Wirkungsgrad PV-Modul [%]	17,5
Neigung PV-Module [Grad]	40
Orientierung PV-Module	Süd
Nennwärmeleistung Erdreich-Wärmepumpe [kW]	7,8
minimale Verdampfertemperatur [° C]	-15
maximale Verdampfertemperatur [° C]	25



Anzahl Erdsonden [-]	
Sondenlänge [m]	100
Sondendurchmesser innen/außen [m]	0,01 / 0,013

Parameter Gaskessel + thermische Kollektoren	Wert
Fläche Flachkollektoren [m <sup>2</sup> ]	10
optischer Wirkungsgrad ( $\eta_0$ ) [-]	0,8
Wärmeverlustfaktoren $a_1$ und $a_2$ [W/m <sup>2</sup> K]	3,5 / 0,015
Neigung Kollektoren [Grad]	40
Orientierung Kollektoren	Süd
Nennwärmeleistung Gasbrennwertkessel [kW]	7

### Mehrfamilienhaus

Parameter Gebäude	Wert
Heizwärmebedarf [kWh/a]	133.980
Energiebedarf für Warmwasser [kWh/a]	35.400
Elektrischer Energiebedarf Haushalt [kWh/a]	45.000
Vorlauf-/Rücklauftemperatur [° C]	60/50
Volumen Pufferspeicher [l]	2.000
Wetterdaten (Meteonorm)	Würzburg

Parameter Sole-Wasser-Wärmepumpe + Gaskessel + PVT-Kollektoren	Wert
Fläche PVT-Kollektoren [m <sup>2</sup> ]	130
Modulfläche PVT-Kollektoren [m <sup>2</sup> ]	2
Wirkungsgrad PV-Modul [%]	17,5
Luft-Sole-Wärmeübergangskoeffizient [W/m <sup>2</sup> K]	40
optischer Wirkungsgrad ( $\eta_0$ ) [-]	0,4
innere Wärmeleitung im PVT-Kollektor (F') [W/m <sup>2</sup> K]	40
Neigung PVT-Kollektoren [Grad]	40
Orientierung PVT-Kollektoren	Süd
Nennwärmeleistung Sole-Wasser-	24

Wärmepumpe [kW]	
minimale Verdampfer Temperatur [° C]	-15
maximale Verdampfer Temperatur [° C]	25
Nennleistung Gaskessel [kW]	50

Parameter Gaskessel + thermische Kollektoren	Wert
Fläche Flachkollektoren [m <sup>2</sup> ]	10
optischer Wirkungsgrad ( $\eta_0$ ) [-]	0,8
Wärmeverlustfaktoren $a_1$ und $a_2$ [W/m <sup>2</sup> K]	3,5 / 0,015
Neigung Kollektoren [Grad]	40
Orientierung Kollektoren	Süd
Nennwärmeleistung Gasbrennwertkessel [kW]	50

## 11.6 Detaillierte Investitionskosten für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

### Einfamilienhaus

Alle Kostenangaben in Euro, ohne MwSt.

LWWP+PV = Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Generator; EWP+PV = Erdreich-Wärmepumpe mit PV-Generator; SWWP+PVT = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren); GK+STK = Gaskessel mit Flachkollektoren; SWWP+PVT1 mit Preis für Serienfertigung und SWWP+PVT2 mit Marktpreis bei Kleinserie

Position	LWWP+PV	EWP+PV	SWWP+PVT1	SWWP+PVT2	GK+STK
Wärmepumpe / Gasbrennwertkessel	6.723	7.563	7.563	7.563	3.361
Kältemittelleitung / kondensatsichere / wärmegeämmte Leitung	420	1.261	694	972	1.261
Erdsonde inkl. Bohren und Verlegen	-	5.882	-	-	
PV-Module inkl. Montagegestell und Wechselrichter (6,8 bzw. 3,1 kWp)	6.936	3.121	-	-	

PVT-Kollektoren inkl. Montagegestell und Wechselrichter (4,76 kWp)	-	-	7.940	9.767	
ST-Kollektoren inkl. Montagegestell					3.361
Puffer / Warmwasserspeicher	2.101	2.101	2.101	2.101	2.521
Hydraulikgruppe ohne Frischwasser, mit Mischventil für Heizkreis	2.273	2.273	2.273	2.273	2.689
Gasanschluss					1.500
Kamin					1.500
Installation PV / PVT / STC auf dem Dach	1.143	514	880	880	2.521
Hydraulischer Anschluss Dach / Aufstellen Außenverdampfer	420	-	336	336	
Elektrischer Anschluss Dach	210	210	210	210	
Hydraulische Leitung / Kältemittelleitung in Keller	420	-	672	672	840
Elektrische Leitung in Keller	420	-	210	210	
Elektrischer Anschluss Keller	420	420	420	420	
Montage Wärmepumpe /Gaskessel	840	840	840	840	840
Montage Speicher	840	840	840	840	840
Montage Hydraulik/Regler	840	840	840	840	1.261

---

<b>Summe:</b>	<b>24.007</b>	<b>25.866</b>	<b>25.820</b>	<b>27.926</b>	<b>22.496</b>
---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

---

### Mehrfamilienhaus

Alle Kostenangaben in Euro, ohne MwSt.

SWWP+PVT+GK = Sole-Wasser-Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren und Gaskessel; GK+STK = Gaskessel mit Flachkollektoren; SWWP+PVT1 mit Preis für Serienfertigung und SWWP+PVT2 mit Marktpreis bei Kleinserie

---

<b>Position</b>	<b>SWWP+PVT1+GK</b>	<b>SWWP+PVT2+GK</b>	<b>GK+STK</b>
Wärmepumpe	11.000	11.000	
Gasbrennwertkessel	10.084	10.084	10.084
Kältemittelleitung / kondensatsichere / wärme- gedämmte Leitung	900	1.261	1.261
PVT-Kollektoren inkl. Montagegestell und Wechselrichter (4,76 kWp)	36.863	45.349	
ST-Kollektoren inkl. Montagegestell			18.284
Puffer / Warmwasserspeicher	1.681	1.681	2.521
Hydraulikgruppe mit Frischwasser, mit Mischventil für Heizkreis	8.403	8.403	8.403
Gasanschluss			
Kamin			3.000
Installation PV / PVT / STC auf dem Dach	4.086	4.086	3.782
Hydraulischer Anschluss Dach / Aufstellen Au-	1.261	1.261	

---

ßenverdampfer			
Elektrischer Anschluss Dach	420	420	
Hydraulische Leitung / Kältemittelleitung in Keller	1.261	1.261	1.261
Elektrische Leitung in Keller	210	210	
Elektrischer Anschluss Keller	840	840	
Montage Wärmepumpe	2.101	2.101	
Montage Gaskessel	1.681	1.681	1.681
Montage Speicher	840	840	1.092
Montage Hydraulik/Regler	840	840	1.008
<b>Summe:</b>	<b>85.412</b>	<b>94.258</b>	<b>52.377</b>