

Michel Haller, Dr., Leiter Forschung SPF

Ko-Autoren:

Mattia Battaglia, Robert Haberli; Andreas Reber, Evelyn Bamberger

Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik Rapperswil HSR

Martin Borner, Energie Zukunft Schweiz

Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärmepumpen

Zusammenfassung

Bei Einspeisevergütungen für elektrische Energie aus Photovoltaik (PV) welche deutlich niedriger sind als die Tarife für den Strombezug ab Netz wird der Eigenverbrauch von PV-Strom für die Anlagenbesitzer interessant. Ein grosses Potenzial mit wenig Aufwand bietet hierfür die eigenverbrauchsoptimierte Regelung der Wärmepumpe in Kombination mit thermischen Speichern. Im Projekt CombiVolt wird aufgezeigt, wie solche eigenverbrauchsoptimierte PV-Wärmepumpensysteme im Prüfstand vermessen und charakterisiert werden können, und was mit solchen Systemen heute und in naher Zukunft erreicht werden kann. Es werden thermische und elektrische Energiespeicher miteinander verglichen und die Auswirkung der Speicherbewirtschaftung auf die entsprechenden Energiekennzahlen thematisiert. Die Fokussierung auf die Zielwerte Eigenverbrauch und Autarkiegrad wird dabei nicht nur in Bezug auf eine mögliche Reduktion der Gesamtenergieeffizienz kritisch hinterfragt, sondern auch in Bezug auf den Nutzen für die Stromnetzbetreiber.

Résumé

L'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque (PV) devient intéressante avec les rétributions pour l'énergie PV qui sont clairement inférieures à l'achat d'électricité du réseau. Pour cela, le réglage des pompes à chaleur optimisé pour l'autoconsommation, en combinaison avec du stockage thermique, offre un grand potentiel pour un investissement minimal. Dans le projet CombiVolt est démontré comment de tels systèmes de pompes à chaleurs PV optimisés pour l'autoconsommation peuvent être mesurés et caractérisés, et ce qui peut être réalisé avec de tels systèmes aujourd'hui et dans un futur proche. Le stockage énergétique thermique est comparé au stockage électrique, et l'impact de l'exploitation du stockage sur les coefficients de performance est abordé. Un regard critique sur les objectifs de l'autoconsommation ou le degré d'autarcie est posé, non seulement sur la possible réduction de l'efficacité énergétique globale, mais également sur les avantages pour les exploitants du réseau.

- Ermittlung der ökonomischen Vor- und Nachteile verschiedener Regelstrategien unter Einbezug sowohl heutiger Stromtarifmodelle als auch künftiger Tarifmodelle, welche unterschiedlichen Ausbau der Photovoltaik im Netz berücksichtigen
- Einschätzung der ökonomischen Vor- und Nachteile der thermischen Speicherung im Vergleich zu Batteriespeichern für Systeme mit Eigenverbrauchsoptimierung einerseits und Netzdienstleistungen andererseits.
- Empfehlungen für Hersteller und Planer bezüglich Dimensionierung und Auslegung von PV-Wärmepumpensystemen mit Eigenverbrauchsoptimierung.

Übersicht Stromtarife und Abrechnungsmodalitäten

Grundvoraussetzung dafür, dass zeitgleich mit der Produktion verbrauchter PV-Strom auch als Eigenverbrauch angerechnet werden kann, ist ein entsprechendes Abrechnungsmodell mit dem Elektrizitätswerk. Profitiert der Konsument von einem separaten Wärmepumpentarif, so wird dieser üblicherweise auch über einen separaten Zähler abgerechnet. Dies verhindert den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom selbst dann, wenn Zeitgleichheit von Produktion und Verbrauch über die WP gegeben wäre. Ein weiterer Stolperstein können Wärmepumpen-Sperrzeiten über die Mittagsstunden sein, welche den Eigenverbrauch just zur Zeit der höchsten Produktionsspitzen einschränken.

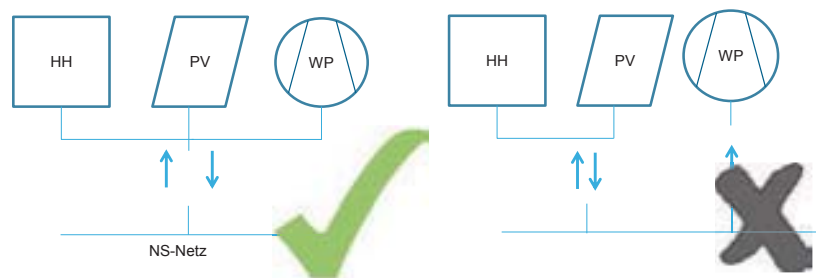


Bild 2: Abrechnung mit dem Elektrizitätswerk (EW) über gemeinsamen Stromzähler oder über separaten Wärmepumpenzähler.

Im Projekt CombiVolt wurden die Tarifstrukturen von 14 Energieversorgern untersucht, welche gemeinsam ca. 45% der Schweizer Bevölkerung versorgen. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die Bandbreite der ermittelten Tarife für den Strombezug und die Einspeisung von PV-Strom. Für Haushalte, welche zusätzlich zur Wärmepumpe über eine Solarstromanlage verfügen, erlauben heute die meisten Energieversorgungsunternehmen (EVU) den Anschluss über einen Zweirichtungszähler (Bild 2, links). In diesem Falle kann sowohl der Verbrauch des Haushalts als auch der Wärmepumpe zum PV-Eigenverbrauch beitragen. Häufig wird dabei die Wärmepumpe nur noch während typischerweise 2 Stunden pro Tag unterbrochen. Andererseits muss auf den etwas günstigeren Wärmepumpentarif verzichtet werden. Die Differenzen zwischen Haushaltstarif und Wärmepumpentarif sind in den letzten Jahren gesunken. Eine mögliche Entwicklung ist deren komplette Zusammenführung bzw. Abschaffung des Wärmepumpentarifs. Zudem ist mit der Anwendung des Wärmepumpentarifs meist ein zusätzlicher Grund- bzw. Messpreis fällig. Um diese Zusatzkosten durch eingesparte Stromkosten auszugleichen, müsste die Wärmepumpe, bei einer typischen Tarifstruktur, pro Jahr mindestens 5000 kWh verbrauchen. Mit einem Verbrauch in dieser Größenordnung ist jedoch nur bei sehr grossen oder bei sehr schlecht wärmegeprägten Einfamilienhäusern zu

rechnen. Bei den Einspeisetarifen fallen die sehr hohen Maximalwerte und die grosse Bandbreite auf. In Tabelle 1 wurden die Werte der IWB nicht berücksichtigt, da diese als einziges der untersuchten EWs einen höheren Einspeise- als Bezugstarif ausweist. Bei IWB ist es also vorteilhafter, die gesamte Eigenproduktion ins Netz einzuspeisen. Bei allen anderen EVU ist der Eigenverbrauch bis auf eine Ausnahme (ewl NT) vorteilhafter.

Tabelle 1: Bandbreite der ermittelten Stromtarifdifferenzen zwischen Bezug (Tarif normal) und Einspeisung von 13 Energieversorgern (ohne IWB) aufgeteilt nach Hochtarif (HT) und Niedertarif (NT).

Arbeitspreisdifferenz [Rp/kWh]	Min.	Max.
HT (Netz+Strom) – Einspeisetarif	2.90	16.85
NT (Netz+Strom) – Einspeisetarif	-0.40	8.35

Hardware in the Loop Test von PV-WP Systemen

Um das Zusammenspiel von Wärmepumpe, Speicher und Regelung für die Optimierung des PV-Eigenstromverbrauchs im Prüfstand zu ermitteln wurde der Hardware in the Loop Prüfstand des SPF Institut für Solartechnik [1] um die Komponenten PV-Emulator und Haushaltsstromemulator erweitert.

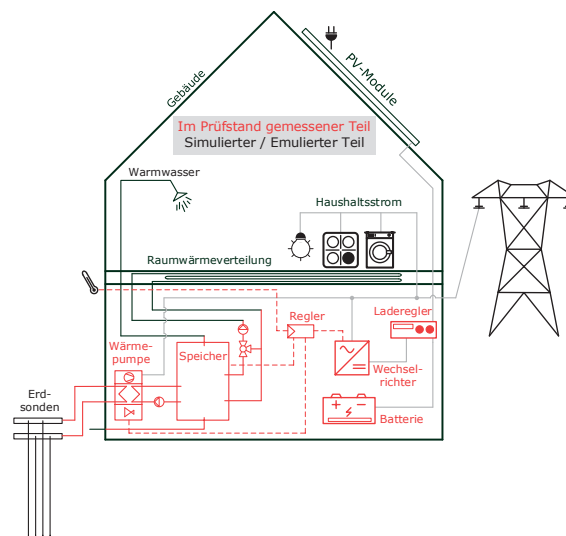


Bild 3: Systemaufbau (rot) im Prüfstand sowie simulierte und emulierte Komponenten (schwarz) für den Hardware in the Loop Systemtest am Institut für Solartechnik SPF.

Mit einem Hardware in the Loop Test nach dem Concise Cycle Testverfahren (CCT) können innert wenigen Tagen nicht nur die Funktion des Systems überprüft werden, sondern auch Systemkennwerte wie der PV-Eigenverbrauch und der Autarkiegrad ermittelt werden. Idealerweise sind die ermittelten Werte repräsentativ für den Betrieb des Systems im Feld über ein ganzes Jahr. Im Gegensatz zu realen Feldtests können im Prüfstand die Bedingungen wiederholt und somit die Resultate verschiedener Systemkombinationen oder Regelungsvarianten miteinander verglichen werden. Weitere Vorteile des CCT-Verfahrens gegenüber Feldtests sind genauere Messgeräte, mehr Messstellen, eine höhere zeitliche Auflösung der Messwerte sowie eine schnellere Verfügbarkeit der Resultate aus allen Jahreszeiten und Betriebsmodi.

Ein CCT dauert sechs Tage, zuzüglich einer ca. 24 h Phase der Vorkonditionierung sowie einer nachgeschalteten Phase zur Überprüfung der Wiederholbarkeit [2]. Die Repräsentativität des Testzyklus für den Betrieb über ein ganzes Jahr wurde validiert, indem verschiedene System- und Regelungsvarianten über den Testzyklus simuliert und die Ergebnisse mit den Ergebnissen von Jahressimulationen verglichen wurden (Bild 4).

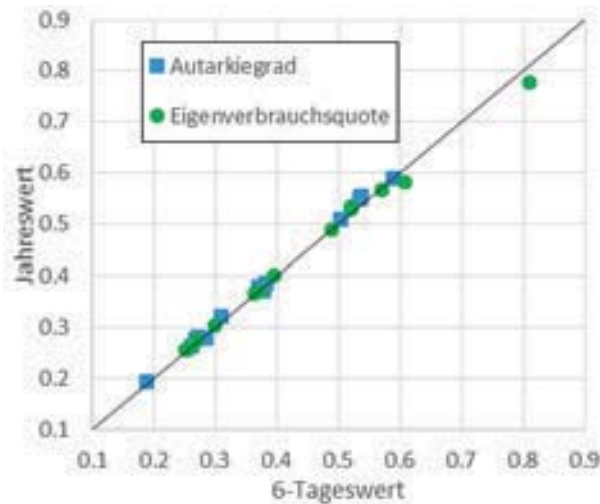


Bild 4: Korrelation des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades zwischen Simulationen über die 6 Tage des Concise Cycle Testprofils und Simulationen über das ganze Jahr.

Mit dem Concise Cycle Test werden im Verlauf des Projektes mehrere PV-Wärmepumpenkombinationen verschiedener Hersteller ausgemessen. Neben qualitativen Auswertungen wie den in Bild 5 dargestellten elektrischen Energiebilanzen über die Zeit werden die im folgenden Abschnitt definierten Kennzahlen ermittelt und verglichen.

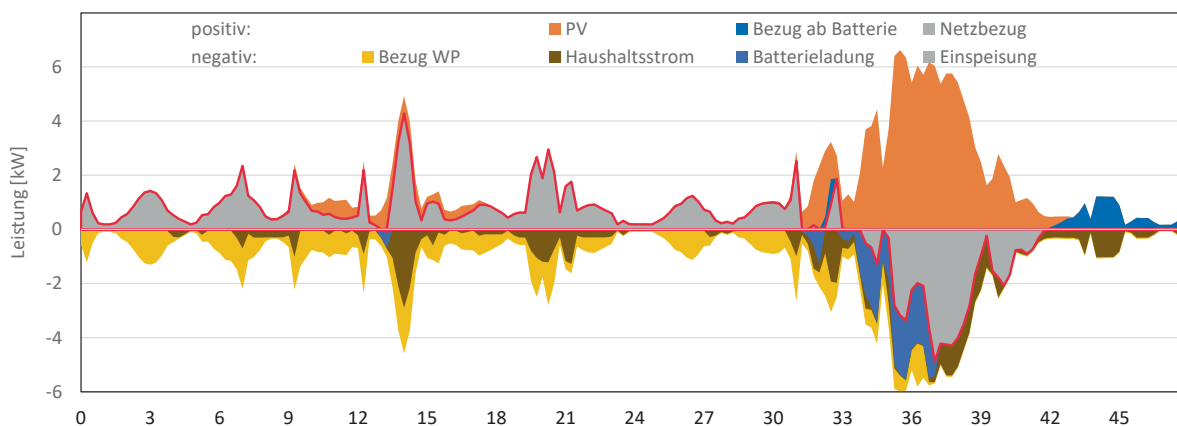


Bild 5: Gemessener Verlauf von Bezug und Einspeisung elektrischer Energie über 48 h des Testprofils. Rote Linie = Netzbilanz.

Kennwerte für PV-WP Systeme

Als Kennwerte für PV-Wärmepumpensysteme werden meist die Eigenverbrauchsquote R_{eig} der PV-Anlage und der Autarkiegrad des Haushalts erwähnt (vgl.[3]). Diese sind definiert als:

$$\text{Formel 1:} \quad R_{eig} = \frac{W_{eig}}{W_{prod}} = \frac{W_{ges} - W_{NB}}{W_{prod}}$$

$$\text{Formel 2:} \quad R_{aut} = \frac{W_{eig}}{W_{ges}} = \frac{W_{ges} - W_{NB}}{W_{ges}}$$

Der Eigenverbrauch W_{eig} bezeichnet denjenigen Anteil des PV-Ertrages W_{prod} der zeitgleich verbraucht wird. Da dieser Eigenverbrauch selten direkt gemessen wird, erweist sich eine Bestimmung aus der Differenz des gesamten Stromverbrauchs W_{ges} und des Netzbezugs W_{NB} oft als sinnvoller und praktikabler Weg.

Das Netto-Stromverhältnis R_{prod} sagt aus, wie hoch der Solarertrag ausfällt im Vergleich zum Jahresbedarf an elektrischer Energie:

$$\text{Formel 3:} \quad R_{prod} = \frac{W_{prod}}{W_{ges}}$$

Netzbezug W_{NB} und Netzeinspeisung W_{NE} geben Aufschluss darüber, wie viel Strom vom Netz bezogen wurde, respektive ins Netz eingespeisen wurde.

Um thermische und elektrische Speicher miteinander vergleichen zu können, wurde als Masseneinheit ein „Nutzbares Stromspeicheräquivalent“ eingeführt. Für Batteriespeicher entspricht dies der nutzbaren Kapazität (bis zur maximalen Entladetiefe). Bei thermischen Energiespeichern wird die auf Grund der Stoffeigenschaften des Mediums berechnete thermische Energiespeicherkapazität durch den elektrischen Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers geteilt:

$$\text{Formel 4:} \quad C_{el,sto} = \frac{(T_{sto,max} - T_{sto,set}) \cdot V_{sto} \cdot \rho_w \cdot c_{p,w}}{COP}$$

mit $COP = 3$.

Schliesslich führen wir einen Faktor R_{net} ein, der das Verhältnis von ab Netz bezogener Energie zum Gesamt-Nutzenergiebedarf E_{use} beschreibt. Die Nutzenergie beinhaltet dabei den Haushaltsstrombedarf W_{HH} sowie den thermischen Energiebedarf für Warmwasser Q_{WW} und Raumheizung Q_{RH} .

$$\text{Formel 5:} \quad R_{net} = \frac{W_{NB}}{E_{use}}$$

$$\text{Formel 6:} \quad E_{use} = W_{HH} + Q_{WW} + Q_{RH}$$

Betrachtetes System

Betrachtet wurde ein Einfamilienhaus im Klima von Zürich welches dem SFH45 des IEA SHC Task 44 entspricht [4]. Dieses Gebäude hat eine Energiebezugsfläche von 140 m^2 , und im Klima von Zürich einen Wärmebedarf von 57 kWh/m^2 (45 kWh/m^2 im Klima von Strasbourg). Der Haushaltsstrombedarf für 4 Personen (zwei Erwachsene, zwei Kinder, Anwesenheitszeiten unter der Woche auch tagsüber) wurde mit dem LoadProfileGenerator [5] erstellt, das Warmwasserbedarfsprofil mit dem Tool DHWcalc [6]. In der Standardvariante verfügt das Gebäude über eine Photovoltaikanlage von 7.2 kWp mit Orientierung Süd und Neigung 45° . Tabelle 2 gibt eine Übersicht über den Bedarf an thermischer ($Q_{WW} + Q_{RH}$) sowie elektrischer ($W_{sys} + W_{HH}$) Energie in der Grundvariante. Das Verhältnis von photovoltaisch erzeugter zur im Gebäude verbrauchten elektrischen Energie R_{prod} ist in dieser Variante mit 107% nahe bei Netto-Null.

Table 2: Bedarf an thermischer und elektrischer Energie sowie PV Produktion in der Grundvariante.

Parameter	Symbol	Wert
Warmwasserbedarf	Q_{WW}	3276 kWh _{th}
Raumwärmbedarf	Q_{RH}	7987 kWh _{th}
Elektrischer Bedarf Heizsystem	W_{sys}	3900 kWh _{el}
Haushaltsstrom (ohne Heizsystem)	W_{HH}	3312 kWh _{el}
Gesamt-Strombedarf	W_{ges}	7212 kWh _{el}
Produktion PV-Strom	W_{prod}	7689 kWh _{el}
PV Verhältnis	R_{prod}	107%

Um das Potenzial zur Lastverschiebung durch Wärmepumpen zu ermitteln, wurde das System mit der Software TRNSYS [7] simuliert. Es wurden drei verschiedene Varianten von thermischen Speichersystemen untersucht:

- **Kombispeicher** im weiteren Sinne, als ein Schichtenspeicher welcher Wärme sowohl für Warmwasser als auch für Raumheizung in einer Einheit speichert.
- **Zwei Speicher System**, bestehend aus einem Warmwasserspeicher und einem separaten Speicher für Raumheizung.
- **Warmwasserspeicher** ohne zusätzlichem Speicher für Raumwärme.

Der simulierte elektrische Energiespeicher wurde in einem ersten Schritt vereinfacht angenommen als AC-gekoppelter Lithium-Ionen Akku mit einer konstanten Ladezyklus-Effizienz von 78%, unabhängig von der Be- oder Entladeleistung oder vom Ladezustand. Dieses rudimentäre Modell wird im Laufe des Projektes auf Grund der gemessenen Werte im Teststand den real beobachteten Effizienzen und Abhängigkeiten von Batteriespeichern angepasst werden. Die Luft-Wasser Wärmepumpe wurde als Inverter-Wärmepumpe mit einem regelbaren Leistungsbereich von 30 – 100% simuliert. Die thermische Leistung der simulierten Wärmepumpe betrug 9.3 kW (A2W35) bei einem COP von 3.5.

Die einfachste und kostengünstigste Variante der Eigenverbrauchserhöhung ist das gezielte Beladen eines bereits vorhandenen Warmwasserspeichers bei PV-Überschuss. Hier kann durch die Grösse des Wasserspeichers und die Belade-Zieltemperatur bei PV-Überschuss im Vergleich zur „gewöhnlichen“ Beladetemperatur das nutzbare Stromspeicheräquivalent beeinflusst werden. Soll der Eigenverbrauch weiter erhöht werden, so stehen die Optionen ‚Kombispeicher‘, ‚Zwei thermische Speicher‘, ‚Bewirtschaftung der thermischen Masse des Gebäudes‘, und ‚Batteriespeicher‘ zur Verfügung. Ein generelles Schema zur Regelung dieser Systeme zeigt Bild 6.

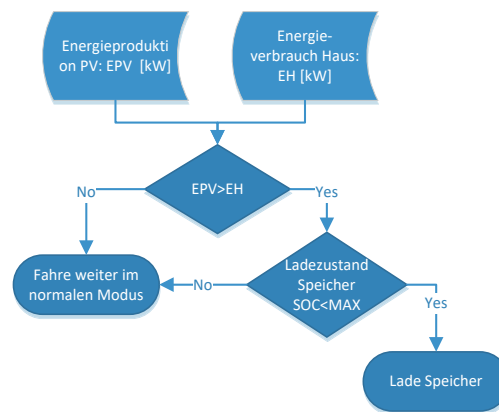


Bild 6: Generelles Schema der Regelung. EPV = Energieproduktion PV, EH = Energieverbrauch Haus, SOC = Ladezustand Speicher. MAX = Maximalwert für Ladezustand Speicher.

Eigenverbrauch, Autarkiegrad und Netto-Null Bilanz

Generell gilt: je grösser die PV Anlage dimensioniert ist, desto höher steigt in der Regel der Autarkiegrad, und desto geringer fällt der Eigenverbrauch aus. Eine Angabe von Autarkiegrad oder Eigenverbrauch sollte deshalb immer begleitet werden von der Angabe der Dimensionierung der PV-Anlage im Vergleich zum Verbrauch (zum Beispiel R_{net}). Bei einer Netto-Null-Energiebilanz ($R_{net}=100\%$) ist der Autarkiegrad per Definition gleich hoch wie der Eigenverbrauch. Eine Angabe von Autarkiegrad und Eigenverbrauch bei Dimensionierung auf Netto-Null ist deshalb ein einfach zu kommunizierender Referenzpunkt.

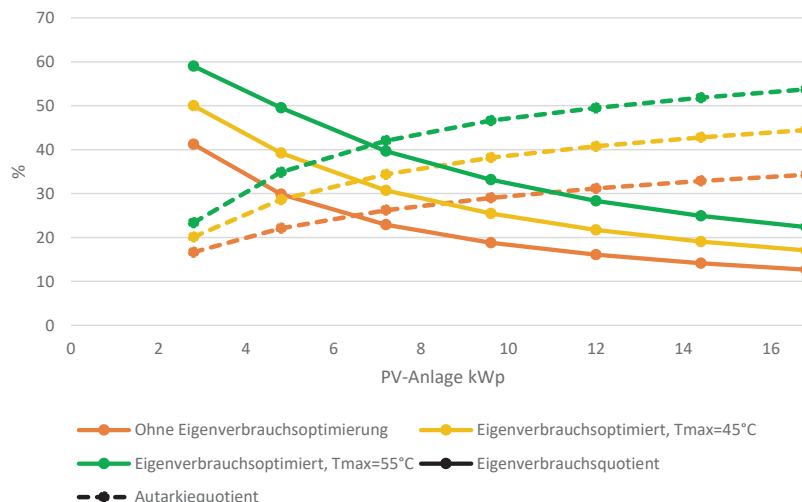


Bild 7: Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad ohne Eigenverbrauchsregelung sowie mit Beladung eines thermischen Speichers bei überschüssigem PV-Strom bis 45 °C, respektive 55°C.

Der Netto-Nullpunkt dieser Anlage liegt bei ca. 7.1 kWp PV. Ohne besondere Massnahmen resultiert ein Eigenverbrauch für das Wärmepumpensystem und den Haushaltsstrom von ca. 23%. Dieser Wert kann auf ca. 41% fast verdoppelt werden durch eine entsprechende Regelung und Bewirtschaftung thermischer Speicher. Dabei verschiebt sich der Netto-Nullpunkt

leicht nach rechts, da die höheren Temperaturen auch mehr Wärmeverluste und einen geringeren COP der Wärmepumpe nach sich ziehen.

Vergleich verschiedener Speichervarianten

Bild 8 zeigt die erreichbare Reduktion des Netzstrombezugs in Abhängigkeit der verschiedenen Speichertechnologien und nutzbaren Stromspeicheräquivalente C_{el} . Beim Batteriespeicher wird das nutzbare Stromspeicheräquivalent durch die Grösse der Batterie beeinflusst. Bei den thermischen Speichern hängt bei vorgegebener Speichergrösse das nutzbare Stromspeicheräquivalent von der Überladetemperatur der jeweiligen Speicherzonen ab (vgl. Formel 4). Die in Bild 8 gezeigten Datenpunkte repräsentieren Regelungen, welche sowohl für den Raumheizungs- als auch den Warmwasserspeicher verschiedene maximale Speicherbeladungen zwischen 45 und 55°C zulassen. Im betrachteten System kann der Netzstrombezug durch Beladung thermischer Speicher bis auf 55°C um 16% reduziert werden. Eine Reduktion um 30 % ist möglich mit einem Batteriespeicher von 6 kWh nutzbarer Kapazität (43% mit relativ grossem Speicher von 18 kWh). Dass mit einem Batteriespeicher deutlich mehr erreicht werden kann als nur mit einem thermischen Speicher liegt auf der Hand, da der Batteriespeicher Lastverschiebung von Wärmepumpe und Haushaltsstrom erreichen kann, der thermische Speicher jedoch nur jene der Wärmepumpe. Interessant ist jedoch die Tatsache, dass die Kombination thermischer Speicher und Batteriespeicher bei gleichem Gesamt-Stromspeicheräquivalent auch die gleiche Reduktion von Netzstrombezug erreicht. Bei deutlich günstigeren Kosten und Umweltauswirkungen der thermischen Speicher sind diese den elektrischen Speichern bei der Lastverschiebung von Wärmepumpen vorzuziehen.

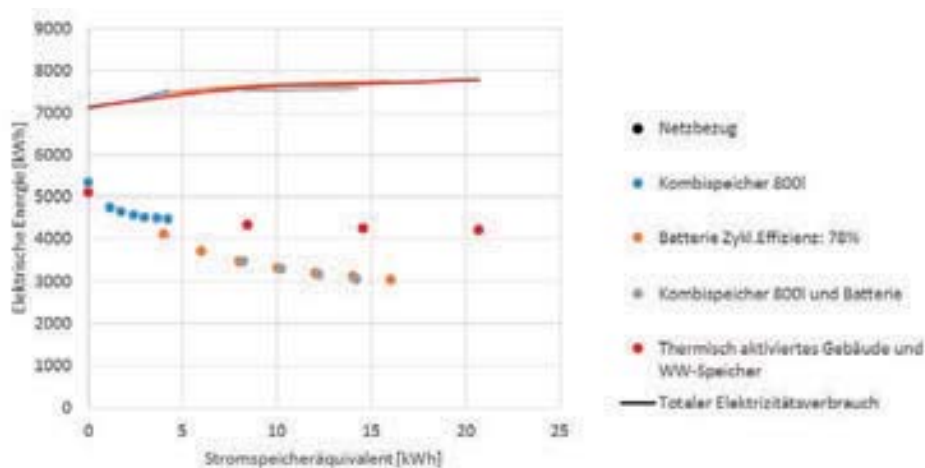


Bild 8: Vergleich des jährlichen Netzbezugs und des Gesamtstrombedarfs für verschiedene Speichervarianten und Kombinationen in Abhängigkeit des gesamten Stromspeicheräquivalents. Datenpunkte bei Stromspeicheräquivalent 0 entsprechen einem System mit den jeweiligen Wärmespeichern, jedoch ohne Eigenverbrauchsregelung.

Kritische Betrachtung von Verlusten und Kennwerten

Mit zunehmendem Einsatz von Wärme- und/oder Stromspeichern kann der Netzbezug zwar verringert werden, jedoch steigt dabei der Gesamtstrombedarf auf Grund von Speicherverlusten und niedrigerem COP der Wärmepumpe bei der Speicherbewirtschaftung (Bild 8). Wird

dieser zusätzliche elektrische Energiebedarf eingerechnet in den Gesamtenergiebedarf W_{ges} , so kann dies dazu führen, dass ab einem gewissen Punkt zwar die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad weiter steigen, der Netzstrombezug aber nicht weiter sinkt oder sogar zunimmt. Dies wiederum kann dazu führen, dass der Autarkiegrad bei einem System mit hohen Speicherverlusten (zum Beispiel Verluste beim Be- und Entladen einer Batterie) höher ausfällt als bei einem gleichen System mit weniger Speicherverlusten. Dies deshalb, weil der Eigenstromverbrauch $W_{eig} = W_{ges} - W_{NB}$ prozentual mehr zunimmt als der Gesamtstromverbrauch W_{ges} . Verlässlichere Zielgrößen für die Optimierung der Anlage aus Sicht des Endkunden sind deshalb der verbleibende Netzstrombezug W_{NB} oder das Verhältnis R_{net} von Netzstrombezug zur tatsächlich gelieferten Nutzenergie. Auch diese beiden Werte beinhalten jedoch weder die Beurteilung der möglicherweise entgangenen Einspeisung von PV-Strom ins Netz, noch das Interesse der Stromnetzbetreiber, vor allem die Strombezugs- und Stromeinspeisespitzen zu reduzieren.

Ökonomische Betrachtung

Ob es ökonomisch interessant ist eine Regelung zu implementieren, welche den Eigenverbrauch erhöht, wird im Wesentlichen von den Tarifen für Netzbezug (k_{GP}) und Netzeinspeisung (k_{GS}) bestimmt. Eine Eigenverbrauchsregelung führt in der Regel dazu, dass sowohl der Bezug von elektrischer Energie ab Netz als auch die Einspeisung von PV-Strom ins Netz sinkt. Mit zunehmender Beladung thermischer Energiespeicher steigen auch die Verluste dieser Speicher und – noch wichtiger – es sinkt der COP der Wärmepumpe. Deshalb sinkt der Netzstrombezug weniger stark als die Netzeinspeisung (Bild 9). Die graue Kurve in Bild 9 zeigt das Verhältnis dieser beiden Werte, jeweils als Grenzwert für die Erhöhung der Speicherbeladung um 2 K. Es wird schnell ersichtlich, dass beim analysierten System ab einer Speicherüberhöhung von 8 K die bei weiterer Überhöhung zusätzlich erreichte Vermeidung von Netzstrombezug bereits nur noch 20% der dadurch reduzierten Einspeisung beträgt. Die Kosteneffizienz einer solchen Regelung ist nur dann gegeben, wenn die vermiedenen Kosten für Strombezug ($k_{GP} \cdot \Delta W_{GP}$) höher sind als die verlorene Vergütung der Einspeisung ($k_{GS} \cdot \Delta W_{GS}$). Diese Bedingung $k_{GP} \cdot \Delta W_{GP} > k_{GS} \cdot \Delta W_{GS}$ ist dann erfüllt, wenn das Verhältnis der Stromtarife $\Delta W_{GP}/\Delta W_{GS}$ grösser ist als das Verhältnis der Veränderung der eingespeisten und der bezogenen Energiemengen:

Formel 7:
$$\frac{\Delta W_{GP}}{\Delta W_{GS}} > \frac{k_{GS}}{k_{GP}}$$

Für das in Bild 9 abgebildete System ist also eine Überhöhung des Speichers um 8 K bei verfügbarem PV-Strom mit der in der Simulation implementierten Regelung nur dann sinnvoll, wenn das Verhältnis von Einspeisetarif zu Bezugstarif kleiner als 0.2 ist (fünffach höherer Tarif für Bezug als für Einspeisung). Zu beachten ist zudem, dass wir in dieser Betrachtung davon ausgegangen sind, dass der Wärmespeicher bereits im System vorhanden oder eingeplant ist. Die Frage, ob sich die Investition in einen grösseren Speicher nur zum Zwecke der Eigenverbrauchserhöhung ökonomisch lohnt, haben wir vorerst ausgeklammert.

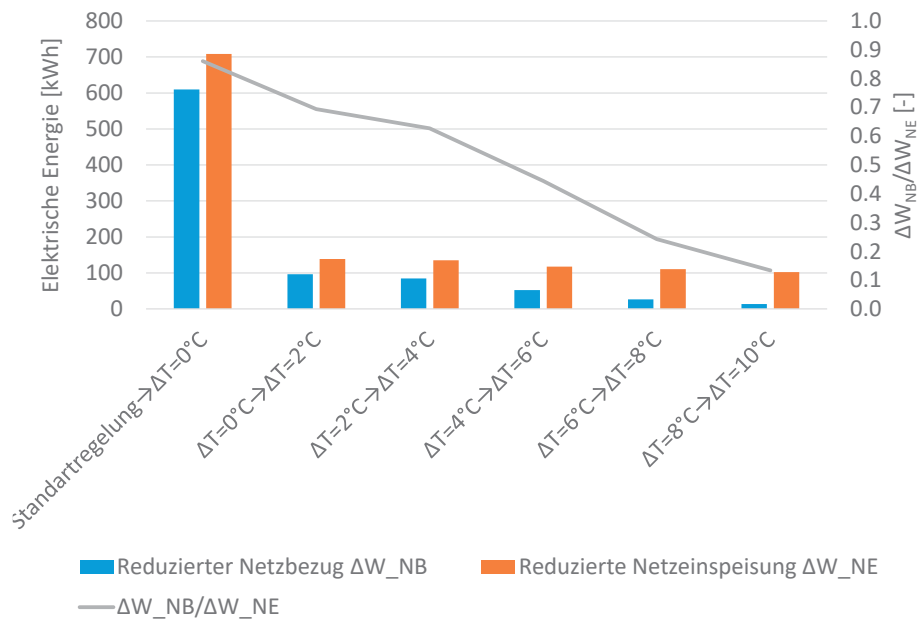


Bild 9: Reduktion des Netzstrombezugs und Reduktion der Einspeisung bei verschiedenen hoher Speicherüberladung bei PV-Überschuss. Das auf der rechten y-Achse dargestellte Verhältnis von Reduktion des Strombezugs zu Reduktion der Einspeisung wird bei zunehmender Erhöhung der Überladetemperatur des Speichers immer geringer.

Diskussion der Resultate und Ausblick

In einer ersten Phase wurde im Projekt CombiVolt der System-Teststand erweitert um die Komponenten PV-Emulator und Haushaltsstrom-Emulator. Ein erstes System wurde mit dem Concise Cycle Testverfahren ausgemessen und charakterisiert. Analysen der Labormessungen und Simulationsstudien zeigen, dass hohe Werte für Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad keine verlässlichen Werte sind um zu beurteilen, ob der Netzstrombezug reduziert oder eine ökonomisch vorteilhafte Lösung gefunden werden konnte. Vergleiche der energetischen Auswirkungen von Batteriespeichern und thermischen Speichern wurden durchgeführt. Diese werden im Laufe des Projektes ergänzt um Lebenszyklusanalysen (LCA) und ökonomische Vergleiche. Es werden weitere Systeme im Teststand vermessen. Weiter werden Regelungsstrategien geprüft, die auf eine Reduktion der Leistungsspitzen abzielen. Die Resultate der verschiedenen Regelstrategien werden im Anschluss miteinander verglichen.

Danksagung

Dieses Projekt wurde unterstützt vom Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kälte, Vertrag SI/501336-01.

Quellen

- [1] Peter Vogelsanger, "The Concise Cycle Test Method - a 12 Day System Test. A Report of IEA SHC," in *IEA-SHC Task 26 Solar Combisystems*, Paris, France, 2002.

- [2] M. Y. Haller *et al.*, “Dynamic whole system testing of combined renewable heating systems – The current state of the art,” *Energy and Buildings*, vol. 66, pp. 667–677, Nov. 2013.
- [3] D. Zogg, J. Tryler, A. Dunjic, A. Leuppi, R. Waser, and L. Voramwald, “Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden - Schlussbericht,” Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, Dezember 2015.
- [4] M. Y. Haller, R. Dott, J. Ruschenburg, F. Ochs, and J. Bony, “The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38.” International Energy Agency (IEA) is, 03-Jul-2013.
- [5] “LoadProfileGenerator.” [Online]. Available: //. [Accessed: 25-Jan-2017].
- [6] “Dhwcalc: Program to Generate Domestic Hot Water Profiles with Statistical Means for User Defined Conditions,” *ResearchGate*.
- [7] Klein, S.A. et al, “TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA,” 2010. [Online]. Available: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.