

## PVT-Kollektoren für die Brauchwarmwasser-Vorwärmung – Mess- und Simulationsresultate einer Testanlage



D. Zenhäusern, A. Baggenstos, O. Türk, S. Brunold, M. Rommel  
Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik Rapperswil HSR

daniel.zenhausen@solarenergy.ch

www.solarenergy.ch

Zusammenfassung

Résumé

Abstract

Um das Potenzial von unverglasten PVT-Kollektoren für die Brauchwarmwasser-Vorwärmung zu untersuchen, wurde am SPF in Rapperswil eine Testanlage gebaut und während einem kompletten Jahr betrieben und vermessen. Parallel dazu wurde das System detailgetreu mit der Simulationssoftware Polysun abgebildet. Wir präsentieren in diesem Beitrag die Messresultate des einjährigen Betriebs, insbesondere die thermischen und elektrischen Solarenergieerträge sowie den durch die Modulkühlung erreichten elektrischen Mehrertrag der PVT-Kollektoren gegenüber reinen PV-Modulen. Zusätzlich zeigen wir den Vergleich zwischen Mess- und Simulationsresultaten und Simulationsresultate für unterschiedliche Systemdimensionierungen.

Afin d'étudier le potentiel des capteurs solaires photovoltaïques/thermiques (capteurs-PVT) non-vitrés pour le préchauffage d'eau chaude sanitaire, une installation-test a été mise en service à l'institut SPF à Rapperswil et suivie pendant une année entière. En parallèle, des simulations détaillées du système ont été effectuées avec le logiciel Polysun. Les résultats de mesure, comprenant en particulier les rendements solaires thermiques et photovoltaïques ainsi que l'augmentation du rendement photovoltaïque des capteurs-PVT due au refroidissement des cellules sont présentés. De plus, les résultats de mesure sont comparés avec les résultats des simulations et des résultats de simulations pour des systèmes de dimensionnements différents.

## 1. Einleitung

PVT-Kollektoren kombinieren Photovoltaik (PV) und Solarthermie (T) 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 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 von der KTI geförderten Zusammenarbeit mit der Firma Meyer Burger [6] durchgeführt wird, ist, das Potenzial von unverglasten PVT-Kollektoren für die BWW-Vorwärmung zu analysieren und geeignete Dimensionierungskriterien zu definieren. Dazu wurde am SPF eine Testanlage aufgebaut, welche während einem Jahr betrieben wurde. Die Dimensionierung und Betriebsweise der Anlage wurde so gewählt, dass sie als Modell einer 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. Parallel zu den Messungen wurde das System in Simulationen detailliert abgebildet um die vorhandenen Simulationsmodelle zu validieren und die Extrapolation der Messresultate auf andere Systemdimensionierungen und Umgebungsbedingungen zu ermöglichen.

## 2. Beschrieb 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  $45^{\circ}$ . Es besteht aus 6 unverglasten PVT-Kollektoren der Firma Meyer Burger, welche hydraulisch parallel verschaltet sind. Die einzelnen Kollektoren haben eine Bruttofläche von  $1.64 \text{ m}^2$ . Sie bestehen aus c-Si PV-Modulen (240 W Nennleistung) mit Aluminiumblech-Wärmeabnehmern und Aluminiummäanderrohren auf der Modulrückseite.<sup>2</sup> 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.

---

<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.

<sup>2</sup> Die neue Generation von PVT-Kollektoren derselben Firma hat Nennleistungen von 270 W, bzw. 280 W.



2 PV-Module (3.3 m<sup>2</sup>)

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



Speicher: 500 Liter



8 Modulwechselrichter

Abbildung 1: Hauptkomponenten der PVT-Testanlage.

### Systemauslegung und Dimensionierung

Bei einer solaren BWV-Vorwärmanlage wird, im Vergleich zu gängigen solaren BWV 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.

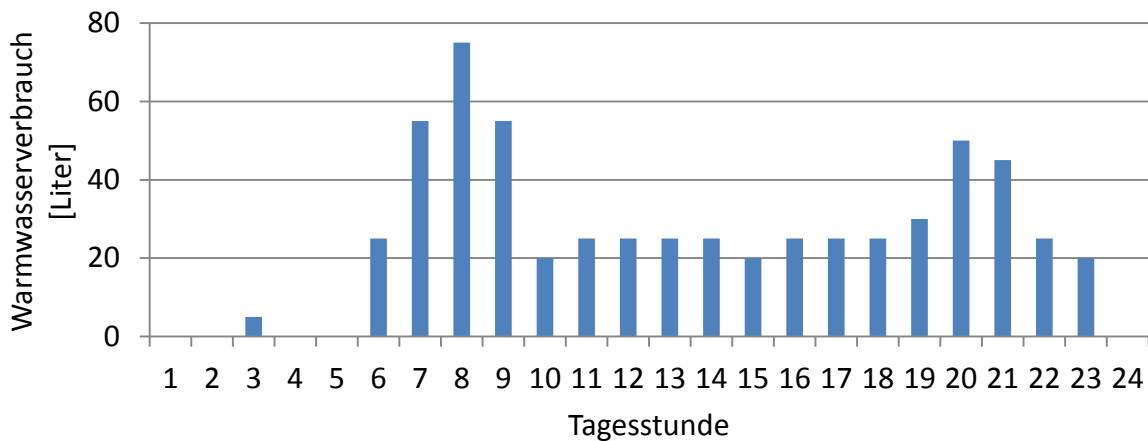


Abbildung 2: In der Testanlage verwendetes Warmwasser-Zapfprofil.

### 3. Messresultate der Testanlage

Die Anlage wurde während einem Jahr, von Mai 2013 bis April 2014, betrieben. Die Datenausfallquote liegt bei 0.5 %. Datenlücken wurden durch Interpolation oder durch Einsetzen von Daten von ähnlichen Tagen gefüllt.

#### Solarenergie-Erträge

In Abbildung 3 sind die monatlichen in der Kollektorebene gemessenen Strahlungssummen sowie die entsprechenden Solarwärme und Solarstromerträge der PVT-Anlage dargestellt. Die 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 Messunsicherheiten für die Werte der verschiedenen Monate liegen bei der Strahlungsmessung zwischen 2.1 % und 6.1 %, beim Wärmeertrag zwischen 4.2 % und 5.8 % und beim Stromertrag zwischen 0.7 % und 1 %.<sup>3</sup>

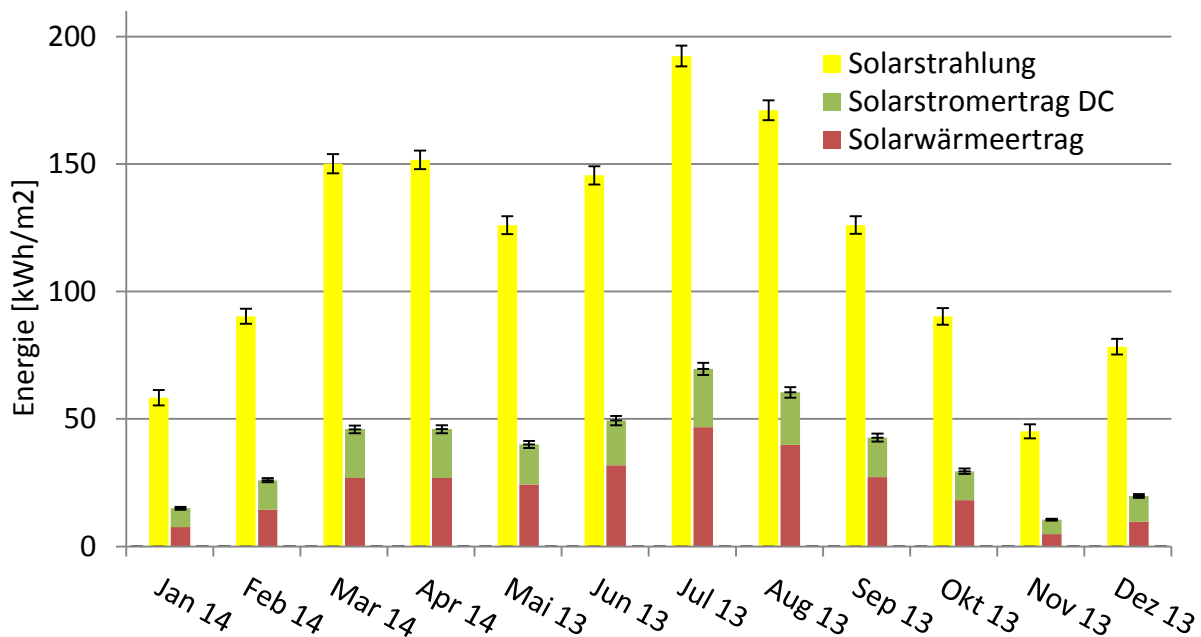


Abbildung 3: Monatliche Solarstrahlung und Ertragswerte der PVT-Anlage.

<sup>3</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.

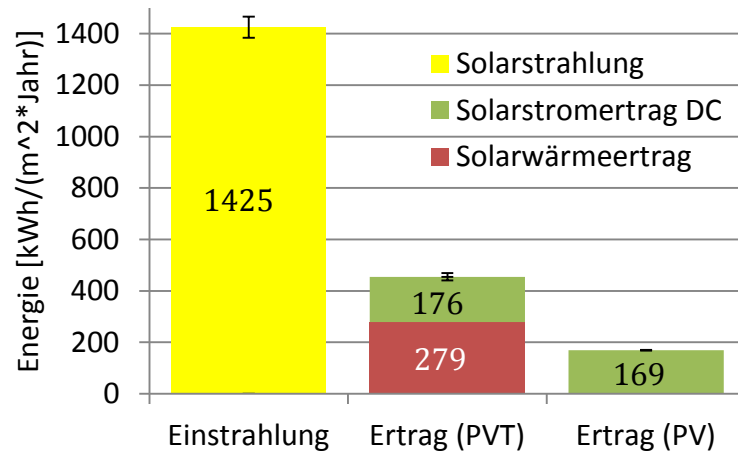


Abbildung 4: Jahreserträge PVT- und PV-Anlage.

Die Jahreserträge sind in Abbildung 4 dargestellt. Mit 279 kWh/(m<sup>2</sup>\*Jahr) liegt der erzielte Kollektorfeldertrag etwas über dem angestrebten Wert. Es ergeben sich folgende jährliche Effizienzwerte für die PVT-Anlage und die PV-Anlage

$$\eta_{thermisch}^{PVT} = Q_{sol}/G = 19.6 \% \quad \eta_{elektrisch,DC}^{PVT} = E_{DC}^{PVT}/G = 12.4 \%$$

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

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 7.5 %, während sie bei den elektrischen Wirkungsgraden bei 3.8 % liegt. Für den Vergleich der Wirkungsgrade untereinander ist die Unsicherheit bei der Strahlungsmessung (~ 2.9 %) jedoch irrelevant und es gelten nur die Unsicherheiten der Ertragsmessungen, thermisch 4.6 %, 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.

$$\eta_{total}^{PVT} = \eta_{thermisch}^{PVT} + \eta_{elektrisch,DC}^{PVT} = 31.9 \%.$$

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. Während dem Messjahr lag die Globalstrahlung rund 15 % über dem Wert für ein typisches Jahr am Standort Rapperswil (wie er von der Software Meteonorm [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 überdurchschnittlich hoch (vgl. Abbildung 5). Dies ist darauf zurückzuführen, dass das verwendete Kaltwasser zwischen dem Kaltwassernetz und dem Speicher der Testanlage eine relativ grosse Strecke im Gebäude zurückzulegen hatte. Simulationen ergeben, dass der thermische Ertrag bei um 2 °C tiefer liegenden Kaltwassertemperaturen rund 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.

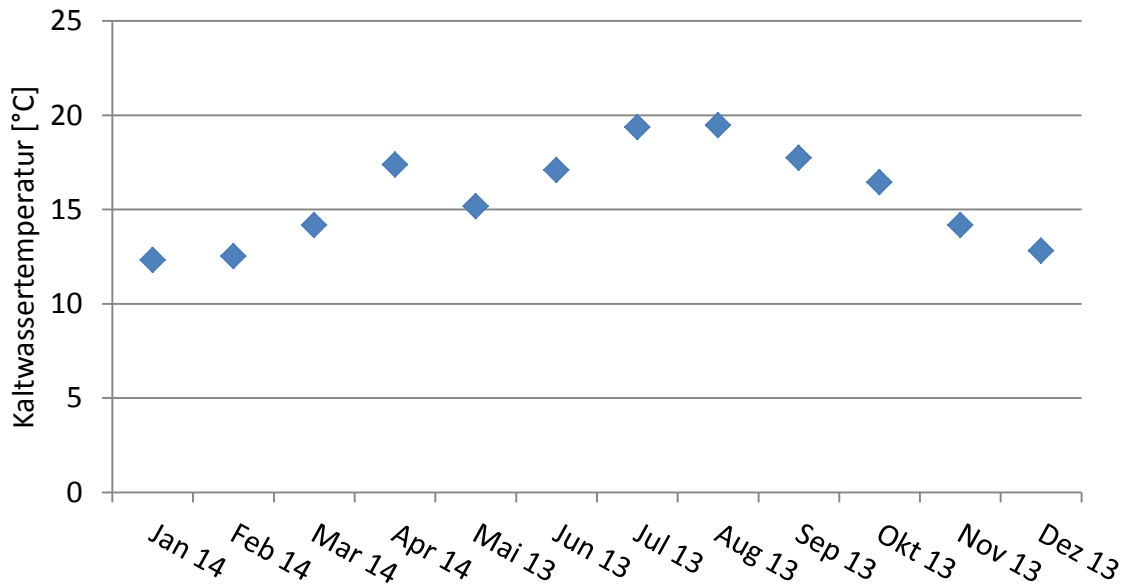


Abbildung 5: Monatliche Durchschnitte der Kaltwassertemperaturen.

### 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.

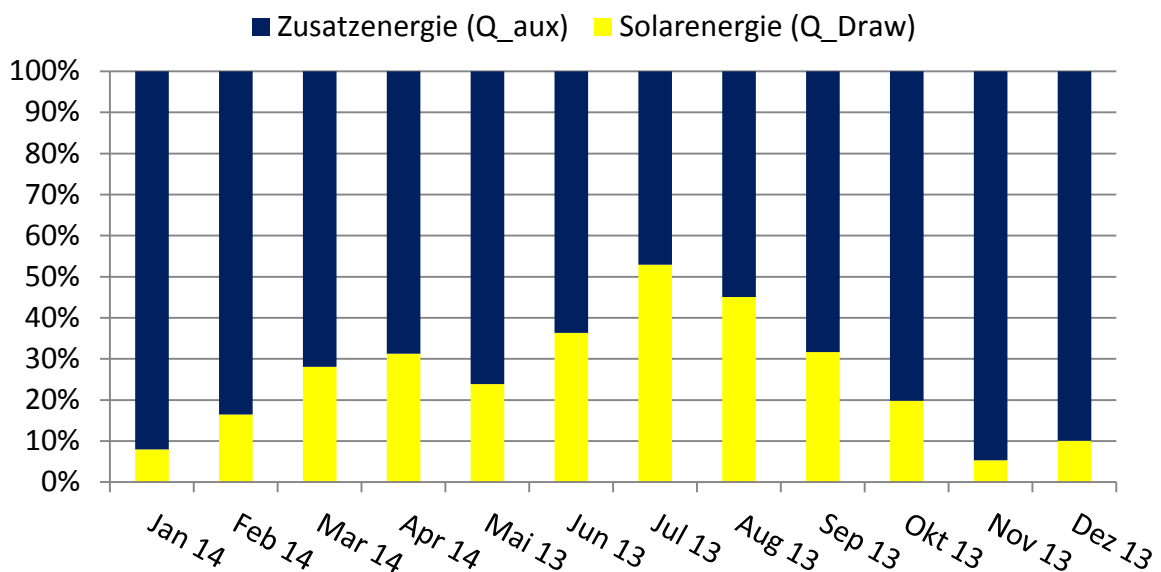


Abbildung 6: Anteile der Brauchwarmwasser-Nutzenergie, welche durch die solare Vorwärmung, respektive durch konventionelle Nachheizung abgedeckt werden. Für die Bestimmung der Zusatzenergie wurde eine Warmwasser-Solltemperatur von 55°C angenommen.

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 ( $23.9 \pm 1.1$ ) %. 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 rund 7 %. Eine Reduktion dieser Verluste ergäbe eine gleich grosse Erhöhung des solaren Deckungsgrades. Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor ist die Kaltwassertemperatur. Wie bereits erwähnt, war diese bei der Testanlage relativ hoch. Gemäss Simulationen würde sich der solare Deckungsgrad bei  $2^{\circ}\text{C}$  tieferen Temperaturen von den gemessenen 23.9 % auf rund 25 % und bei den von Polysun berechneten Kaltwassertemperaturen auf 26.8 % 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  $22^{\circ}\text{C}$  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. An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Rückseitentemperatur nicht direkt der für die elektrische Leistung relevanten Zelltemperatur entspricht. Insbesondere kann deren Abweichung von der Zelltemperatur bei den beiden Modultypen unterschiedlich sein.

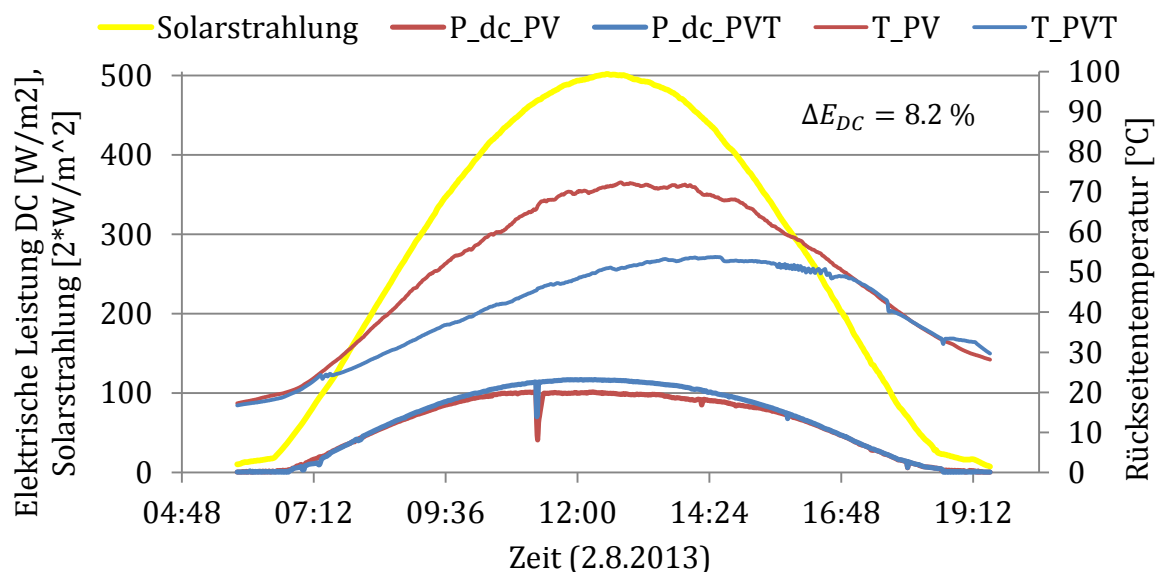


Abbildung 7: Solarstrahlung, sowie elektrische Leistung und Rückseitentemperaturen von PVT-Kollektoren und PV-Modulen. Die Solarstrahlung wurde für die Darstellung mit dem Faktor 0.5 skaliert. Dargestellt sind Minutenmittelwerte.

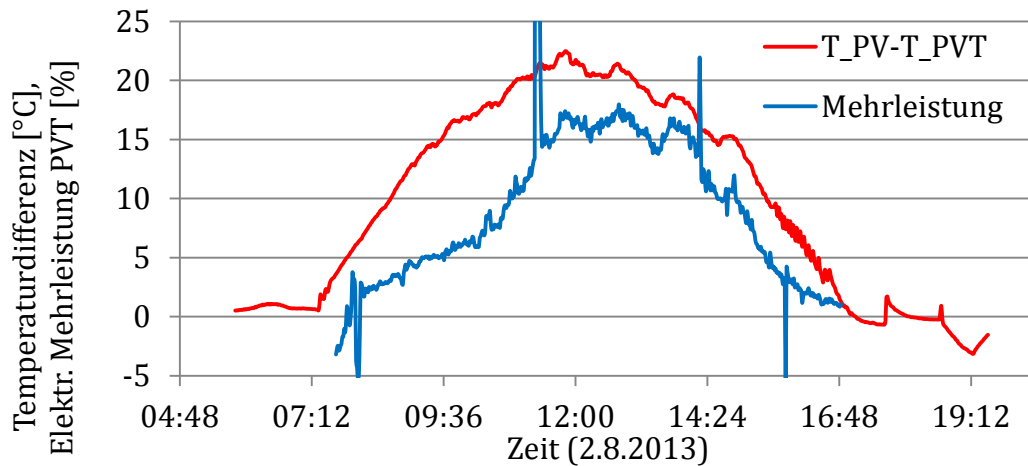


Abbildung 8: Differenz der Rückseitentemperaturen von PV-Modulen und PVT-Kollektoren sowie die elektrische Mehrleistung der PVT-Kollektoren. Dargestellt sind Minutenmittelwerte. Die grossen Ausschläge in der blauen Kurve entsprechen Momenten an denen eines oder mehrere Module nicht bei MPP arbeiten.

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

$$\bar{T} = \frac{\sum_i (T_i \cdot P_{DC,i})}{\sum_j P_{DC,j}}$$

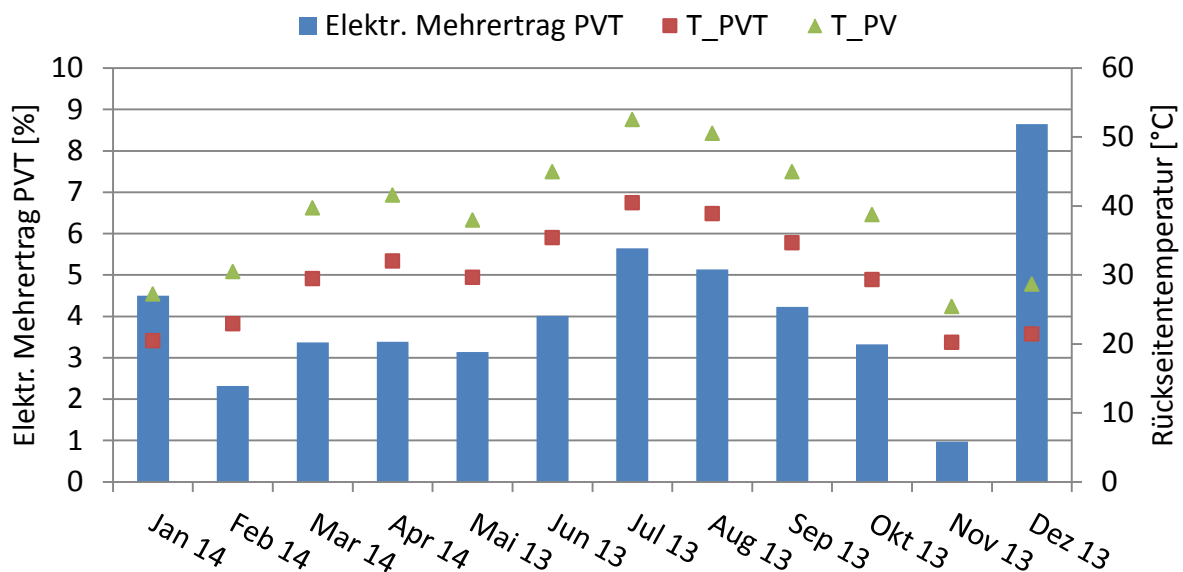


Abbildung 9: Monatliche elektrische Mehrerträge der PVT-Kollektoren gegenüber den PV-Modulen sowie die mit der elektrischen Leistung gewichteten Mittelwerte der Rückseitentemperaturen.

Die Mehrerträge in den Monaten November 2013 bis Februar 2014 können nicht allein 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 korreliert der Mehrertrag klar mit dem Temperaturunterschied. Der höchste Wert ergibt sich für den Monat Juli mit 5.6 % elektrischem Mehrertrag. Über die gesamte Messperiode, ohne die Monate November 2013 bis Februar 2014, ergibt sich ein elektrischer Mehrertrag von  $(4.1 \pm 1.8) \%$ .<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Eine zusätzliche Unsicherheit kann sich dadurch ergeben, dass die Module, obwohl sie von der gleichen Bauart sind, leicht unterschiedliche Wirkungsgrade besitzen.



#### 4. Vergleich mit Simulationen und Extrapolation der Resultate

Parallel zu den Messungen wurde das System möglichst detailliert in der Simulationsumgebung Polysun abgebildet. Als Randbedingungen wurden die real gemessenen Werte eingesetzt: Solare Einstrahlung in Kollektorebene, langwellige atmosphärische Gegenstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Speicherraumtemperatur. Ebenso wurden für das Warmwasser-Zapfprofil die real gemessenen Bezugsmengen eingesetzt. Es wurde mit einer Polysun-Beta-Version gearbeitet, in welcher die gemessene Strahlung in Kollektorebene, anstatt wie üblich die Einstrahlung auf eine horizontale Ebene, als Input eingelesen werden kann. Die elektrischen Leistungsparameter der PV- und PVT-Module wurden durch die Herstellerfirma Meyer Burger bestimmt. Die thermischen Leistungsparameter des PVT-Kollektorfeldes wurden mit Hilfe der Messdaten bestimmt. Abbildung 10 zeigt den Vergleich zwischen Mess- und Simulationsresultaten für die monatlichen thermischen Solarerträge und Abbildung 11 den Vergleich der solaren Deckungsanteile für die Warmwasserbereitung.

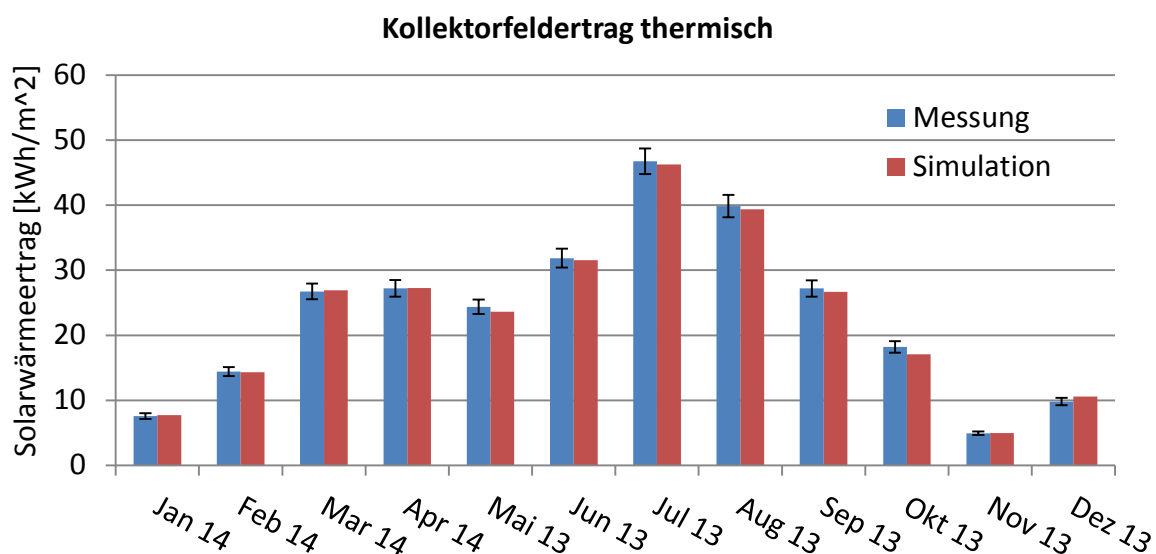


Abbildung 10: Vergleich zwischen Messwerten und Simulationsresultaten für den Solarwärmeertrag gemessen am Rand des PVT-Kollektorfeldes, d.h. die Verluste der Verrohrung im Kollektorfeld sind mitberücksichtigt.

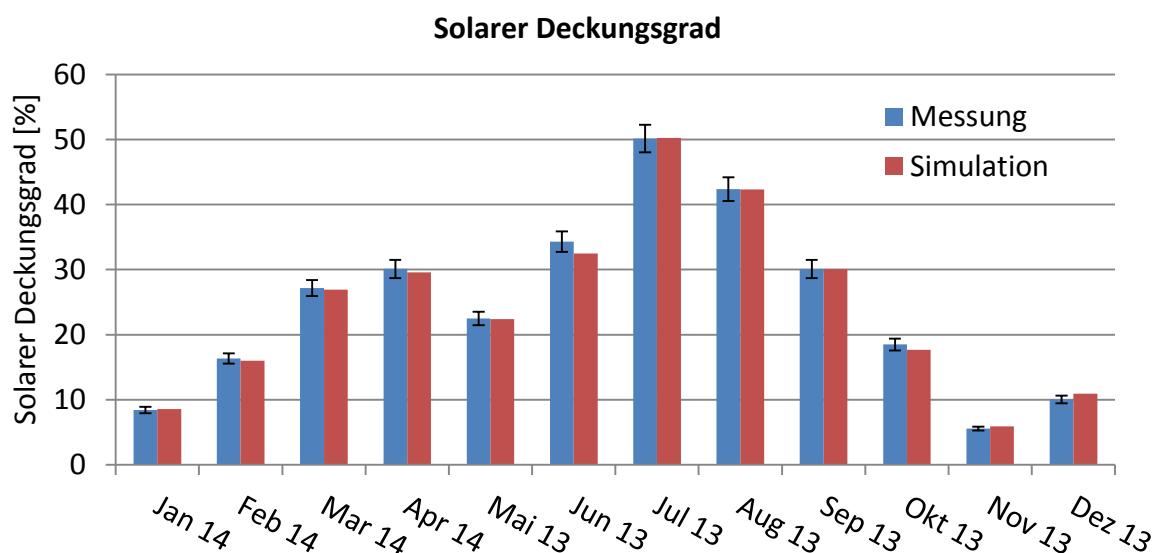


Abbildung 11: Vergleich zwischen Messwerten und Simulationsresultaten für den solaren Deckungsgrad der benötigten Energie zur Warmwasserbereitung.

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen den Vergleich der DC-Stromerträge der PVT-Module und der PV-Module. Abbildung 14 zeigt den Vergleich für den elektrischen Mehrertrag der PVT-Module.

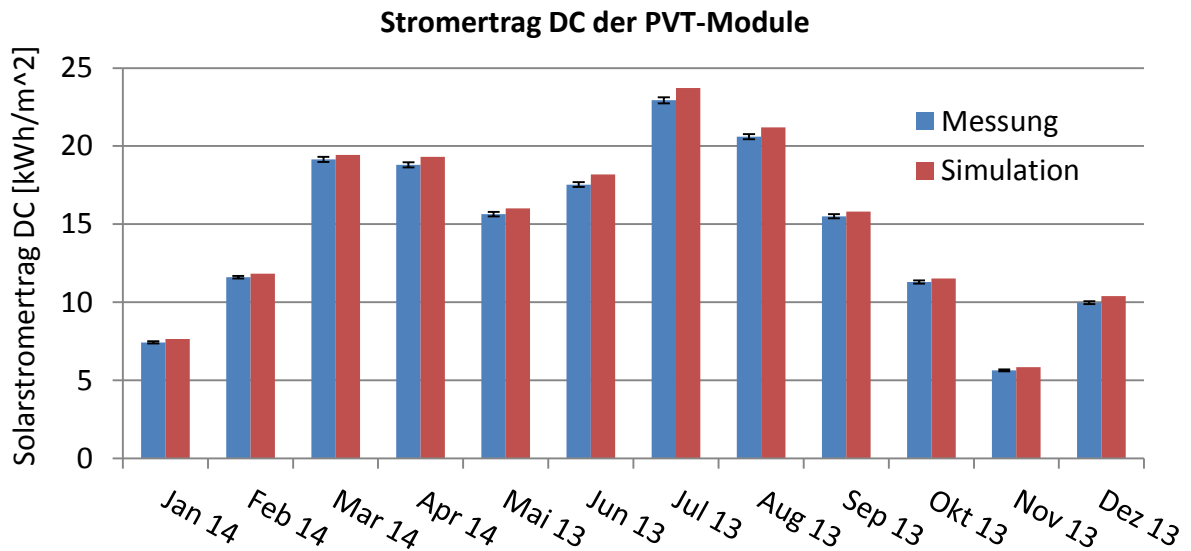


Abbildung 12: Vergleich zwischen Messwerten und Simulationsresultaten für den DC-Stromertrag der PVT-Module.

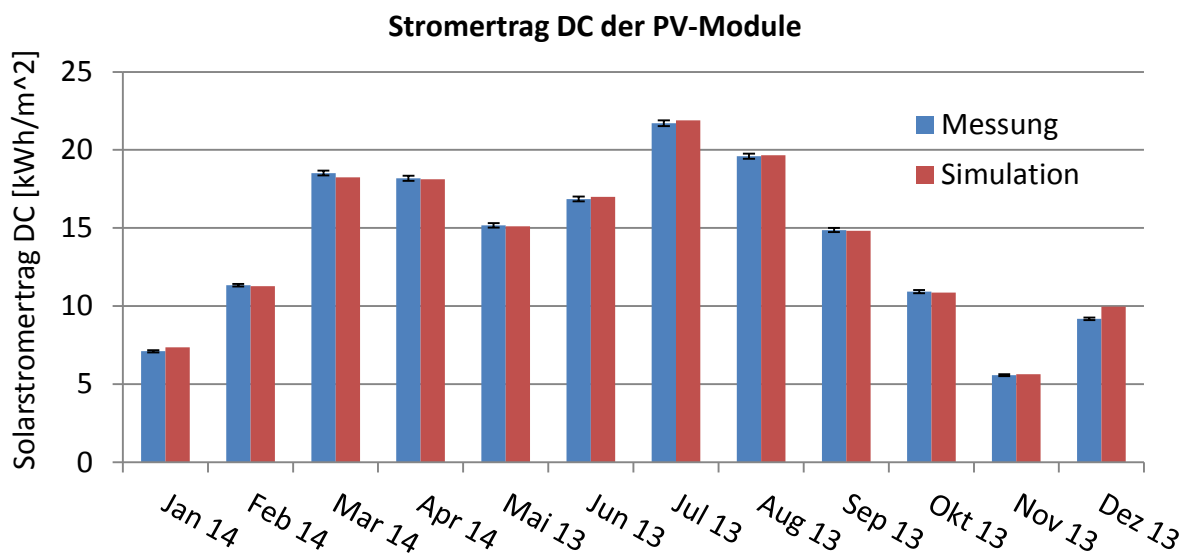


Abbildung 13: Vergleich zwischen Messwerten und Simulationsresultaten für den DC-Stromertrag der PV-Module.

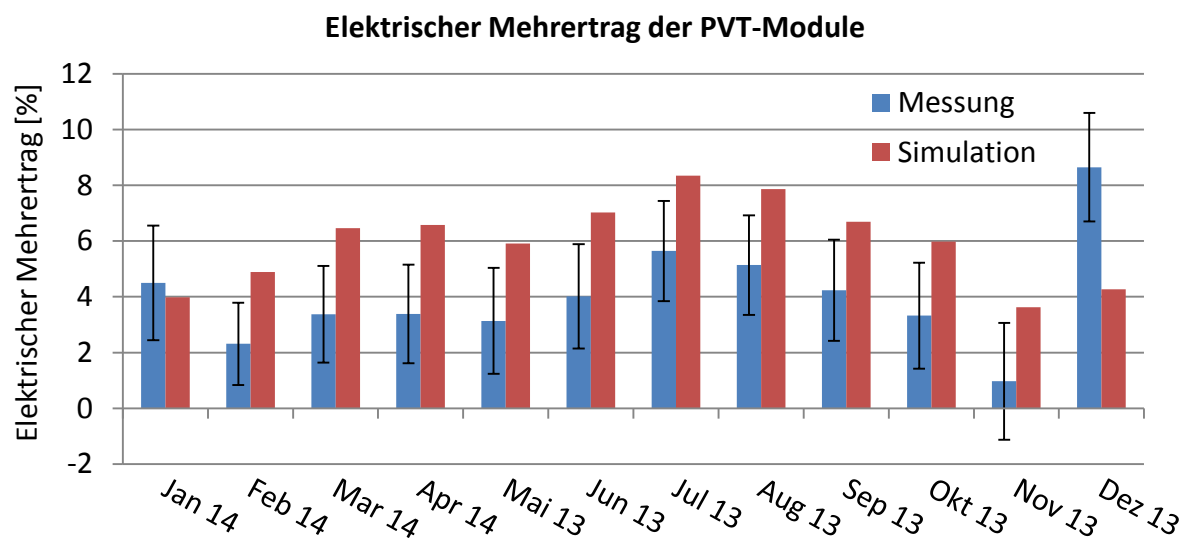


Abbildung 14: Vergleich für den elektrischen Mehrertrag der PVT-Modulen gegenüber den PV-Modulen. Wie bereits erwähnt, kam es in den Wintermonaten November 2013 bis Februar 2014 zu leichten Verschattungen, was bei der Betrachtung der Resultate berücksichtigt werden muss.

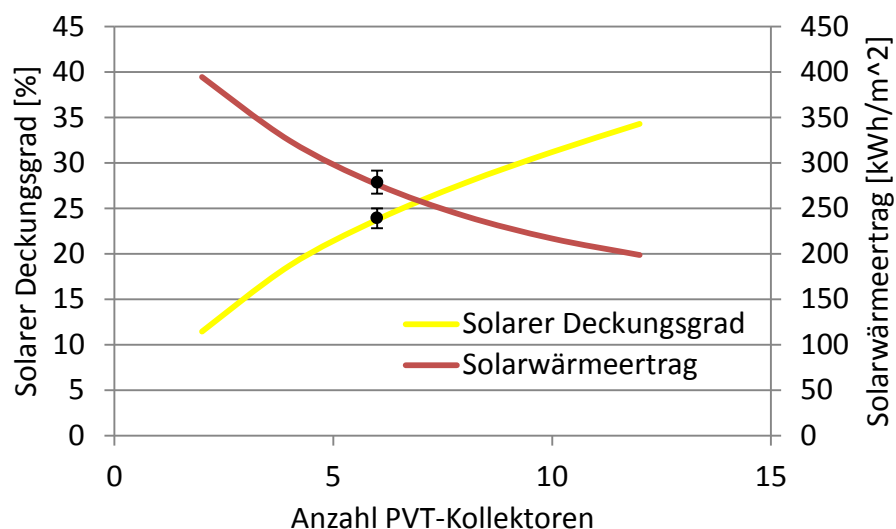
Die Abweichung der Simulationsresultate von den Messwerten kann anhand der relativen Abweichung des Jahresertrags und der durchschnittlichen relativen Abweichung der Monatswerte quantifiziert werden. Die entsprechenden Werte sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

*Tabelle 1: Abweichung der Simulationsresultate von den gemessenen Werten. Angegeben ist jeweils die relative Abweichung des Jahreswertes und der Durchschnitt der Absolutwerte der relativen monatlichen Abweichungen. \*Beim elektrischen Mehrertrag wurden nur die Monate März bis Oktober berücksichtigt.*

	Relative Abweichung des Jahreswertes [%]	Durchschnittliche relative Abweichung der Monatswerte [%]
Kollektorfeldertrag	- 0.9	2.3
Solarer Deckungsgrad WW	- 0.7	2.6
DC-Stromertrag PVT	+ 2.7	2.8
DC-Stromertrag PV	+ 0.5	1.6
Elektrischer Mehrertrag*	+ 68.8	73.5

Bei den thermischen Erträgen wurde eine sehr gute Übereinstimmung von Simulations- und Messresultaten erreicht. Auch die Stromerträge konnten in der Simulation gut reproduziert werden. Es ist jedoch festzustellen, dass, während der Stromertrag der PV-Module sehr gut übereinstimmt, der Stromertrag der PVT-Module in der Simulation etwas zu hoch ausfällt. Dies war zu erwarten, da in Polysun ein Modell für den PVT-Kollektor zur Anwendung kommt, in dem die PV-Zelltemperatur der Fluidtemperatur gleichgesetzt wird. Dadurch wird die Kühlwirkung etwas überschätzt und damit auch der elektrische Ertrag. Die Genauigkeit des Modells ist durchaus ausreichend für die Bestimmung von absoluten Stromerträgen von PVT-Kollektoren. Für eine genaue Bestimmung des zu erwartenden elektrischen Mehrertrages gegenüber PV-Modulen müsste das Modell jedoch verfeinert werden.

Die Simulationen können nun dazu genutzt werden, Erträge für andere Umgebungsbedingungen und Systemdimensionierungen zu berechnen. In Abschnitt 3 wurden bereits Simulationsresultate für unterschiedliche Kaltwassertemperaturen erwähnt. Als weiteres Beispiel können wir die Variation des Solarwärmeertrages in Funktion der Anzahl PVT-Kollektoren, bei sonst gleich bleibendem System betrachten (vgl. Abbildung 15). Erwartungsgemäss kann der solare Deckungsgrad durch den Einsatz einer grösseren Anzahl PVT-Kollektoren erhöht werden. Gleichzeitig sinkt aber die Effizienz der Kollektoren und damit der flächenspezifische Solarwärmeertrag. Solche Simulationsresultate können dazu genutzt werden, bei der Auslegung von Systemen einen optimalen Kompromiss zwischen diesen beiden Grössen zu erreichen.



*Abbildung 15: Simulationsresultate für die Extrapolation der Messresultate auf ein gleiches System mit unterschiedlicher Anzahl PVT-Kollektoren. Die beiden Punkte mit Fehlerbalken sind die gemessenen Werte der Testanlage mit 6 PVT-Kollektoren.*

## 5. 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 einem Jahr betrieben und vermessen. Für die gewählte Dimensionierung und Betriebsweise, welche den Fall eines Mehrfamilienhauses repräsentieren, wurden ein Kollektorfeldertrag von  $(278.9 \pm 12.8)$  kWh/(m<sup>2</sup>\*Jahr) und ein solarer Deckungsgrad von  $(23.9 \pm 1.1)$  % erreicht. Der DC-Stromertrag betrug  $(176.1 \pm 1.5)$  kWh/(m<sup>2</sup>\*Jahr). Im Vergleich mit den ungekühlten PV-Modulen erzielten die PVT-Kollektoren einen elektrischen Mehrertrag von  $(4.1 \pm 1.8)$  %. Der Zusammenhang zwischen der Modulkühlung und dem elektrischen Mehrertrag wurde dargestellt. Zusätzlich wurden Systemsimulationen mit der Software Polysun durchgeführt. Für die Energieerträge konnte eine sehr gute Übereinstimmung von Simulations- und Messresultaten erreicht werden. Einzig beim durch Modulkühlung erzielten elektrischen Mehrertrag der PVT-Kollektoren weichen die Simulationsresultate zu stark von den Messungen ab und müssten die Simulationsmodelle verfeinert werden.

## 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.

## Literatur/Referenzen

- [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. Litzenburger, «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/>.