

# Wärmepumpe und Fotovoltaik mit Wasserspeicher und Gebäudemassenaktivierung als thermische Batterie

**Alexander THÜR, Toni CALABRESE, Wolfgang STREICHER**

Universität Innsbruck, Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften,  
AB Energieeffizientes Bauen, Technikerstr. 13, A-6020 Innsbruck, Tel.: +43 512 507 - 63653,  
Alexander.Thuer@uibk.ac.at, www.uibk.ac.at/bauphysik

**Kurzfassung:** Im Rahmen des Projektes TheBat - "Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung" wird an Hand von Simulationsstudien mit TRNSYS untersucht, wie in optimaler Weise eine Wärmepumpe gekoppelt mit einer Fotovoltaikanlage hydraulisch als auch regelungstechnisch in ein Gebäude integriert werden kann.

Auf Basis von Jahressimulationen wurden Energie-, Wirtschaftlichkeits- und Ökologische Analysen durchgeführt. Es kann gezeigt werden, dass für das Einfamilienhaus RES45 (45 kWh/m<sup>2</sup> Heizbedarf bei 140 m<sup>2</sup> Heizfläche, 2175 kWh Warmwasser) durch entsprechende Kopplungs-Regelkonzepte auch ohne Wettervorschau der Anteil solar erzeugter Wärme von 11% (20 m<sup>2</sup> PV-Fläche) bzw. 18% (40 m<sup>2</sup> PV-Fläche) im Standardfall auf bis zu 61% bzw. 88% gesteigert werden kann.

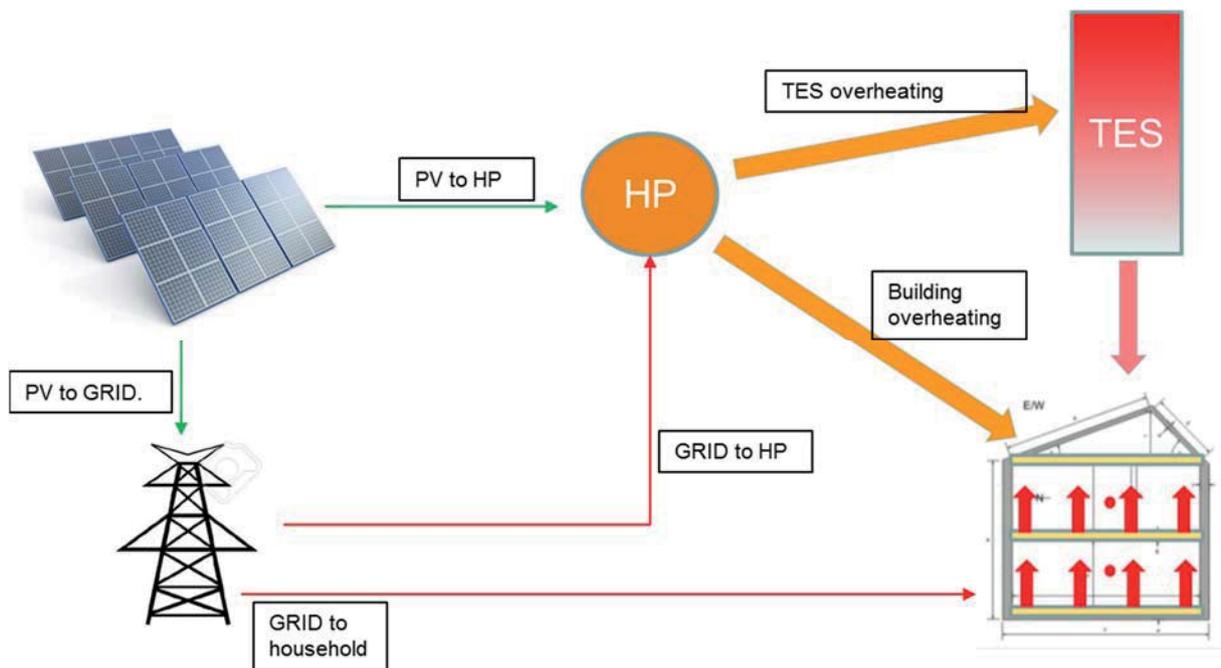
Für das RES45 mit einer 20 m<sup>2</sup> PV-Anlage kann der Eigenverbrauchsanteil von 7% im Referenzfall (ohne Berücksichtigung von Haushaltsstrom) auf bis zu 44%, also um das über 6-fache, gesteigert werden. Der Anteil an Netzstromverbrauch kann dabei um bis zu 54% reduziert, also mehr als halbiert werden. Bei einer doppelt so großen 40 m<sup>2</sup> PV-Anlage kann der PV-Eigenverbrauch von 6% auf 36% gesteigert bzw. der Netzstromverbrauch um bis zu 83% reduziert werden.

Eine Reduktion der Betriebskosten (Kompressor-Strom) um 52% wird durch die 20 m<sup>2</sup> PV-Anlage im Vergleich zu Referenzanlage ohne PV im Standardfall ohne optimierte Regelung erreicht. Bei gleicher Anlage als Basis (Wärmepumpensystem plus 20 m<sup>2</sup> PV-Anlage) kann aber zusätzlich nur durch optimierte Regelung unter Einbindung des Speichers eine Betriebskostenreduktion um 25% bzw. unter zusätzlicher Einbindung der Gebäudemasse eine Betriebskostenreduktion um 50% erreicht werden.

**Keywords:** Fotovoltaik, Wärmepumpe, PV-Eigenverbrauch, Thermische Batterie

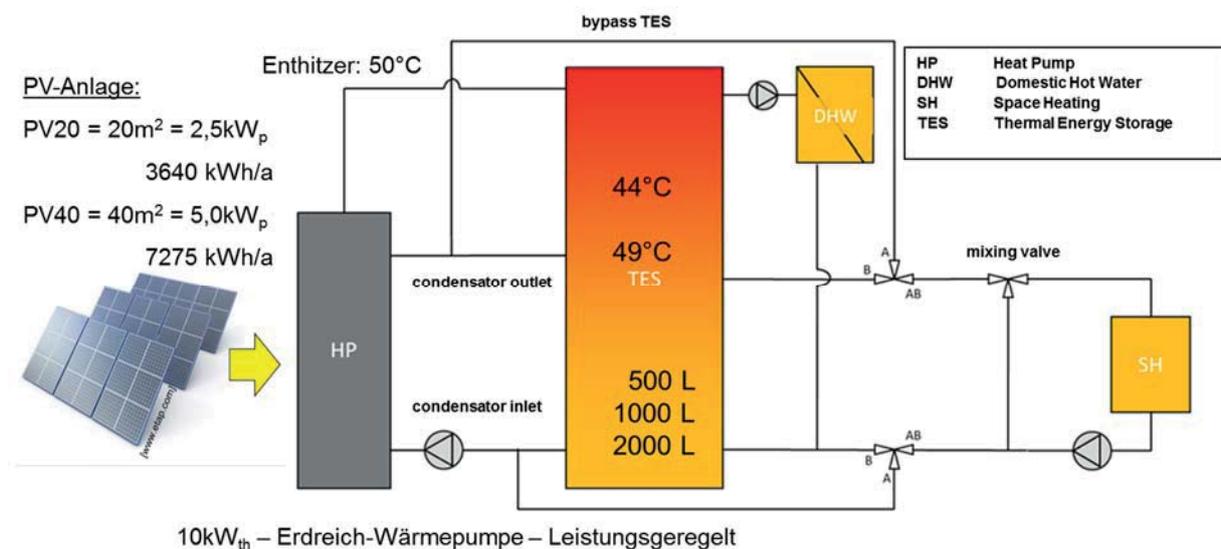
## 1 Einleitung

Im Rahmen des Projektes „TheBat - Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung" wird an Hand von Simulationsstudien mit TRNSYS untersucht, wie eine Wärmepumpe gekoppelt mit einer Photovoltaikanlage hydraulisch als auch regelungstechnisch optimal in ein Gebäude integriert werden kann (siehe Abbildung 1).



**Abbildung 1: Mögliche Energieflüsse Elektrizität (PV Strom: grün, Netzstrom: rot) und Wärme (orange Pfeile)**

Die Sole-Wärmepumpe kann mit drehzahlgeregeltem Kompressor leistungsgeregelt betrieben werden bzw. wird ein Enthitzer für die Warmwasserbereitung genutzt. Als thermischer Energiespeicher besteht die Möglichkeit einen Wasserspeicher als Pufferspeicher für die Heizung bzw. für die Warmwasserbereitung (TES) sowie die Gebäudemasse in Form des Heizstrichs bzw. einer Betonkernaktivierung (BTA) zu nutzen. Die Wärmepumpe ist elektrisch angetrieben und wird vom öffentlichen Netz als auch von einer hauseigenen Photovoltaikanlage versorgt (siehe Abbildung 2).

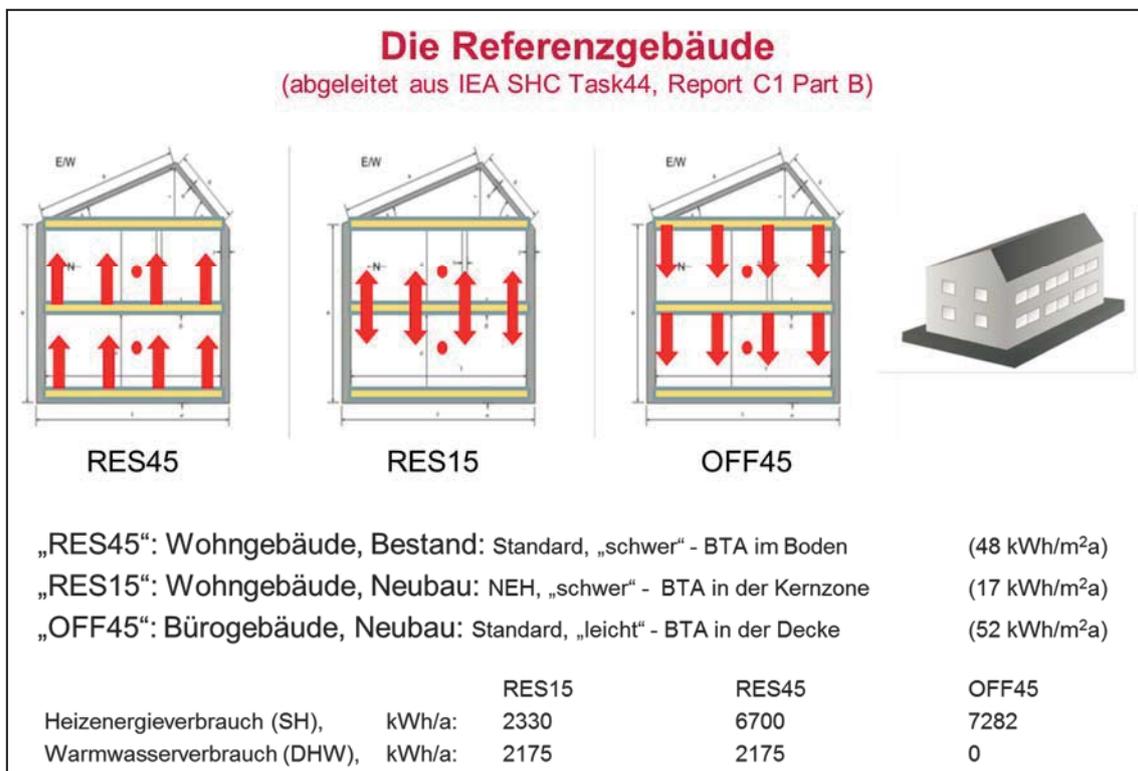


**Abbildung 2: Darstellung des Basis-Hydraulikkonzeptes mit möglichen Variationen der PV Fläche und des Speichers**

Ziel der Optimierung ist die Minimierung des Stromverbrauches durch die Wärmepumpe aus dem öffentlichen Netz bzw. die Maximierung des Eigenverbrauches des durch die Photovoltaikanlage erzeugten Stromes. Die Speicherkapazitäten werden variiert durch die Kombination verschiedener Volumina bzw. variabler Soll-Temperaturen des Pufferspeichers sowie durch Variation der aktivierbaren Gebäudespeichermasse durch die Raumtemperaturüberhöhung. Die Leistung der Wärmepumpe kann Außentemperatur geführt oder entsprechend der verfügbaren Photovoltaik Leistung geregelt sein.

Für die Jahressimulationen wurden 3 Referenzgebäude basierend auf der IEA SHC Task 44 [Dott, R. et.al.: 2013a, 2013b] definiert und in TRNSYS mit dem Type 56 in Kombination mit der Wärmepumpe [Dott, R. et.al.: 2012] modelliert (Abbildung 3).

- 1) Niedrigenergie Wohngebäude – „RES 45“: Aktivierung der beiden Fußboden-Heizestrüche; thermische Entkopplung nach unten.
- 2) Passivhaus Wohngebäude – „RES 15“: Aktivierung der mittleren Geschoßdecke als Betonkernaktivierung; minimale thermische Entkopplung, somit ist eine Interaktion mit dem Raum darüber und darunter möglich.
- 3) Büro – „OFF 45“: Aktivierung der beiden Decken durch Betonkernaktivierung, aufgeständerter Fußboden zur Aufnahme der Gebäudetechnik; thermische Entkopplung nach oben.



**Abbildung 3: Darstellung der 3 Gebäudetypen RES45, RES15 und OFF45 und den jeweiligen Referenzenergieverbräuchen.**

## 2 Simulationsvarianten

Es wurden folgende 5 Fälle bzw. Regelkonzepte analysiert (siehe Abbildung 4):

- a) REF – Referenzanlage: Es ist keine PV-Anlage installiert. Das Gebäude wird auf eine Soll-Raumlufttemperatur von  $21\pm 0,5^\circ\text{C}$  geregelt. Die Kompressordrehzahl wird nach einem Wärmepumpen spezifischen Kennfeld in Abhängigkeit von Außentemperatur, Verdampfer- sowie Kondensator-Eintrittstemperatur geregelt. Zusätzlich zur Soll-Raumlufttemperatur wird mit einer ebenfalls Außentemperatur abhängigen Hysterese für die Rücklauftemperatur der Fußbodenheizung der Heizkreis ein- bzw. ausgeschaltet. Der Heizkreis ist massenstromgeregelt, mit dem Ziel einen Temperaturhub von 5 K auf die Vorlauftemperatur in die Fußbodenheizung zu erreichen.  
Parallel zum Heizbetrieb der Wärmepumpe wird der obere Speicherbereich (bei allen Speichergrößen immer die obersten 300 Liter) durch den Enthitzer mit  $50^\circ\text{C}$  Vorlauftemperatur beladen. Wenn wegen zu hoher Warmwasserentnahme die Speichertemperatur unter  $44^\circ\text{C}$  sinkt (bei ca. 150 Liter von oben) wird der Kondensatorrücklauf der Wärmepumpe zu 100% auf den Speicher geschaltet und der Speicher mit voller Leistung beheizt, bis bei 300 Liter von oben  $49^\circ\text{C}$  überschritten sind.  
Wenn mangels Warmwasserverbrauch auch der untere Teil des Speichers durch den Enthitzer auf über  $45^\circ\text{C}$  erwärmt ist, wird die Wärmepumpe kurzzeitig abgeschaltet und das Gebäude aus dem Speicher mit Heizenergie versorgt, bis die aktuell benötigte Heizungs-Vorlauftemperatur beim Speicheraustritt unterschritten wird.
- b) SELF – PV-Eigenverbrauch durch Zufall: Es gilt das für REF erläuterte Regelkonzept, zusätzlich ist eine PV-Anlage ( $45^\circ$  Neigung, Ausrichtung Süd) installiert. Ein PV-Eigenverbrauch entsteht, wenn zufällig gleichzeitig PV-Strom erzeugt wird und die Wärmepumpe in Betrieb ist. Die Wärmepumpe wird vorrangig versorgt, verbleibender PV-Strom wird in das Stromnetz eingespeist.
- c) TES – Speicherüberwärmung: Eine PV-Anlage ist installiert und die Wärmepumpe wird bei überschrittener PV-Minimalleistung von  $1\text{ kW}_{\text{el}}$  mittels PID-Regler so geregelt, dass die elektrische Aufnahmeleistung der WP jener der PV-Leistung entspricht. Die damit erzeugte Wärme wird dem Speicher zugeführt. Die Wärmepumpe wird abgeschaltet, wenn ganz unten im Speicher die Maximaltemperatur von  $55^\circ\text{C}$  erreicht ist und wieder eingeschaltet (sofern ausreichend PV-Leistung vorhanden ist), wenn die Heizkreis-Entnahmetemperatur unter  $45^\circ\text{C}$  fällt. Das Gebäude wird dabei kontinuierlich aus dem Speicher beheizt.
- d) BUI – Gebäudeüberwärmung: Eine PV-Anlage ist installiert und die Wärmepumpe wird bei überschrittener PV-Minimalleistung von  $1\text{ kW}_{\text{el}}$  mittels PID-Regler so geregelt, dass die elektrische Aufnahmeleistung der PV-Leistung entspricht. Die damit erzeugte Wärme wird direkt dem Gebäude zugeführt. Die Wärmepumpe wird abgeschaltet, wenn eine maximale Raumlufttemperatur von  $26^\circ\text{C}$  erreicht ist und wieder eingeschaltet (sofern ausreichend PV-Leistung vorhanden ist), wenn die Raumlufttemperatur unter  $24^\circ\text{C}$  fällt.
- e) BUI+TES – Gebäude- mit nachfolgender Speicherüberwärmung: Es wird zuerst nach Regel BUI und anschließend nach Regel TES verfahren.

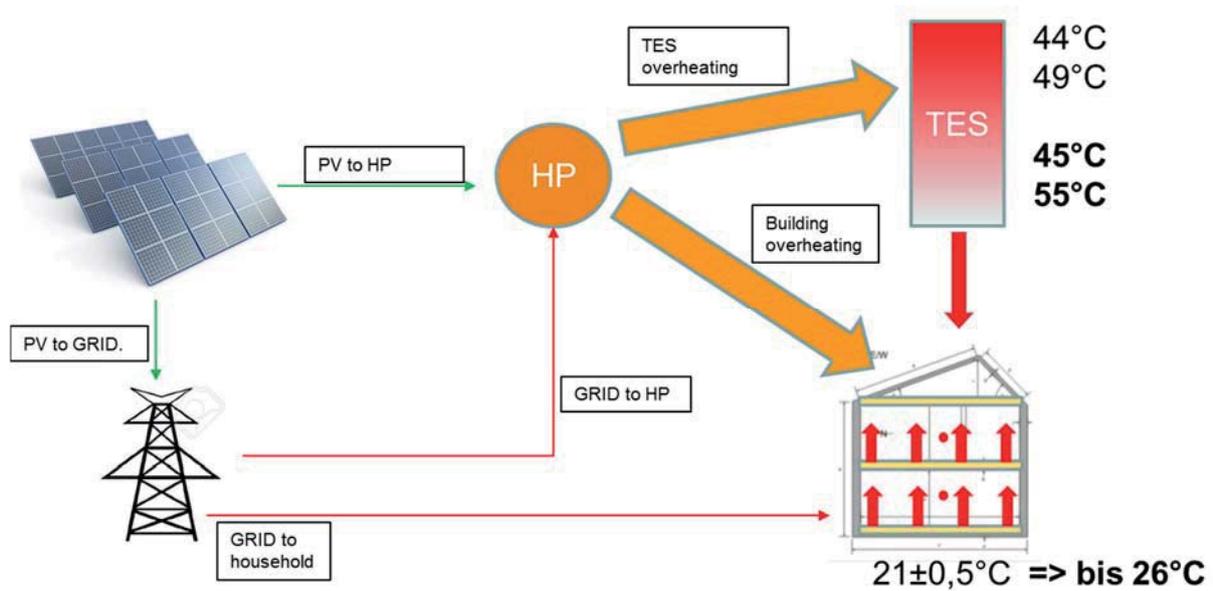


Abbildung 4: Regelstrategien zur Überhitzung des Gebäudes und des Speichers

### 3 Energiebilanzen

Ein energetischer Gesamtüberblick ist für das Gebäude RES45 mit einer 20 m<sup>2</sup> PV-Anlage (PV20) in Abbildung 5 dargestellt. Die jeweils obere Reihe zeigt die Energiezufuhr in die Wärmepumpe: Strom aus dem Netz (Grid to HP), Strom von der PV-Anlage (PV to HP) und die Umweltwärme aus dem Erdreich (Evaporator). Die jeweils untere Reihe zeigt wie die erzeugte Wärme verwendet wird: Warmwasserbereitung über den Kondensator (DHW Cond) bzw. Enthitzer (DHW Desup) der Wärmepumpe, Heizung des Gebäudes aus dem Speicher (Heating TES) bzw. direkt aus der Wärmepumpe (Heating HP) sowie die zu deckenden Wärmeverluste des Speichers (Losses TES) und der Wärmepumpe selbst (Losses HP). Die vertikale dunkel-blaue Hilfslinie stellt den Netzstromverbrauch des Referenzsystems ohne PV-Anlage dar. Jener Anteil „PV to HP“ der links der Hilfslinie liegt kann als nutzbarer PV-Strom bezeichnet werden, welcher zur Reduktion des Netzstromverbrauches beigetragen hat. Jener Anteil rechts der Hilfslinie wurde benötigt, um die entstandenen zusätzlichen Überheizungsverluste im Speicher bzw. Gebäude auszugleichen. Die Anteile des hell-blauen Balkens rechts der hell-blauen vertikalen Hilfslinie zeigen die Gebäudeüberwärmungsverluste, jene Teile des gesamten Balkens rechts der grünen vertikalen Hilfslinie zeigen die gesamten Überwärmungsverluste (Gebäude, Speicher und Wärmepumpe) im Vergleich zum Referenzsystem (REF).

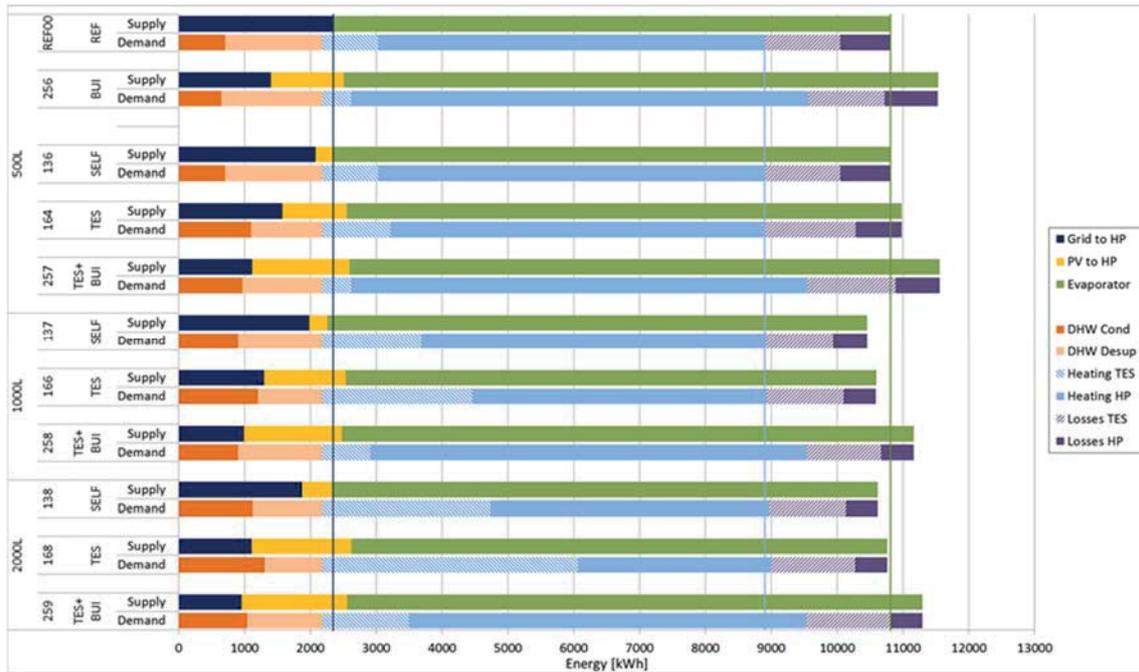


Abbildung 5: RES45, PV20, Regelkonzepte: SELF, BUI, TES, BUI+TES (TES Volumina: 500, 1,000 und 2,000 Liter)

Der geringe Erfolg im Fall SELF ist deutlich zu erkennen. Wesentlicher Grund dafür ist, dass in der Regel der größte Anteil an Heizbedarf als auch Warmwassernachheizbedarf in den frühen Morgenstunden stattfindet, also noch zu Zeiten ohne Sonneneinstrahlung. Ohne nennenswerte Mehrinvestition (ein paar Programmzeilen in der Regelung) im Vergleich zur typischen Standardanlage (Fall SELF) zeigt der Fall BUI, nur das Gebäude als „Thermische Batterie“ nutzend, bereits eine deutlich höhere Netzstromeinsparung. Der Fall BUI+TES mit 500 Liter Speicher ist fast das energetische Optimum. Mit den größeren Speichern verbessert sich das Ergebnis energetisch nur noch marginal (für die Laufzeiten der Wärmepumpe wäre der 1000 Liter Speicher aber doch deutlich besser).

Die Frage der Komfortbewertung im Gebäude mit den im Schnitt rund 1 °C höheren Raumtemperaturen im Vergleich zum reinen TES- bzw. SELF-Betrieb muss extra beantwortet werden und wurde in diesem Projekt nicht extra behandelt. Jedenfalls kann auch ohne Gebäudeüberheizung mit dem Konzept TES mit 2000 Liter Speicher ein sehr ähnliches Ergebnis wie im Fall BUI+TES 500 erzielt werden.

#### 4 Solare Deckungsgrad und Solare Nutzwärme

Die Effizienz der unterschiedlichen Variationen kann mittels nachfolgenden Kennzahlen bewertet werden.

- (1) SF\_HP - Solarer Deckungsgrad: von der WP mittels PV-Strom erzeugte Wärme im Verhältnis zur gesamten von der WP erzeugten Wärme.
- (2) Q\_PV-Heat\_spec – Spezifische Solarwärme: von der WP mittels PV-Strom erzeugte Wärme pro m<sup>2</sup> PV-Fläche.
- (3) Q\_PV-Heat\_useful\_spec – Nutzbare spezifische Solarwärme: von der WP mittels PV-Strom erzeugte Wärme pro m<sup>2</sup> PV-Fläche, reduziert um die gegenüber dem

Referenzsystem zusätzlichen Verluste durch den größeren bzw. überwärmten Speicher sowie der Gebäudeüberhitzung.

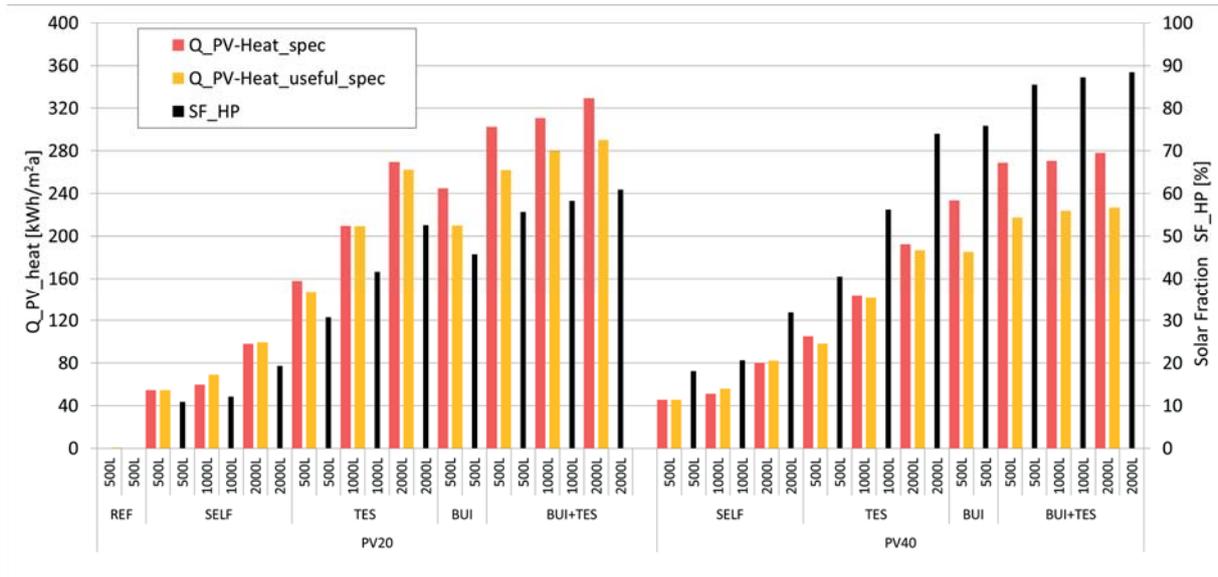


Abbildung 6: Energie-Effizienzkennzahlen für RES45

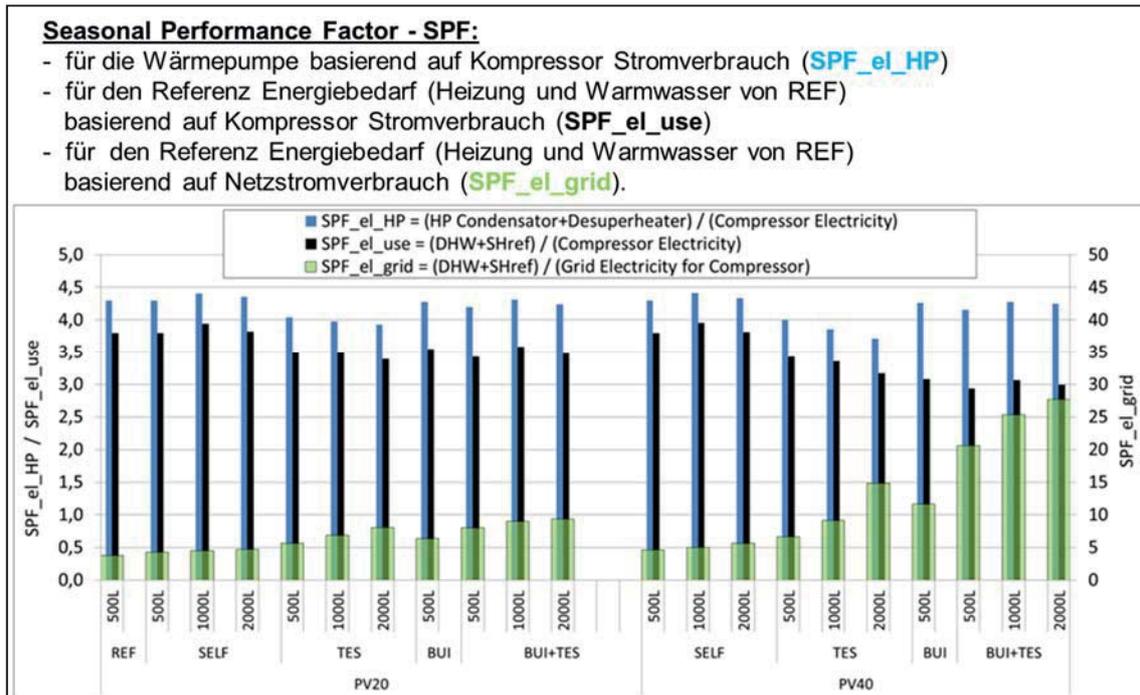
Die Ergebnisse für das Einfamilien-Niedrigenergiehaus (RES45) mit 20 m<sup>2</sup> (PV20) bzw. 40 m<sup>2</sup> (PV40) PV-Fläche sind in Abbildung 6 dargestellt.

In der Betriebsart SELF wird der zufällig zeitgleich erzeugte PV-Strom bewertet, bei TES wird der Wasserspeicher (500, 1000 bzw. 2000 Liter) bis zu 55°C überwärmte, bei BUI wird das Gebäude bis zu 26°C überwärmte und bei BUI+TES werden zuerst das Gebäude und dann der Speicher überwärmte. Der solare Deckungsgrad (1) kann mit PV20 von 11 % im Fall SELF auf bis zu 60 % im Fall BUI+TES mit 2000 Liter Speichervolumen gesteigert werden. Der Unterschied in den spezifischen Solarwärmern (Definitionen 2 bzw. 3) zeigt deutlich, dass die zusätzlich erzeugten Wärmeverluste durch die Überwärmung beim Speicher (TES-Fälle) signifikant geringer sind als bei der Nutzung des Gebäudes als thermischer Speicher (Fälle mit BUI).

Mit doppelter Photovoltaikfläche (PV40) kann der solare Deckungsgrad von 18 % im Fall SELF auf bis zu 88 % im Fall BUI+TES mit 2000 Liter Speichervolumen gesteigert werden. Die zusätzlich erzeugten Wärmeverluste sind dabei naturgemäß noch stärker ausgeprägt.

## 5 System-Jahresarbeitszahlen

Für Wärmepumpensysteme typisch ist die Jahresarbeitszahl oder auch „Seasonal Performance Factor“ (SPF) genannt, der hier in 3 verschiedenen Varianten definiert ist (siehe Abbildung 7).



**Abbildung 7: Seasonal Performance Factor SPF (bzw. Jahresarbeitszahl) für das Niedrigenergie-Einfamilienhaus RES45**

Auch hier spiegeln sich die durch die Überwärmung erhöhten Systemverluste im Unterschied zwischen  $SPF_{el\_HP}$  und  $SPF_{el\_use}$  wieder. In den Fällen TES ist weiters der  $SPF_{el\_HP}$  signifikant niedriger als in allen anderen Fällen. Dies ergibt sich wegen des durchschnittlich deutlich höheren Temperaturniveaus auf welches die Wärmepumpe den Speicher überwärmt als dies bei der Gebäudeüberwärmung (die Fälle BUI) mit der Fußbodenheizung der Fall ist. Da die im Vergleich zum Gebäude deutlich geringeren Speicherverluste diesen Nachteil aber wieder größtenteils egalisieren, erreicht im RES45 beispielsweise das System TES 2000 einen deutlich höheren  $SPF_{el\_grid}$  als das System BUI 500, obwohl letzteres einen deutlich höheren  $SPF_{el\_HP}$  aufweist.

## 6 Eigenverbrauchsanteil

In Abbildung 8 ist für das RES45 und einer 20m<sup>2</sup> PV-Anlage das Potential der Eigenverbrauchsteigerung (SelfCons) von 7% im Referenzfall (SELF) auf bis zu 44%, also eine Steigerung um das über 6-fache, dargestellt. Der Anteil an Netzstromverbrauch (Grid to HP) konnte dabei um bis zu 54% reduziert, also mehr als halbiert werden. Bei einer doppelt so großen 40m<sup>2</sup> PV-Anlage kann der PV-Eigenverbrauch von 6% auf 36% gesteigert bzw. der Netzstromverbrauch um bis zu 83% reduziert werden.

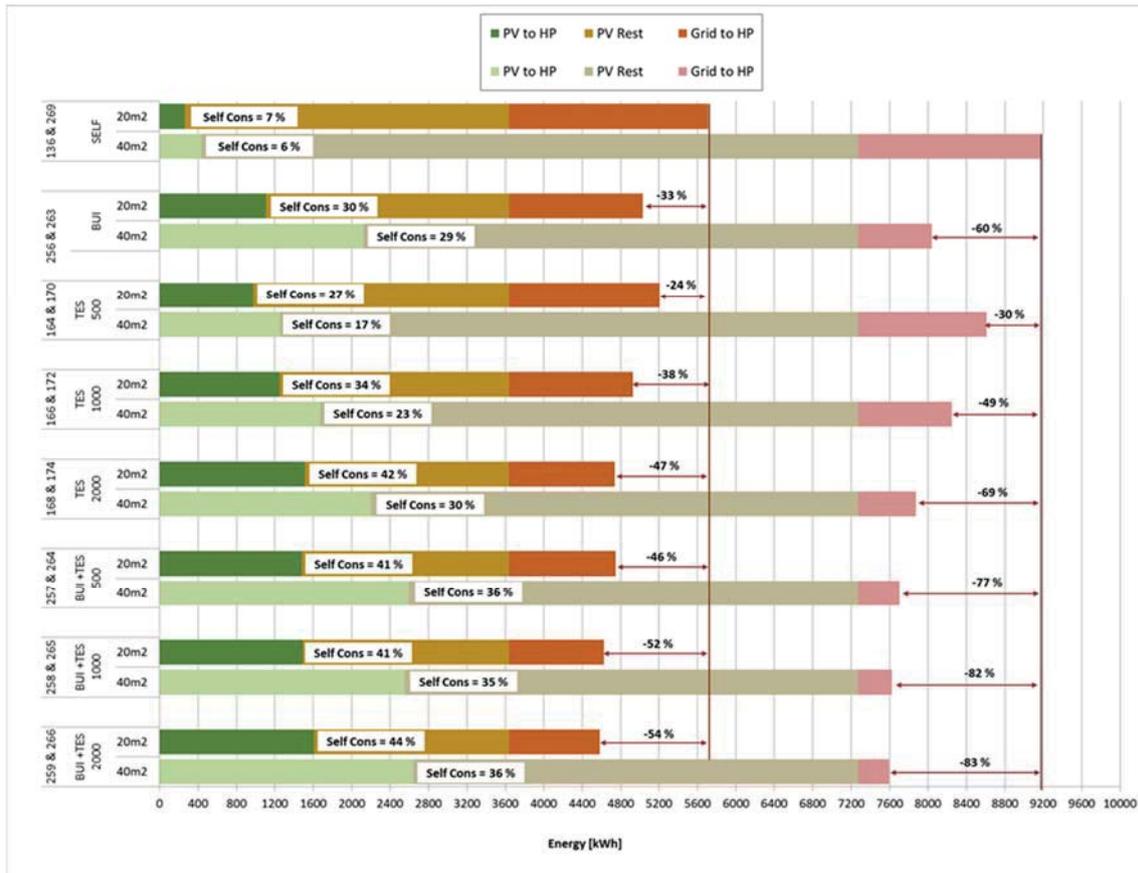


Abbildung 8: Anteil des PV-Stromes von der Wärmepumpe direkt genutzt (PV to HP) und der Rest zum Gesamt PV-Stromertrag (PV Rest, also für Netzeinspeisung) sowie der verbleibende benötigte Netz-Strombezug für die Wärmepumpe (Grid to HP) für das Gebäude RES45.

## 7 Betriebskosten

Auf Basis der Jahressimulationen wurden Wirtschaftlichkeits- und Ökologische Analysen durchgeführt.

Beispielhaft für das Gebäude RES45 ergeben sich die jährlichen Netto-Betriebskosten (Strombezugskosten von 0,18 EUR/kWh minus PV-Einspeisertrag von 0,05 EUR/kWh) wie in folgender Abbildung 9 dargestellt.

Eine Reduktion der Betriebskosten (Kompressor-Strom) um 52% wird durch die 20 m<sup>2</sup> PV-Anlage (SELF 500) im Vergleich zu Referenzanlage ohne PV erreicht (von 420 auf 200 EUR). Bei gleicher Anlage als Basis (Wärmepumpensystem plus PV-Anlage) kann bereits nur durch optimierte Regelung unter Einbindung des Speichers eine Betriebskostenreduktion um 25% (TES 500: von 200 auf 150 EUR) bzw. unter zusätzlicher Einbindung der Gebäudemasse eine Betriebskostenreduktion um 50% (BUI+TES 500: von 200 auf 100 EUR) erreicht werden (mit nur doppeltem Speichervolumen von 1000 Liter sogar um 65%: BUI+TES 1000, von 200 auf 70 EUR). Mit einer 40 m<sup>2</sup> PV-Anlage ergeben sich bereits ab der Ausgangsvariante (SELF 500) Netto-Betriebseinnahmen (grüne Linie) von bis zu 175 EUR pro Jahr.

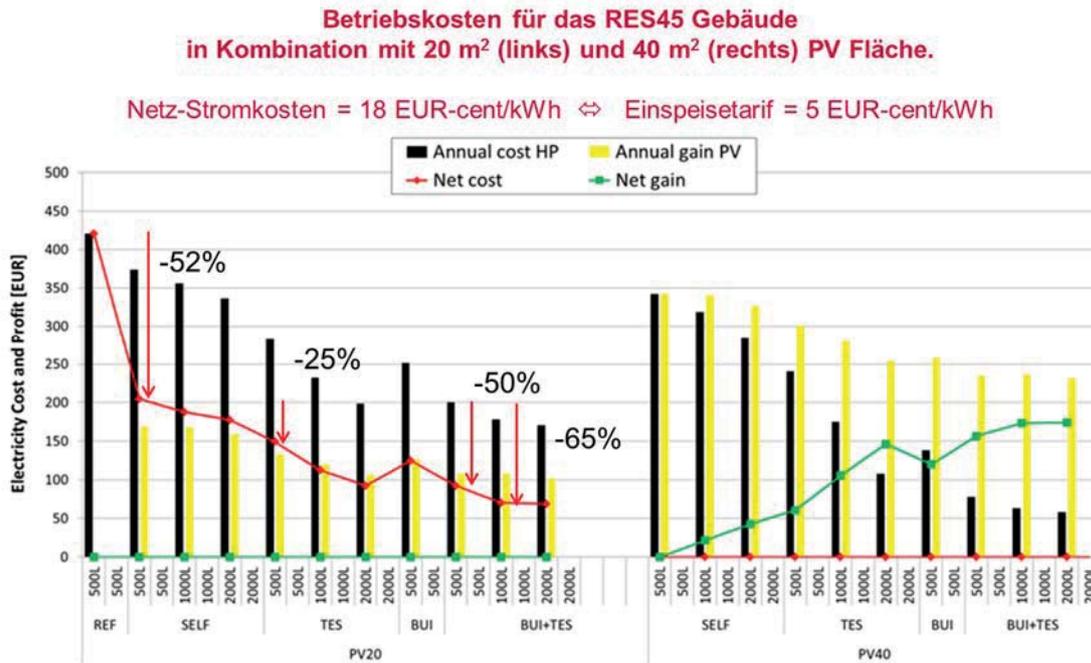


Abbildung 9: Potential zur Reduktion der Betriebskosten für das Niedrigenergiehaus RES45.

## 8 Betriebskosten bei variablem Netzbezugpreis

Als weitere Variante wurde für erste Potentialabschätzungen davon ausgegangen, dass ein variabler Netzbezugpreis angelehnt dem Produkt EXAA (Jahr 2012) der österreichischen Strombörse zur Verfügung steht, der so skaliert wurde, dass sich als Jahresdurchschnittspreis der für die Referenz angenommene konstante Netzbezugspreis von 180 EUR/MWh ergibt.

Die Nutzung flexibler Netzstrompreise gegenüber fixen Preisen (180 EUR/MWh) können sich auf die Betriebskosten sogar sehr negativ auswirken (Abbildung 10). Im Fall 311 ergibt sich für den Referenzfall mit flexiblen Netzstrompreisen durch die hauptsächliche Betriebszeit der Wärmepumpe in den frühen Morgenstunden eine leichte Verbilligung (gegenüber REF) zu durchschnittlich 172 EUR/MWh bei auch gleichzeitiger Reduktion der absoluten Betriebskosten (Cost<sub>HP</sub>) von 420 auf ca. 400 EUR/a.

Wenn allerdings versucht wird zu Zeiten mit Strompreisen unter dem Tagesdurchschnittspreis mit der Wärmepumpe Wärme in das Gebäude zu speichern, dann ergeben sich zwar geringere spezifische Stromkosten (bis zu 151 EUR/MWh) aber die absoluten Gesamtkosten (Cost<sub>HP</sub>) sind deutlich höher (bis zu 450 EUR/a im Fall 316), da die erhöhten Wärmeverluste den Preisvorteil mehr als kompensieren. Nur bei sehr geringer Gebäudeüberheizung auf 22°C (statt 20,5°C Standard-Solltemperatur) und ohne erhöhter Wärmepumpenleistung ergibt sich im Fall 318 auch eine leichte Reduktion der absoluten Gesamtkosten auf ca. 375 EUR/a (also ca 25 EUR/a Einsparung gegenüber Fall 311).

Die möglichen Potentiale durch variable Netzbezugpreise wurden in diesem Projekt nicht weiter untersucht und bedürfen sicher einer genaueren Analyse hinsichtlich aller Einflussfaktoren.

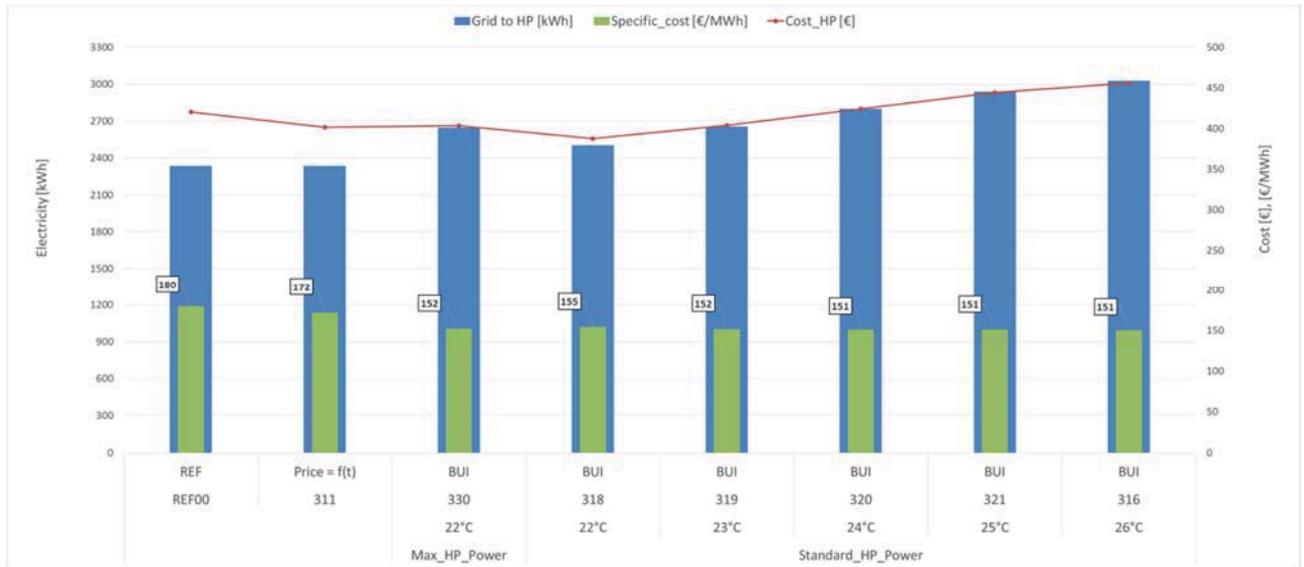


Abbildung 10: Netzstrombetriebskosten für das RES45 (ohne PV) für konstanten (REF) und variable Strompreise mit unterschiedlichen Regelungsstrategien zur Preiskopplung.

## 9 Wärmegestehungskosten im Vergleich

In Abbildung 11 ist das Ergebnis der in einem zweiten Schritt mit Hilfe des „T53E4“ Bewertungstools [Neyer et.al., 2016] durchgeführten Vollkostenrechnungen über die Lebensdauer mit Kosten für Investition, Wartung und Betrieb bzw. Erlöse durch die PV-Einspeisevergütung als Kostenverhältnis (CostRatio) der Wärmegestehungskosten (EUR/kWh) des betrachteten Systems im Vergleich zur Referenzanlage dargestellt.

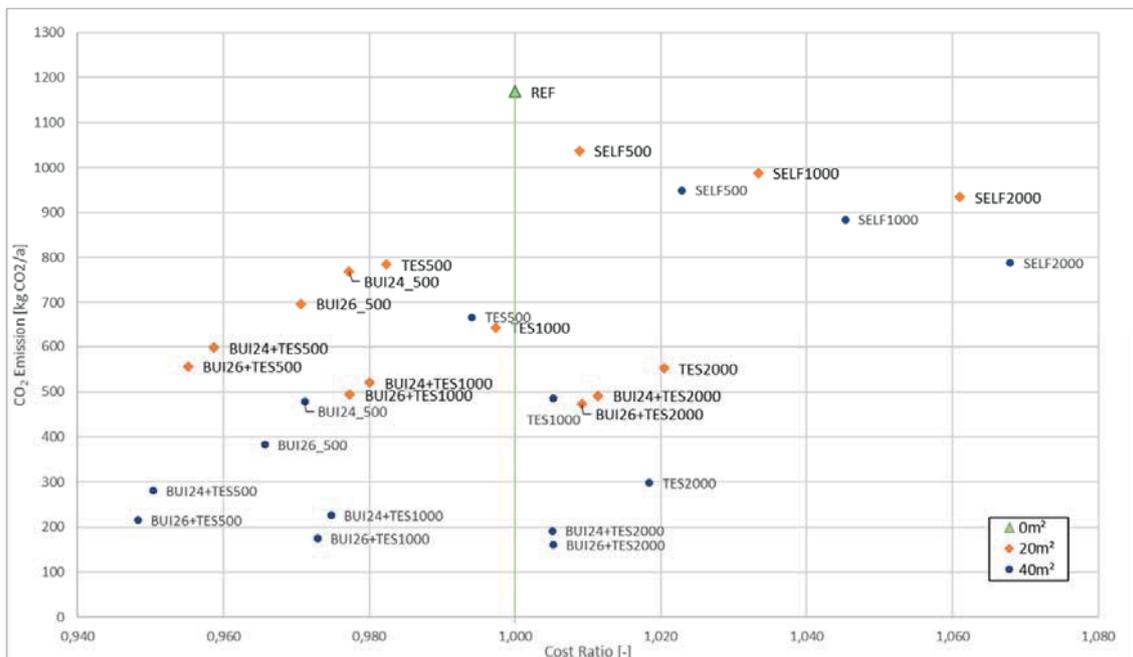


Abbildung 11: Potential zur lokalen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen über das Kostenverhältnis (CostRatio) für das Niedrigenergiehaus RES45.

Deutlich ist zu sehen, dass mit nur zufällig gleichzeitiger PV-Stromerzeugung und Wärmepumpenbetrieb (die Fälle SELF) die Kosten höher sind (CostRatio >1) als jene der

Referenzanlage ohne PV bzw. die lokalen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Wärmeerzeugung mit PV-Strom von knapp 1200 kg CO<sub>2</sub>/a (REF) nur auf maximal 800 kg CO<sub>2</sub>/a (REF vs. SELF 2000) reduziert werden können. Bei Nutzung des Gebäudes und des Wasserspeichers als Speichermasse durch jeweilige Überheizung durch die Wärmepumpe mittels PV-Strom ergeben sich deutlich niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen (bis unter 200 kg CO<sub>2</sub>/a) UND in vielen Fällen auch niedrigere Kosten (CostRatio <1).

Der Begriff „Reduktion der lokalen CO<sub>2</sub>-Emissionen“ kann natürlich sehr kritisch gesehen werden, da eingespeister PV-Strom der im gleichen Ausmaß eine fossile Stromerzeugung reduziert zu gleichen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen führt. Der Begriff ist daher unter der Annahme zu verstehen, dass der lokal erzeugte und verbrauchte PV-Strom, würde er stattdessen in das Netz eingespeist, zu keiner globalen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen würde. Dies trifft beispielsweise ein, wenn vom Netzbetreiber der Wechselrichter gedrosselt werden muss, um eine lokale Netzüberlastung zu vermeiden oder andere erneuerbare Stromerzeuger im globalen Netz stattdessen gedrosselt werden müssen (zB: Windkraft).

## 10 Conclusio

Es konnte gezeigt werden, dass für das Niedrigenergiehaus RES45 durch entsprechende optimierte Kopplungs-Regelkonzepte unter Nutzung der Gebäudespeichermasse bzw. des Pufferspeichers als „Thermische Batterie“ für eine PV-gekoppelte Wärmepumpe auch ohne Wettervorschau die solar erzeugte Wärme von 11% (PV20) bzw. 18% (PV40) im Standardfall (SELF) auf bis zu 61% bzw. 88% im Fall BUI+TES 2000 gesteigert werden kann. Auch können damit deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielt werden.

Ein weiteres wichtiges Ergebnis ist, dass nur die Installation einer PV-Anlage und zufällig sich einstellender PV-Eigenverbrauch sogar zu höheren Wärmepreisen führen kann als für die Vergleichsanlage ohne PV (REF), während sich unter Nutzung der Speichermassen als „Thermische Batterie“ mit der teureren Heizanlage (mit PV) geringere Wärmepreise als mit der Referenzanlage erzielen lassen.

## 11 Danksagung

Das Projekt „TheBat“ (FFG 838657) wurde in Kooperation mit der TU-Graz / IWT und Heliotherm Wärmepumpentechnik Ges.m.b.H. durchgeführt.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGY MISSION AUSTRIA“ durchgeführt.



## 12 Referenzen

- Dott, R., Afjei, T., Dalibard, A., Carbonell, D., Heinz, A., Haller, M., and Witzig, A. (2012). Models of Sub-components and Validation for the IEA SHC Task 44/HPP Annex 38, Part C: Heat Pump Models, A Technical Report of Sub-task C, Deliverable C2.1 Part C. Technical report.
- Dott, R., Haller, M. Y., Ruschenburg, J., Ochs, F., and Bony, J. (2013a). The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part A: General Simulation Boundary Conditions; Part B: Buildings and Space Heat Load. Technical report, IEA.
- Dott, R., Haller, M., Ruschenburg, J., Ochs, F. und Bony, J. (2013b). The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 - Part B: Buildings and Space Heat Load.
- EXAA, 2012. Prices hEXA 2012.pdf [WWW Document].
- URL: <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten> (abgerufen: 28.8.2013).
- Neyer, D., Neyer, J., Stadler, K., Thür, A., (2016): Energy-Economy-Ecology-Evaluation Tool, T53E4-Tool, Tool Description and introductory Manual. Deliverable C3-1, IEA SHC Task 53. International Energy Agency.
- Pichler, M. (2016a). IEA HPP Annex 42 Waermepumpen in intelligenten Energienetzen nachhaltiger Staedte (interner Bericht). Technical report, TU Graz, Institut für Wärmetechnik.
- Pichler, M. F. (2016b). MODEL PREDICTIVE CONTROL FOR HEATING IN RESIDENTIAL BUILDINGS – PV-led heat pump operation in a single-family house. PhD thesis, Graz University of Technology.
- Pichler, M. F. (2016c). Model Predictive Control von aktiven Bauteilen und Messungen in zwei Test-BOXen. Technical report, TU Graz, interner Bericht.
- Pichler, M. F., Droescher, A., Schranzhofer, H., and G.I. Giannakis, G. K., Kosmatopoulos, E., and Rovas, D. (2011). Simulation-Assisted Building Energy Performance Improvement Using Sensible Control Decisions. BuildSys'11 Proceedings, Seattle, WA, USA.
- Pichler, M. F., Goertler, G., and Schranzhofer, H. (2016). Test buildings with TABS for MPC-performance evaluation – Comparability and System Identification. In Europe Control Conference (ECC16).
- Pichler, M. F., Lerch, W., Heinz, A., Goertler, G., Schranzhofer, H., and Rieberer, R. (2014). A novel linear predictive control approach for auxiliary energy supply to a solar thermal combistorage. Solar Energy, 101(0):203 – 219.
- Thür, A., Calabrese, T., Streicher, W., (2016a): Smart Grid and PV driven Heat Pump as Thermal Battery in Small Buildings for optimized Electricity Consumption, EuroSun 2016, Palma de Mallorca, Spanien
- Thür, A., Calabrese, T., Streicher, W., (2016b): TheBat – The Thermal Battery in the Smart Grid in Combination with Heat Pump and PV, e-nova 2016, FH Burgenland, Pinkafeld, Österreich