

# **Unverglaste PVT-Kollektoren für die Brauchwarmwasser-Vorwärmung - Messresultate einer Testanlage**

D. Zenhäusern, A. Baggenstoss, O. Türk, S. Brunold, M. Rommel  
Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik Rapperswil HSR  
Oberseestrasse 10, CH-8640 Rapperswil  
Tel.: +41 55 2224821 , Fax: +41 55 2224844  
E-Mail: daniel.zenhäusern@solarenergy.ch  
Internet: www.solarenergy.ch

## **1. Einleitung**

PVT-Kollektoren kombinieren Photovoltaik (PV) und Solarthermie in einer Baueinheit (siehe z.B. [1] für einen guten Zugang zur Literatur). Diese Kombination hat gegenüber reinen PV-Modulen zwei Vorteile: 1) Die im PV-Modul entstehende Wärme wird nutzbar gemacht, wodurch sich ein deutlich höherer flächenspezifischer Solarertrag (elektrisch plus thermisch) ergibt. 2) Der elektrische Ertrag wird erhöht, dank einer tieferen Durchschnittstemperatur der PV-Zellen. Die energetische Effizienz von PVT-Kollektoren, sowohl bezüglich der Wärme- als auch der Stromproduktion, ist umso grösser, je tiefer das Temperaturniveau liegt, auf dem sie betrieben werden. Deshalb können sie besonders dort sinnvoll eingesetzt werden, wo ein erhöhter Bedarf an Niedertemperaturwärme besteht.

Eine vielversprechende Anwendung von PVT-Kollektoren ist demzufolge die Brauchwarmwasser (BWW)-Vorwärmung (z.B. in Mehrfamilienhäusern, Hotels oder Krankenhäusern). Ein System für die solare BWW-Vorwärmung wird so ausgelegt, dass der solare Deckungsgrad relativ tief liegt (~ 20%) und die restliche Energie durch eine zusätzliche Wärmequelle geliefert wird. Die Solarwärmenutzung geschieht so auf einem relativ tiefen Temperaturniveau ( $\lesssim 40^{\circ}\text{C}$ ), wodurch eine höhere Effizienz der Kollektoren, insbesondere im Fall von unverglasten Kollektoren<sup>1</sup>, erreicht werden kann.

Während der Einsatz von unverglasten PVT-Kollektoren für die konventionelle solare Warmwasserbereitung sowie in Kombination mit Wärmepumpen und Erdsonden bereits ausführlich untersucht wurde [2, 3, 4, 5], existiert wenig Literatur über den Einsatz von unverglasten PVT-Kollektoren für die Brauchwarmwasser-Vorwärmung. Ziel dieser Arbeit, welche im Rahmen einer staatlich geförderten Zusammenarbeit mit der Firma Meyer Burger [6] durchgeführt wird, ist, das Potenzial von unverglasten PVT-Kollektoren zur BWW-Vorwärmung zu analysieren und geeignete Dimensionierungskriterien zu definieren. Dazu wurde am SPF eine Testanlage aufgebaut, welche während einem Jahr betrieben wird. Die Dimensionierung und Betriebsweise der Anlage wurde so gewählt, dass sie als Modell einer

---

<sup>1</sup> Als „unverglaste“ PVT-Kollektoren werden in diesem Artikel PVT-Kollektoren bezeichnet, welche keine (zweite) Glasabdeckung zur Reduktion der konvektiven Wärmeverluste aufweisen. Die PV-Zellen können dennoch auf eine Glasscheibe laminiert sein.

Vorwärmanlage für Mehrfamilienhäuser dienen kann. Neben den PVT-Kollektoren wurden zusätzlich zwei reine PV-Module installiert, um die Temperaturunterschiede zwischen den beiden Modultypen und den dadurch resultierenden elektrischen Mehrertrag der PVT-Module zu untersuchen.

## 2. Beschreibung der Testanlage

Die Testanlage befindet sich am SPF in Rapperswil (CH). Die wichtigsten Komponenten der Anlage sind in Abbildung 1 zu sehen. Das Kollektorfeld ist nach Süden ausgerichtet mit einem Neigungswinkel von 45°. Es besteht aus 6 unverglasten PVT-Kollektoren der Firma Meyer Burger, welche hydraulisch parallel verschaltet sind. Die einzelnen Kollektoren haben eine Bruttofläche von 1.64 m<sup>2</sup>. Sie bestehen aus c-Si PV-Modulen (240 W Nennleistung) mit Aluminiumblech-Wärmeabnehmern und Aluminiummänderrohren auf der Modulrückseite. Neben dem Kollektorfeld wurden zwei baugleiche PV-Module, ohne rückseitige Wärmeabnehmer, installiert. Die Kollektoren sind an einen 500 Liter Speicher mit internem Wendelwärmetauscher angeschlossen. Die von den PVT-Kollektoren und PV-Modulen erzeugte elektrische Energie wird über individuelle Modulwechselrichter mit integrierten MPP-Trackern ins Wechselstromnetz eingespeist. Die Anlage ist mit einer umfangreichen Messinfrastruktur ausgestattet. Speziell zu erwähnen ist, dass bei den beiden PV-Modulen und bei den beiden danebenliegenden PVT-Kollektoren die Rückseitentemperatur gemessen wird. Dies geschieht mit Hilfe von Anlegefühlern, die in der Mitte der Module, respektive Kollektoren, hinter einer Zelle liegend, angebracht wurden. Alle Messwerte wurden in 2-Sekunden Intervallen aufgezeichnet.

**Abbildung 1:** Hauptkomponenten der Testanlage



2 PV-Module (3.3 m<sup>2</sup>)    6 PVT-Kollektoren (9.9 m<sup>2</sup>)



Speicher: 500 Liter



8 Modulwechselrichter

## **Systemauslegung und Dimensionierung**

Bei einer solaren BWW-Vorwärmanlage wird, im Vergleich zu gängigen solaren BWW Systemen, ein relativ tiefer solarer Deckungsgrad angestrebt. Die Solarwärme wird genutzt, um das Wasser von der Kaltwassertemperatur bis auf ein Temperaturniveau von  $\lesssim 40^{\circ}\text{C}$  zu erwärmen. Die Nachwärmung bis zur Brauchwarmwassertemperatur ( $\sim 55^{\circ}\text{C}$ ) erfolgt durch einen konventionellen Wärmeerzeuger. Der Vorteil einer solchen Auslegung besteht darin, dass die Kollektoren immer auf tiefem Temperaturniveau und damit effizienter betrieben werden. Aufgrund des niedrigen solaren Deckungsgrades kommt eine solche Auslegung vor allem bei grösseren Systemen in Frage.

Als Grundlage für die Dimensionierung der Komponenten der SPF-Testanlage dienten Simulationen, die mit der Software Polysun [7] durchgeführt wurden. Die Dimensionierung wurde so gewählt, dass das System den Fall einer BWV-Vorwärmung in einem Mehrfamilienhaus möglichst gut widerspiegelt. Für Klimabedingungen am Standort Rapperswil (CH), eine durchschnittliche Kaltwassertemperatur von  $\sim 15^{\circ}\text{C}$  und eine Brauchwarmwassertemperatur von  $55^{\circ}\text{C}$  wurden ein spezifischer Kollektorfeldertrag von  $\sim 250 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{Jahr})$  und ein solarer Deckungsgrad von  $\sim 20 \%$  angestrebt.

## **Warmwasser-Zapfprofil**

Dem Speicher werden täglich 600 Liter Wasser entzogen, was etwa dem Warmwasserbedarf von 12 Personen entspricht. Mit Hilfe der Software DHWCalc [8] wurde ein Warmwasser-Verbrauchsprofil für ein Mehrfamilienhaus an einem durchschnittlichen Tag erstellt. Das so erzeugte Zapfprofil wurde für die Anwendung in der Testanlage etwas vereinfacht (siehe Abbildung 2). So werden die stündlichen Verbrauchsvolumen (auf 5 Liter gerundet) jeweils zur Mitte der Stunde gezapft, bei einem Volumenstrom von 455 l/h, was dem volumengewichteten mittleren Volumenstrom des mit DHWCalc erzeugten Profils entspricht. Die kleinen Zapfungen während der Nacht wurden zu einer Zapfung zusammengefasst.

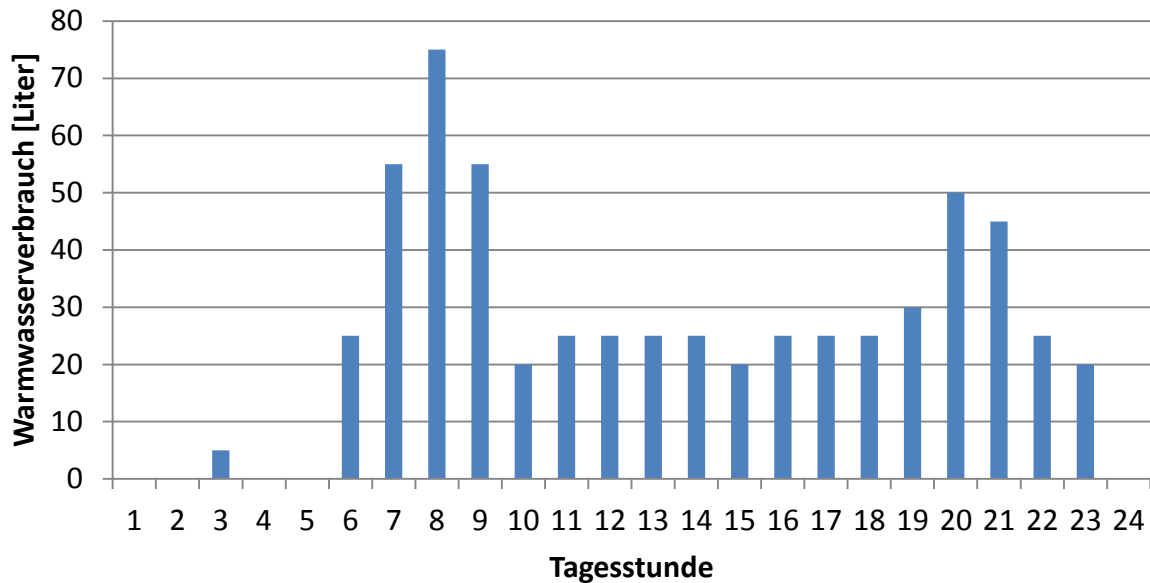


Abbildung 2: In der Testanlage angewandtes Warmwasser-Zapfprofil.

### 3. Messresultate der Testanlage

Der Betrieb der Anlage hat im Mai 2013 begonnen und soll insgesamt ein Jahr dauern. Bis zum jetzigen Zeitpunkt sind Messdaten der ersten zehn Monate vorhanden. Die Datenausfallquote liegt bei 0.6 %. Datenlücken wurden durch Interpolation oder durch Einsetzen von Daten von ähnlichen Tagen gefüllt. Für die zwei Monate März und April, wurden mit Hilfe der Software Polysun Simulationsdaten generiert.

#### Solarerenergie-Erträge

In Abbildung 3 sind die monatlichen in der Kollektorebene gemessenen Strahlungssummen sowie die entsprechenden Solarwärme und Solarstromerträge der PVT-Anlage dargestellt. Die dargestellten Solarwärmeerträge wurden aus der direkt am Rand des Kollektorfelds gemessenen Leistung bestimmt. Die Solarstromerträge wurden durch die Messung von Strom und Spannung auf der DC-Seite der Wechselrichter ermittelt. Die Messunsicherheit für die Werte der verschiedenen Monate liegt für die Strahlungsmessung bei 5 %, für den Wärmeertrag zwischen 4.2 % und 5.8 % und für den Stromertrag zwischen 0.7 % und 1 %.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Als Messunsicherheiten wurden entweder die 3-fache empirische Standardabweichung (bei Werten, die mit am SPF kalibrierten Messgeräten ermittelt wurden) oder die vom Hersteller angegebenen Fehlergrenzen angenommen.

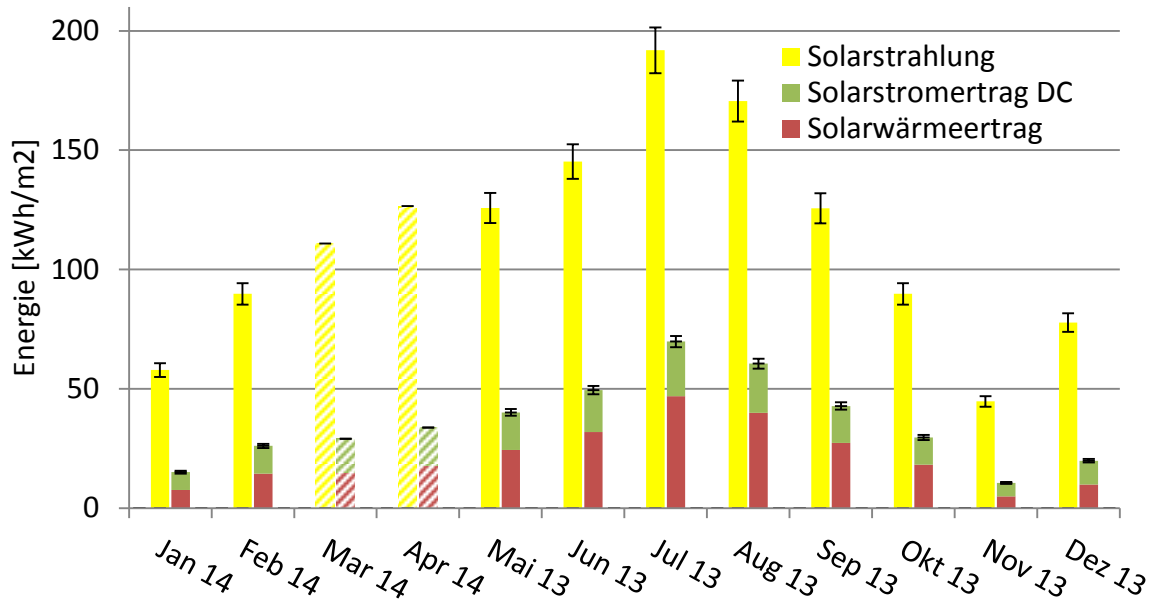


Abbildung 3: Monatliche Solarstrahlung und Ertragswerte der PVT-Anlage.

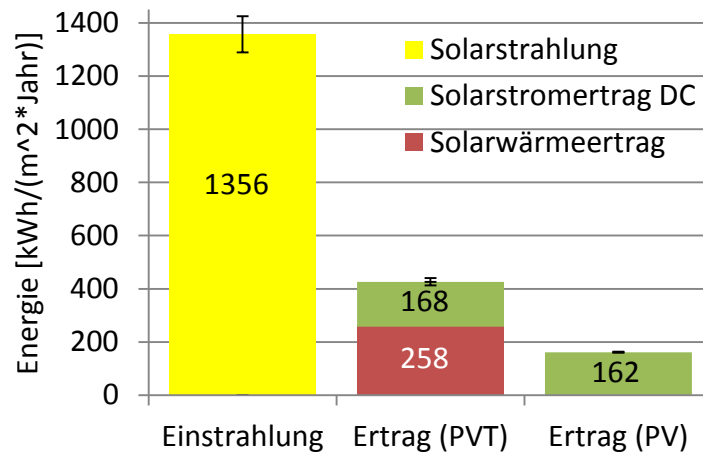


Abbildung 4: Jahreserträge PVT- und PV-Anlage (inkl. interpolierte Werte für die Monate März und April).

Die Jahreserträge sind in Abbildung 4 dargestellt. Mit 258 kWh/(m<sup>2</sup>\*Jahr) liegt der erzielte Kollektorfeldertrag im angestrebten Bereich. Es ergeben sich folgende jährliche Effizienzwerte für die PVT-Anlage und die PV-Anlage

$$\eta_{thermisch}^{PVT} = Q_{sol}/G = 19 \% \quad \eta_{elektrisch,DC}^{PVT} = E_{DC}^{PVT}/G = 12.4 \%$$

$$\eta_{elektrisch,DC}^{PV} = E_{DC}^{PV}/G = 11.9 \%,$$

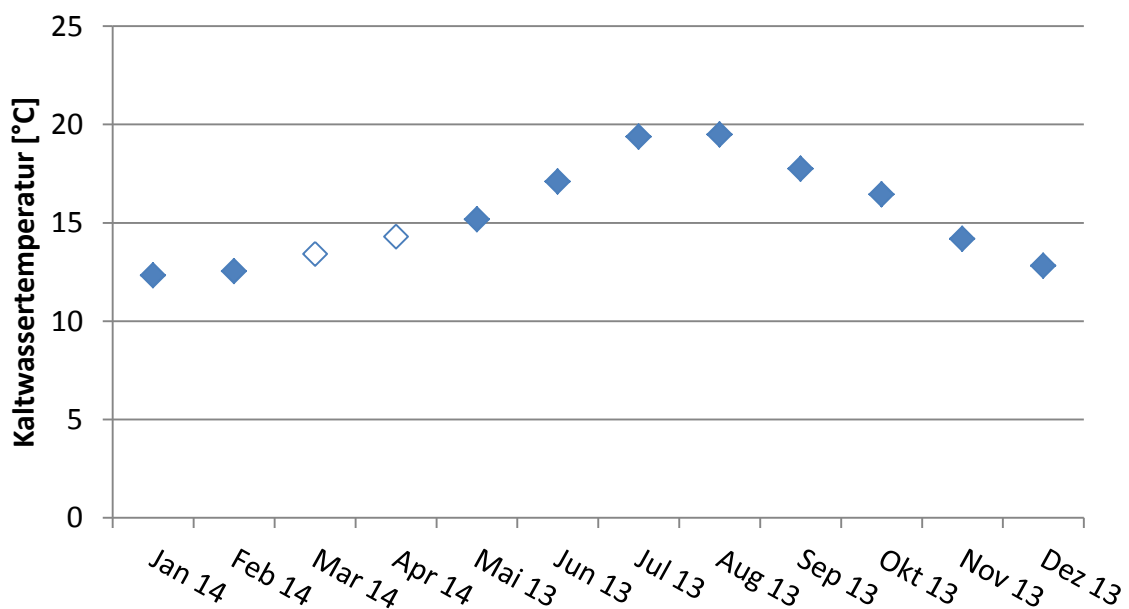
wo  $Q_{sol}$  den Kollektorfeldertrag bezeichnet,  $E_{DC}$  den elektrischen Ertrag (DC) und  $G$  die Einstrahlung in Kollektorebene. Die Messunsicherheit (relativ) beim thermischen Wirkungsgrad liegt bei rund 10 %, während sie bei den elektrischen Wirkungsgraden bei etwa 6 % liegt. Für den Vergleich der Wirkungsgrade untereinander ist die Unsicherheit bei der Strahlungsmessung ( ~ 5 %) irrelevant und es gelten nur die

Unsicherheiten der Ertragsmessungen, thermisch 4.7 %, elektrisch 0.9%. Der Vorteil der Doppelnutzung der Fläche zur Wärme und Stromproduktion kann beispielweise durch einen totalen Effizienzwert für die PVT-Anlage quantifiziert werden.

$$\eta_{total}^{PVT} = \eta_{thermisch}^{PVT} + \eta_{elektrisch,DC}^{PVT} = 31.4 \text{ \%}.$$

Hier ist anzumerken, dass der „Wert“ von Wärme und Strom allenfalls unterschiedlich gewichtet werden sollte. Der elektrische Mehrertrag der PVT-Kollektoren gegenüber der PV-Module wird weiter unten detaillierter diskutiert.

Um die Resultate besser einordnen zu können, sollten hier folgende Bemerkungen berücksichtigt werden. Die totale Einstrahlung, inklusive interpolierte Monate, lag rund 10 % über dem Wert für ein typisches Jahr am Standort Rapperswil (wie er von der Software Meteororm [9] generiert wird und beispielsweise in Polysun genutzt wird). In den Wintermonaten kam es zu leichten Verschattungen bei einem Teil des Kollektor- und des PV-Feldes, was eine leichte Reduktion der Erträge verursachte. Die thermische Effizienz ist stark abhängig von der Kaltwassertemperatur. Diese war bei der Testanlage mit einem Mittelwert über den Messzeitraum von 15.7 °C, und insbesondere in den Sommermonaten relativ hoch (vgl. Abbildung 5). Simulationsresultate ergeben, dass der thermische Ertrag bei um 2 °C tiefer liegenden Kaltwassertemperaturen etwa 7 % höher und für die von Polysun berechneten Kaltwassertemperaturen sogar 17 % höher ausfallen würde. Tiefere Kaltwassertemperaturen hätten auch einen positiven Einfluss auf die Modulkühlung und damit auf den elektrischen Mehrertrag der PVT-Module gegenüber den PV-Modulen.



**Abbildung 5:** Monatliche Durchschnitte der Kaltwassertemperaturen.

## Solarer Deckungsgrad

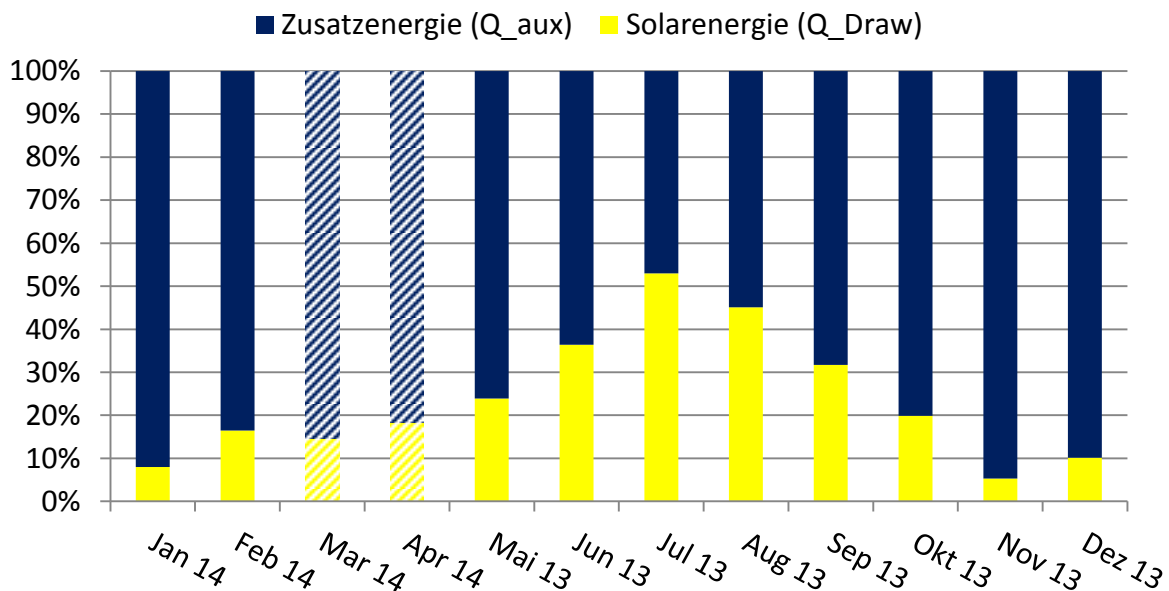
Die Nachheizung des Wassers bis zur Brauchwarmwassertemperatur wurde in der Testanlage nicht durchgeführt. Die nötige Zusatzleistung  $P_{aux}$  wurde anhand der gemessenen Speicheraustrittstemperatur  $T_{Draw}$ , der gewünschten Warmwasser-Solltemperatur  $T_{WW} = 55\text{ °C}$  und dem gemessenen Volumenstrom  $\dot{V}_{Draw}$  am Speicheraustritt wie folgt berechnet

$$P_{aux} = \dot{V}_{draw} \cdot \rho_{H_2O}(T_{Draw}) \cdot c_{p,H_2O} \left( \frac{T_{WW} + T_{Draw}}{2} \right) \cdot (T_{WW} - T_{Draw}).$$

Mit dieser Leistung wurde die nötige Zusatzenergie  $Q_{aux}$  bestimmt. Der solare Deckungsgrad  $Sfn$  wurde wie folgt definiert

$$Sfn \equiv \frac{Q_{Draw}}{Q_{Draw} + Q_{aux}},$$

wo  $Q_{Draw}$  die gemessene, dem Speicher entnommene Energie bezeichnet. Die erreichten solaren Deckungsgrade für die verschiedenen Monate sind in Abbildung 6 zu sehen.



**Abbildung 6:** Anteile der Brauchwarmwasser-Nutzenergie, welche durch die solare Vorwärmung, respektive durch konventionelle Nachheizung abgedeckt werden. Für die Bestimmung der Zusatzenergie wurde eine Warmwasser-Solltemperatur von 55°C angenommen.

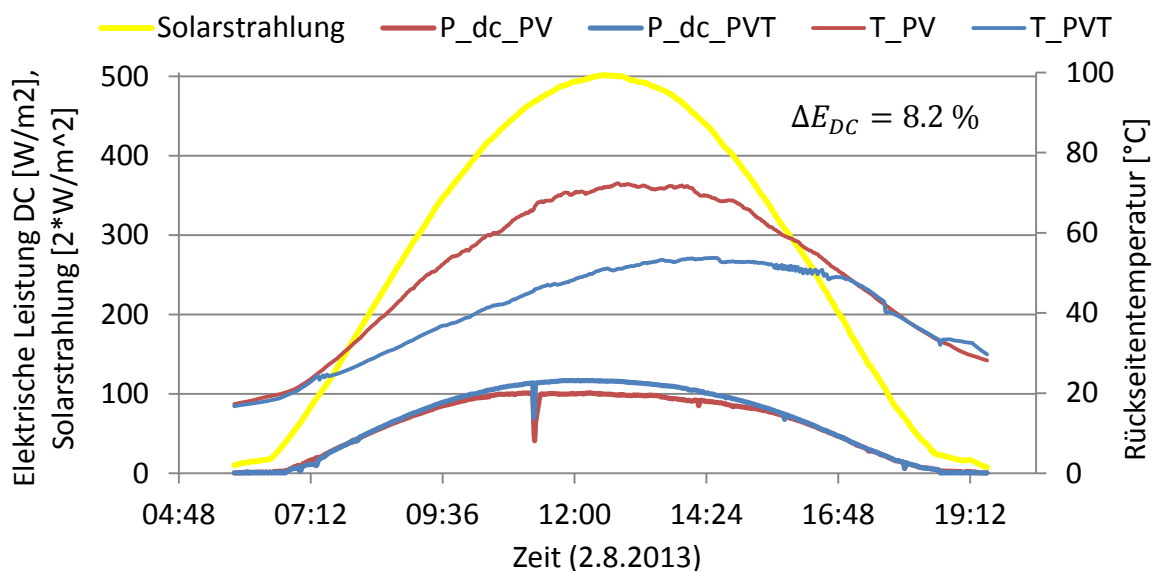
Wie es bei einer Vorwärmanlage vorgesehen ist, beträgt der solare Deckungsgrad auch in den Sommermonaten „nur“ rund 50 %. Über das komplette Jahr beträgt der solare Deckungsgrad  $(21.8 \pm 1.0)\%$ . Auch dieser Wert liegt im bei der Auslegung angestrebten Bereich.

Zwei Faktoren sollen hier erwähnt werden, welche den solaren Deckungsgrad stark beeinflussen. Auf der einen Seite sind dies die Speicherverluste. In der Testanlage lagen diese über den Zeitraum der Messungen bei 8 %. Eine Reduktion dieser Verluste ergäbe eine gleich grosse Erhöhung des solaren Deckungsgrades. Ein anderer wichtiger Einflussfaktor ist die Kaltwassertemperatur. Wie bereits erwähnt,

war diese bei der Testanlage relativ hoch. Gemäss Simulationen würde sich der solare Deckungsgrad bei 2°C tieferen Temperaturen von den gemessenen 21.8 % auf rund 22.5 % und bei den von Polysun berechneten Kaltwassertemperaturen auf 24 % erhöhen.

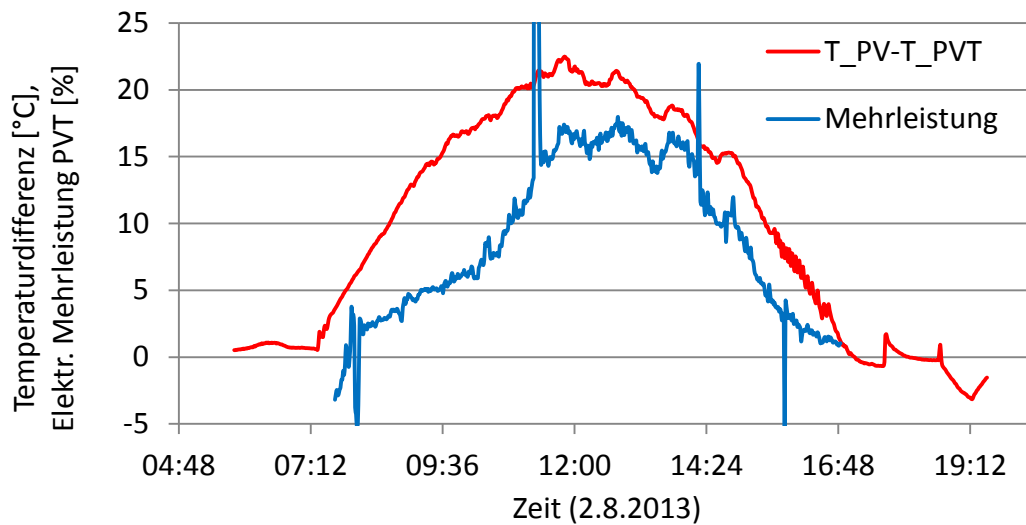
### Elektrischer Mehrertrag PVT / Einfluss der Modultemperatur

Neben der Bestimmung der Solarwärme und Stromerträge der PVT-Anlage wurde, durch den Vergleich mit den ungekühlten PV-Modulen, der durch die Kühlung erzielte elektrische Mehrertrag bestimmt. Abbildung 7 zeigt die an einem sonnigen Sommertag gemessenen elektrischen Leistungen der beiden Modultypen und die gleichzeitig gemessenen Rückseitentemperaturen. Die Leistungen und Rückseitentemperaturen der beiden PV-Module wurden gemittelt. Für die PVT-Kollektoren wurden die Leistungen und Rückseitentemperaturen der beiden Kollektoren, bei welchen die Temperatur gemessen wird, gemittelt. Abbildung 8 zeigt für den gleichen Tag die Differenz der Rückseitentemperaturen der beiden Modultypen sowie die elektrische Mehrleistung der PVT-Kollektoren. Die grössten Temperaturdifferenzen und Leistungsunterschiede treten um die Mittagszeit (UTC+1) auf. Die maximalen Temperaturunterschiede betragen rund 22 °C und die gleichzeitige elektrische Mehrleistung 17 %. Der elektrische Mehrertrag über den gesamten Tag beträgt 8.2 %. Eine Korrelation zwischen der Temperaturdifferenz und dem elektrischen Mehrertrag ist insbesondere in den Mittagsstunden klar ersichtlich. Die lokalen Maxima in den beiden Kurven folgen jeweils kurz nach Warmwasserzapfungen.



**Abbildung 7:** Solarstrahlung, sowie elektrische Leistung und Rückseitentemperaturen von PVT-Kollektoren und PV-Modulen. Die Solarstrahlung wurde für die Darstellung mit dem Faktor 0.5 skaliert. Dargestellt sind Minutenmittelwerte.





**Abbildung 8:** Differenz der Rückseitentemperaturen von PV-Modulen und PVT-Kollektoren sowie die elektrische Mehrleistung der PVT-Kollektoren. Dargestellt sind Minutenmittelwerte. Die grossen Ausschläge in der blauen Kurve entsprechen Momenten an denen eines oder mehrere Module nicht bei MPP arbeiten.

An dieser Stelle ist es interessant, den Einfluss der Modultemperaturen auf deren elektrische Leistung etwas genauer zu analysieren. Die elektrische Effizienz von PV-Modulen hängt von deren Zelltemperatur  $T_c$  ab. In erster Näherung ist die Temperaturabhängigkeit der Effizienz beim optimalen Betriebspunkt (MPP, Maximum Power Point) linear (siehe z.B. [10])

$$\eta_{MPP}(T_c) = \eta_{MPP}(T_{STC}) \cdot (1 - \gamma_{MPP} \cdot (T_c - T_{STC})),$$

mit  $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Der Temperaturkoeffizient  $\gamma_{MPP}$  ist im Allgemeinen eine Funktion der Einstrahlung und der Zelltemperatur. Beispielsweise nimmt er zu für höhere Zelltemperaturen (siehe z.B. [11]). Wiederum in erster Näherung können wir diesen Koeffizienten jedoch als konstant annehmen, d.h.  $\gamma_{MPP} \approx \gamma_{MPP}^0$ . Mit dieser Vereinfachung kann das Verhältnis der Leistungen der beiden Modultypen, angenommen sie werden bei MPP betrieben, wie folgt beschrieben werden

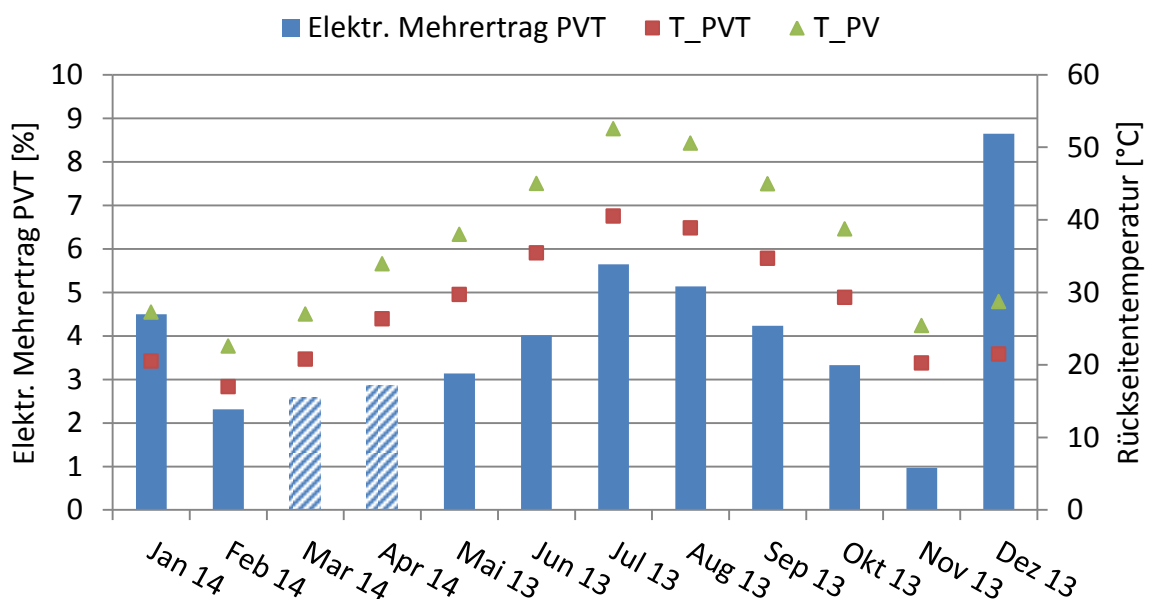
$$\frac{P_{DC}^{PVT}}{P_{DC}^{PV}} = \frac{\eta_{MPP}^{PVT}(T_c^{PVT})}{\eta_{MPP}^{PV}(T_c^{PV})} \approx 1 - \gamma_{MPP}^0 \cdot (T_c^{PVT} - T_c^{PV}),$$

wobei Terme höherer Ordnung in  $\gamma_{MPP}^0 \cdot (T_c^{PV} - T_{STC})$  weggelassen wurden. Solange dieser Zusammenhang gilt, sollte also die elektrische Mehrleistung der PVT-Kollektoren proportional zur Differenz der Zelltemperaturen sein. Wenn die gemessenen Rückseitentemperaturen nahe bei den Zelltemperaturen liegen, bzw. wenn die Abweichung von der wahren Zelltemperatur für beide Modultypen ähnlich gross ist, dann sollte der obige Zusammenhang auch für die Rückseitentemperaturen gelten. In Abbildung 8 ist zu sehen, dass der lineare Zusammenhang zwischen der Differenz der gemessenen Rückseitentemperaturen nicht immer gegeben ist.

Besonders klar ersichtlich ist dies am Vormittag und am späteren Nachmittag, wo sich die Formen der beiden Kurven deutlich unterscheiden. Diese Tatsache legt nahe, dass die gemessenen Rückseitentemperaturen nicht ganz repräsentativ für die Zelltemperaturen sind. Der Zusammenhang zwischen Rückseitentemperaturen, Zelltemperaturen (und Fluidtemperaturen im Kollektor) soll in der Folge dieses Projektes genauer untersucht werden.

Die monatlichen elektrischen Mehrerträge der PVT-Kollektoren (Durchschnitt aller 6 Kollektoren) gegenüber den PV-Modulen (Durchschnitt der beiden Module) sind in Abbildung 9 dargestellt. Zusätzlich abgebildet sind die mit der elektrischen Leistung gewichteten monatlichen Mittelwerte der Rückseitentemperaturen

$$\bar{T} = \Sigma(T_i \cdot P_{DC,i}) / \Sigma P_{DC,j}$$



**Abbildung 9:** Monatliche elektrische Mehrerträge der PVT-Kollektoren gegenüber den PV-Modulen sowie die mit der elektrischen Leistung gewichteten Mittelwerte der Rückseitentemperaturen.

Die Mehrerträge in den Monaten November 2013 bis Februar 2014 können nicht als Konsequenz der Modulkühlung interpretiert werden, da es in diesen Monaten zeitweise zu Verschattungen von Teilen des PVT- und des PV-Feldes kam. In den restlichen Monaten hängt der Mehrertrag klar mit dem Temperaturunterschied zusammen. Der höchste Wert ergibt sich für den Monat Juli mit 5.6 % elektrischem Mehrertrag. Über die gesamte Messperiode, ohne die interpolierten Monate, ergibt sich ein elektrischer Mehrertrag von  $(4.4 \pm 1.8) \%$ .<sup>3</sup>

Obwohl wir gesehen haben, dass der erwähnte lineare Zusammenhang zwischen der Differenz der Rückseitentemperaturen und dem elektrischen Mehrertrag über kurze Zeitperioden nicht immer gültig ist, ist es möglich, dass er über längere

<sup>3</sup> Eine zusätzliche Unsicherheit könnte sich dadurch ergeben, dass die Module, obwohl sie von der gleichen Bauart sind, leicht unterschiedliche Wirkungsgrade besitzen.

Zeiträume dennoch anwendbar ist. Gemäss dem Zusammenhang müsste der elektrische Mehrertrag proportional zur Differenz der leistungsgewichteten Temperaturmittelwerte sein, d.h.  $\Delta E_{DC} \approx \gamma_{MPP}^0 \cdot (\bar{T}_{PV} - \bar{T}_{PVT})$ . Für den Zeitraum von Mai 2013 bis Oktober 2014 betragen diese Temperaturmittelwerte  $\bar{T}_{PVT} = 35.6 \text{ }^\circ\text{C}$  respektive  $\bar{T}_{PV} = 46 \text{ }^\circ\text{C}$ . Wenn man als Temperaturkoeffizient den bei Standard-Testbedingungen ermittelten Wert annimmt,  $\gamma_{MPP}^0 = \gamma_{MPP,STC}^0 = 0.0043 \text{ K}^{-1}$ , ergibt sich ein errechneter Mehrertrag von 4.5 %. Der gemessene elektrische Mehrertrag für denselben Zeitraum beträgt  $4.4 \pm 1.8 \text{ } \%$ . Für die einzelnen Monate unterscheiden sich die berechneten und die gemessenen Werte um rund 0.5 Prozentpunkte. Die Berechnung des Mehrertrages anhand der Rückseitentemperaturen ergibt also Werte der richtigen Grössenordnung. Die Differenz zwischen den (über lange Zeiträume gemittelten) Rückseitentemperaturen scheint also doch ein relativ guter Indikator für die Differenz der Zelltemperaturen und damit für den elektrischen Mehrertrag zu sein.

#### 4. Zusammenfassung und Ausblick

Am SPF in Rapperswil wurde eine Testanlage zur Untersuchung des Potenzials von unverglasten PVT-Kollektoren für die Brauchwarmwasser-Vorwärmung aufgebaut und während bisher 10 Monaten betrieben und vermessen. Für die gewählte Dimensionierung und Betriebsweise, welche den Fall eines Mehrfamilienhauses repräsentieren sollen, wurden ein Kollektorfeldertrag von  $258 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{Jahr})$  und ein solarer Deckungsgrad von  $(21.8 \pm 1.0) \text{ } \%$  erreicht (Werte für die 2 fehlenden Monate wurden durch Simulationen ermittelt). Der DC-Stromertrag betrug  $168 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{Jahr})$ . Im Vergleich mit den ungekühlten PV-Modulen erzielten die PVT-Kollektoren über die Messperiode einen elektrischen Mehrertrag von  $(4.4 \pm 1.8) \text{ } \%$ . Der Zusammenhang zwischen der Modulkühlung und dem elektrischen Mehrertrag wurde untersucht.

In der Folge dieses Projektes sollen die Messresultate dazu genutzt werden Simulationen detailliert zu validieren. Danach sollen weitere Simulationen durchgeführt werden mit dem Ziel, die Abhängigkeit der Erträge von den verschiedenen Dimensionierungsparametern genauer zu untersuchen und die Systemdimensionierung für die BWW-Vorwärmung weiter zu optimieren. Zusätzlich soll der Zusammenhang zwischen Zelltemperatur, Rückseitentemperatur und Fluidtemperatur der PVT-Kollektoren weiter untersucht werden. Ein besseres Verständnis dieser Zusammenhänge kann dazu genutzt werden, Simulationsmodelle zu verbessern und damit die durch Modulkühlung erreichbaren elektrischen Mehrerträge quantitativ genauer voraussagbar zu machen.

## 5. Danksagung

Dieses Projekt wurde unterstützt von der Schweizerischen Kommission für Technologie und Innovation KTI, sowie vom Industriepartner, der Firma Meyer Burger (CH), bei welchen wir uns hier bedanken möchten. Weiterer Dank geht an die Firma Soltop (CH), welche grosszügigerweise den Speicher zur Verfügung gestellt hat und die Firma Velasolaris Polysun (CH) für die gute Zusammenarbeit im Bereich der Simulationsarbeiten.

## Literaturverzeichnis

- [1] H. Zondag, «Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Bd. 12, pp. 891-959, 2008.
- [2] G. Rockendorf, R. Sillmann, L. Podlowski und B. Litzemberger, «PV-hybrid and thermoelectric collectors,» *Solar Energy*, Bd. 67, pp. 227-237, 1999.
- [3] H. Zondag, M. Jong und W. van Helden, «Development and applications for PV thermal,» in *17th EPSEC*, München, 2001.
- [4] P. Dupeyrat, C. Menezo, M. Rommel und H.-M. Henning, «Efficient single glazed flat plate photovoltaic-thermal hybrid collector for domestic hot water system,» *Solar Energy*, Bd. 85, pp. 1457-1468, 2011.
- [5] E. Bertram, «Solarthermie2000plus: Solare Gebäudewärmeversorgung mit unverglasten photovoltaisch-thermischen Kollektoren, Erdsonden und Wärmepumpen für 100% Deckungsanteil,» ISFH, Hameln, 2011.
- [6] <http://pvsystems.meyerburger.com/>.
- [7] <http://www.velasolaris.com/>.
- [8] <http://solar.uni-kassel.de/>.
- [9] <http://meteonorm.com/>.
- [10] J. Duffie und W. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, Hoboken: J. Wiley & Sons, Inc., 2006.
- [11] D. King, J. Kratochvil und W. Boyson, «Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties and results,» in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, Anaheim, 1997.