

# Energieforschungsprogramm

## Publizierbarer Endbericht

### **Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

### **Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

06.02.2017

TheBat

## Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung

Projektnummer:

838657

Ausschreibung	1. Ausschreibung e!Mission.at
Projektstart	01/10/2012
Projektende	30/09/2016
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	48 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Heliotherm Wärmepumpentechnik Ges.m.b.H.
AnsprechpartnerIn	Florian Fuchs
Postadresse	Sportplatzweg 18
Telefon	05332 87496-602
Fax	05332 87496-30
E-mail	florian.fuchs@heliotherm.com
Website	www.heliotherm.com

# The Bat

## Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung

**AutorInnen:**

Florian Fuchs

Martin Felix Pichler

Alexander Thür

# 1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis.....	4
2	Einleitung .....	6
2.1	Aufgabenstellung .....	6
2.2	Schwerpunkte des Projektes .....	6
2.2.1	Energieeffizienz und Energieeinsparungen.....	6
2.2.2	Erneuerbare Energien .....	6
2.2.3	Intelligente Netze.....	7
2.2.4	Speicher .....	7
2.3	Einordnung in das Programm .....	7
2.4	Verwendete Methoden.....	7
2.4.1	Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung mit TRNSYS.....	8
2.4.2	Modellprädiktive Regelung (MPC).....	11
2.4.3	Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen .....	14
2.4.4	HiL-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszustandsänderungen.....	14
2.4.5	Labormessung für Systemtest PV und Wärmepumpe .....	16
2.4.6	Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie.....	16
2.5	Aufbau der Arbeit.....	18
3	Inhaltliche Darstellung.....	19
3.1	Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung.....	19
3.1.1	Mögliche Regelkonzepte .....	20
3.1.2	SPF – Seasonal Performance Factor.....	23
3.1.3	PV-Eigenverbrauchsanteil .....	26
3.1.4	Warmwasserbereitung.....	28
3.1.5	Gebäudeüberheizungstemperaturen.....	30
3.1.6	Systembetriebsverhalten der unterschiedlichen Regelungskonzepte .....	31
3.1.7	Energiebilanzen und Raumtemperaturen in RES45 und RES15 .....	35
3.1.8	Vergleich optimierte, konventionelle Regelung versus MPC.....	37
3.1.9	Energiebilanzen in OFF45.....	38
3.2	Modellprädiktive Regelung .....	39
3.2.1	Beschreibung der Wärmepumpe und der Betriebsmodi.....	41
3.2.2	Grundprinzip der Modellprädiktiven Regelung, Konzept für die Umsetzung .....	42
3.2.3	Konzept für die Umsetzung .....	43
3.2.4	Regler-Dynamikmodell für die Raumheizung mittels TABS .....	44
3.2.5	Regler-Dynamikmodell für den thermischen Energiespeicher (TES) .....	46
3.2.6	Modellprädiktiver Regler für die Raumheizung (TABS-MPC).....	48
3.2.7	Modellprädiktiver Regler für den thermischen Energiespeicher (TES-MPC) .....	52
3.3	Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen.....	55
3.4	HiL-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszuständen .....	59



3.4.1	Entwicklung des Kommunikationsmoduls „Lab-Communicator“ .....	59
3.4.2	Testaufbau für die HiL-Messungen mit der Wärmepumpe.....	61
3.4.3	Messergebnisse der HiL-Messungen mit der Wärmepumpe - Modellvalidierung .....	62
3.5	Labormessung für Systemtest PV und Wärmepumpe.....	65
3.6	Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie .....	65
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	71
4.1	Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung.....	71
4.2	Modellprädiktive Regelung .....	72
4.2.1	Randbedingungen für das BC-Szenario.....	72
4.2.2	Randbedingungen für das MPC-Szenario.....	72
4.2.3	Charakteristische Trajektorien für ein MPC-Szenario .....	73
4.2.4	Energieflüsse.....	74
4.2.5	Komfortauswertung und Temperaturen.....	76
4.2.6	Leistungskennzahlen für die Modellprädiktive Regelung .....	78
4.2.7	Ökonomische Implikation .....	79
4.2.8	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....	80
4.3	Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen.....	81
4.4	HiL-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszuständen .....	81
4.5	Systemtest PV und Wärmepumpe.....	83
4.6	Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie .....	84
5	Ausblick und Empfehlungen.....	87
6	Literaturverzeichnis.....	88
7	Anhang A - Abkürzungsverzeichnis .....	91
8	Anhang B - Ad MPC-Ergebnisse.....	93
9	Kontaktdaten .....	94

## **2 Einleitung**

### **2.1 Aufgabenstellung**

Energieeffizienz und Nachhaltigkeit sind die Schlüsselmerkmale moderner Gebäudekonzepte. Um die immer größer werdende Komplexität dieser Aufgabe bewältigen zu können, bedarf es eines technologieübergreifenden, integralen Ansatzes für ein intelligentes Gesamtsystem von erneuerbaren Energien und deren effizienter Verwendung in Gebäuden. Das vorliegende Forschungsprojekt befasst sich hierbei mit der Kombination von Wärmepumpen und deren intelligenter, vorausschauender Vernetzung mit wichtigen Systemkomponenten (z.B. thermische Speichermassen, Stromtarife, Wetterentwicklung etc.) und soll zu einer Optimierung der Interaktion zwischen Wärmepumpen, thermodynamischen Kreisläufen, Photovoltaik (oder auch Solarthermie) in Kombination mit den im Gebäude vorhandenen Speichermassen führen. Diese Optimierung soll zunächst durch die Abbildung der genannten Zusammenhänge in Simulationstools, durch eine anschließende Erarbeitung von geeigneten thermischen Gebäudespeicherkonzepten, sowie durch die Entwicklung von prädiktiven Regelungsstrategien und Komponenten in Form eines Funktionsmusters erreicht werden. Die gewonnenen Erkenntnisse und entwickelten Strategien werden dann in Systemtests in verschiedenen Ebenen im realistischen Umfeld umgesetzt.

### **2.2 Schwerpunkte des Projektes**

#### **2.2.1 Energieeffizienz und Energieeinsparungen**

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes soll ein höherer Grad an Energieeffizienz für die Gebäude der Zukunft erreicht werden sowie neue Möglichkeiten der Energieeinsparungen gefunden werden. Im vorliegenden Projekt werden dabei primär die Interaktionsmöglichkeiten von Wärmepumpen und gebäudeeigener Photovoltaik zum Load-Leveling und der optimierten Einspeisung ins bzw. dem Bezug aus dem Stromnetz durch Optimierung der Speichermassen im Gebäude untersucht. Die Ergebnisse werden in der Entwicklung eines nutzeroptimierten Energiemanagementsystems auf Basis einer prädiktiven Regelung samt dazugehöriger Funktionsmuster umgesetzt. Grundvoraussetzung hierfür ist die Einbindung der Wettervorhersage, die Berücksichtigung des Nutzerverhaltens sowie die Kostensituation des Stromnetzes. Zum Vergleichen mit konventionellen Systemen kommen Hardware-in-the-Loop-Verfahren in den Labors zur Anwendung.

#### **2.2.2 Erneuerbare Energien**

Durch die intelligente Ausnutzung der Speichermassen und der mit dem Gebäude gekoppelten Strom- und Wärmenetze kann der Deckungsbeitrag der Energiegewinnung durch Solarenergie und durch die Vermeidung von Stillstandsverlusten erhöht werden. Im vorliegenden Projekt werden insbesondere optimierte Systeme bestehend aus Wärmepumpen in Verbindung mit Photovoltaik und thermischen Speichermassen behandelt.

### 2.2.3 Intelligente Netze

Durch die intelligente Koppelung von Netzanforderung, Stromeinspeisung durch Photovoltaik, Stromentnahme für Heizung, Warmwasserbereitung und Kühlung unter Ausnutzung der Speichermassen mit Hilfe von IKT basierten Ansätzen kann der Smart Grid Gedanke auf die Niedertemperatur- Wärmeschiene im Gebäudebereich erweitert werden. Hierbei wurde bei der Umsetzung des Energiemanagementsystems der Wärmepumpen ein besonderes Augenmerk auf die Security- und Privacy-Aspekte bei der datentechnischen Anbindung von Kunden gelegt.

### 2.2.4 Speicher

Ein grundlegendes Element des vorliegenden Forschungsprojekts ist die sensible thermische Energiespeicherung in Wasserspeichern und / oder in Speichermassen des Gebäudes. Eine gezielte Auslotung der Speichermöglichkeiten unter Beachtung der Behaglichkeitskriterien kann sowohl den Strombedarf bzw. die Stromeinspeisung weg von Zeiten der Netzhöchstbelastung legen, als auch den Ertrag an anderen erneuerbaren Energieträgern (z.B. Solarthermie) erhöhen. Dafür bedarf es flexibler und an verschiedene Anwendungsfälle anpassungsfähiger Regelungslösungen.

## 2.3 Einordnung in das Programm

Die im Rahmen dieses Projektes erzielten Erkenntnisse mit den oben beschriebenen Schwerpunkten liefern wertvolle Beiträge zu den Zielen des Klima- und Energiefonds. Die optimierte Interaktion von Wärmepumpen, thermodynamischen Kreisläufen, Photovoltaik und / oder Solarthermie in Kombination mit den im Gebäude vorhandenen Speichermassen trägt maßgeblich zu einer Steigerung der Energieeffizienz bei und der Anteil der erneuerbaren Energien wird durch dieses Gebäudekonzept der Zukunft erheblich erhöht.

Für Anwender bedeutet es außerdem eine bedeutende Kostensenkungsmöglichkeit durch intelligente Ressourcennutzung und hochinnovative Technologien.

Vor allem in Bezug auf den dritten Schwerpunkt des Projektes, der intelligenten Nutzung des Stromnetzes, bedeuten die Erkenntnisse des Projektes eine Stärkung der Technologiekompetenz und Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Österreich.

## 2.4 Verwendete Methoden

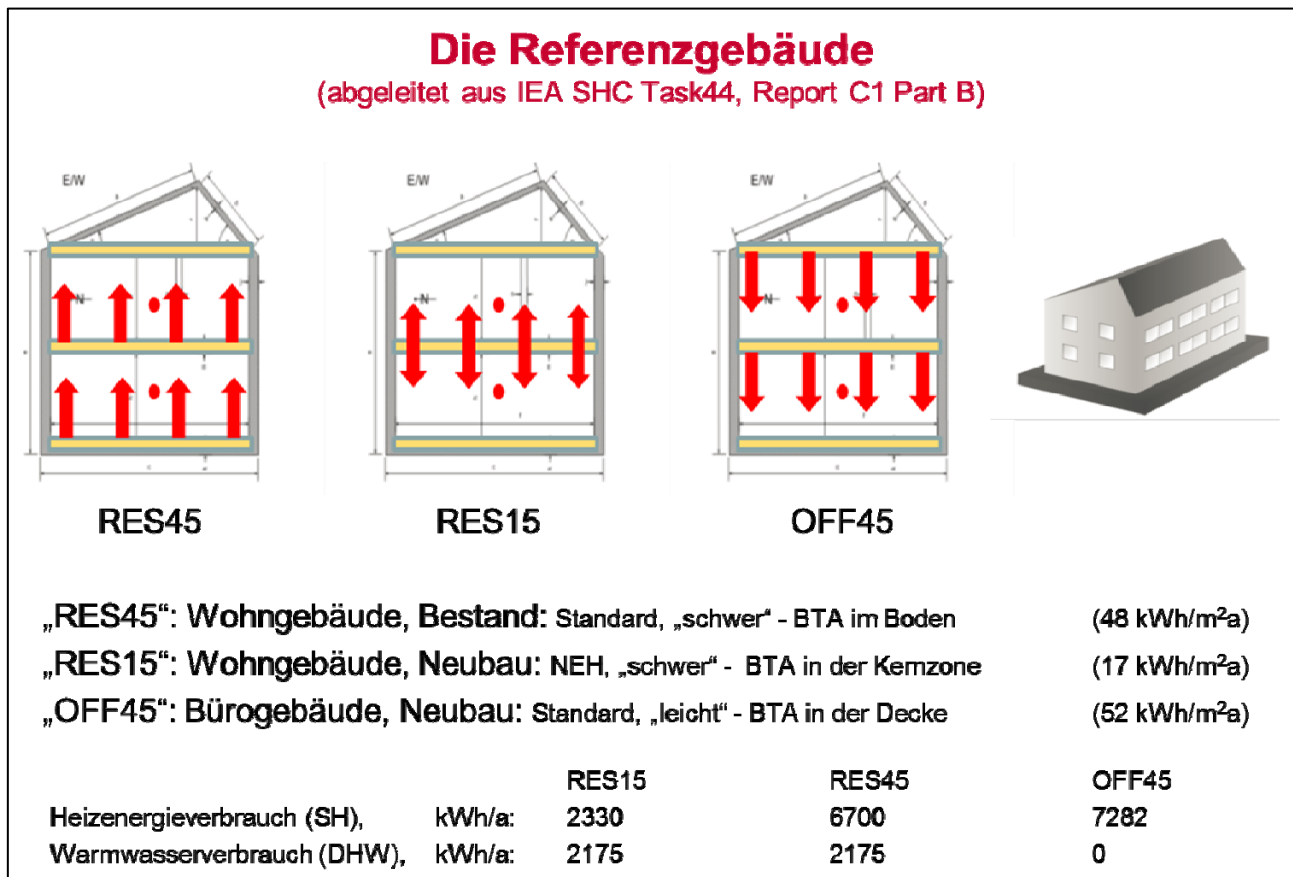
Im Rahmen von TheBat wurden verschiedenste Themenbereiche mit unterschiedlichen Methoden von den Projektpartnern bearbeitet, die nachfolgend beschrieben werden:

- a) Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung mit TRNSYS
- b) Modellprädiktive Regelung (MPC)
- c) Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen
- d) HiL-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszustandsänderungen
- e) Labormessung für Systemtest PV und Wärmepumpe
- f) Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie

#### 2.4.1 Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung mit TRNSYS

Für die Jahressimulationen wurden von UIBK 3 Referenzgebäude basierend auf der IEA SHC Task44 [Dott, R. et.al.: 2013a, 2013b] definiert und in TRNSYS mit dem Type56 modelliert (Abbildung 1):

1. Wohngebäude – „RES 45“: Aktivierung der beiden Fußböden, thermische Entkopplung nach unten.
2. Passivhaus Wohngebäude – „RES 15“: Aktivierung der mittleren Geschoßdecke, keine thermische Entkopplung, somit Interaktion mit Raum darüber und darunter möglich.
3. Büro – „OFF 45“: Aktivierung der beiden Decken, aufgeständerter Fußboden zur Aufnahme der Verkabelung, thermische Entkopplung nach oben.



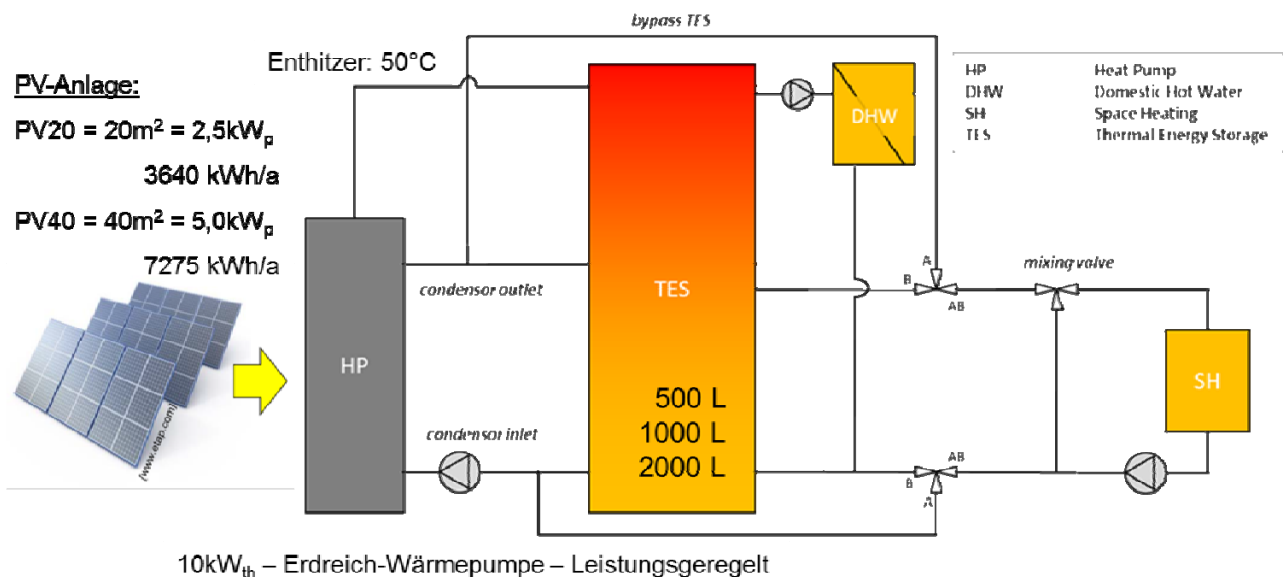
**Abbildung 1: Darstellung der 3 Gebäudetypen RES45, RES15 und OFF45**

In Kooperation mit den Projektpartnern wurde ein hydraulisches Basiskonzept definiert und ebenfalls in TRNSYS modelliert und mit den 3 verschiedenen Gebäuden zu einem gesamten TRNSYS-Modell gekoppelt. Die modellierte Hydraulik (Abbildung 2) basierend auf einer leistungsgeregelten Sole-Erdreich Wärmepumpe erlaubt es:

- 1) mit der Wärmepumpe das Gebäude direkt (unter Umgehung des Speichers) zu beheizen
  - a. ohne Enthitzer
  - b. mit Enthitzer in den Speicher
- 2) mit der Wärmepumpe direkt den Speicher zu beladen
  - a. ohne Enthitzer
  - b. mit Enthitzer
- 3) aus dem Speicher das Gebäude zu beheizen
- 4) im Sommer das Gebäude zu kühlen (durch tauschen von Verdampfer- und Kondensatorkreis)

Die dazu kombinierbaren Regelungskonzepte wurden wie folgt definiert:

- 1) Standardregelung mit/ohne Photovoltaik (PV) (REF, SELF)
- 2) Konventionelle optimierte Regelungskonzepte
  - a. Kopplung der PV-Anlage mit der Wärmepumpe und Wärmespeicherung im Speicher (TES)
  - b. Kopplung der PV-Anlage mit der Wärmepumpe und Wärmespeicherung in Gebäudemasse (BUI)
  - c. Kopplung der PV-Anlage mit der Wärmepumpe und Wärmespeicherung in Gebäudemasse und im Speicher (BUI+TES)
  - d. Kopplung der Wärmepumpe mit variablem Strompreis aus dem Netz
- 3) Regelungskonzept mit Modell-Prädiktiver Regelung (MPC)



**Abbildung 2: Darstellung des Basis-Hydraulikkonzeptes**

Auf diesem Basis-TRNSYS-Modell aufbauend wurden bei UIBK die Jahressimulationen mit unterschiedlichsten Konfigurationen mit dem TRNSYS Wärmepumpenmodell (Dott, 2012) vom IWT parametrisiert (siehe Kap.: 2.4.3) gerechnet, um optimierte konventionelle Regelungskonzepte ohne Möglichkeiten der Vorschau (Wettervorhersage für PV-Ertrag oder zu erwartenden Heizenergiebedarf, Strompreisvorhersage) zu entwickeln. Am IWT wurde dieses Basis-TRNSYS-Modell ebenfalls verwendet um alternativ die Möglichkeiten der Vorschau durch „Modellprädiktive Regelung (MPC)“ zu nutzen (siehe Kap 2.4.2).

Es wurden von UIBK für a) Standardregelung mit/ohne Photovoltaik (PV) (REF, SELF) bzw. b) konventionelle optimierte Regelungskonzepte, basierend auf den Definitionen wie in oben beschrieben, Simulationsstudien mit unterschiedlichsten Kombinationen bzw. Regelalgorithmen mit dem Ziel eines minimierten Strom-Netzbezuges bei möglichst hohem Eigenverbrauch des PV-Stromes durchgeführt. Als Basisversion wurde das Gebäude RES45 verwendet. Damit wurden diverse

Parameterstudien gemacht, um Abhängigkeiten (Einhaltung von Komfortbedingungen wie Raumtemperatur bzw. Warmwassertemperatur sowie Einschaltzyklen und Laufzeiten der Wärmepumpe) bzw. die Signifikanz der Auswirkung von diversesten Parametern zu ermitteln. Daraus abgeleitet wurden dann für die Gebäude RES15 und OFF45 jene Kombinationen zur Simulation ausgewählt, welche zu wesentlichen Erkenntnissen führen.

Für RES45 wurden folgende Parametervariationen für sich bzw. teilweise unterschiedlich untereinander kombiniert modelliert und gerechnet (in Summe rund 340 Variationen):

- 1) Heizungsregelung nur über Heizungsrücklauf in Abhängigkeit der Außentemperatur (Nenn Soll-Rücklauftemperatur von 27 bis 30°C)
- 2) Heizungsregelung über Heizungsrücklauf in Abhängigkeit der Außentemperatur und Raumtemperatur (Soll-Raumtemperaturen von 19 bis 23°C und 0,5 bis 3K Hysterese)
- 3) Heizung mit unterschiedlichen Fußbodenaufbauten hinsichtlich Dicke der thermisch aktiven Schicht (60 bis 240mm)
- 4) Heizung und Warmwasserbereitung mit verschiedenen Speichervolumina (500, 1000, 2000, 3000, 4000 und 5000 Liter)
- 5) Warmwasserbereitung mit/ohne Enthitzer bzw. mit Sperrzeiten in der Nacht
- 6) Kopplung der Wärmepumpe an die PV-Produktion einer 20 m<sup>2</sup> bzw. 40 m<sup>2</sup> PV-Anlage mit Überhitzung des Speichers (komplett oder nur das Warmwasserbereitschaftsvolumen) auf 55, 60, 65°C
- 7) Kopplung der Wärmepumpe an die PV-Produktion mit Überhitzung des Gebäudes auf 22, 23, 24, 25, 26°C
- 8) Austausch der Sole-Wärmepumpe mit einer Aussenluft-Wärmepumpe
- 9) Nutzung des PV-Stromes für die Wärmepumpe, Direktheizung des Gebäudes und/oder des Speichers bzw. des Haushaltstromes (in einfacher oder doppelter Höhe) mit verschiedenen Prioritäten
- 10) Betrieb der Wärmepumpe mit konstantem bzw. variablem Netz-Strompreis sowie in Abhängigkeit des variablen Netz-Strompreis.

Für RES15 wurden basierend auf den Ergebnissen aus RES45 folgende Parametervariationen modelliert und gerechnet (in Summe rund 330 Variationen):

- 1) Heizungsregelung über Heizungsrücklauf in Abhängigkeit der Außentemperatur und Raumtemperatur (Soll-Raumtemperaturen 21±0,5°C)
- 2) Heizung mit unterschiedlichen Fußbodenaufbauten hinsichtlich Dicke der thermisch aktiven Schicht (120, 140, 160mm)
- 3) Heizung und Warmwasserbereitung mit verschiedenen Speichervolumina (500, 1000, 2000Liter)
- 4) Kopplung der Wärmepumpe an die PV-Produktion einer 20 m<sup>2</sup> bzw. 40 m<sup>2</sup> PV-Anlage mit Überhitzung des Speichers (komplett) auf 55, 60, 65°C
- 5) Kopplung der Wärmepumpe an die PV-Produktion mit Überhitzung des Gebäudes auf 22, 23, 24, 25, 26°C
- 6) Nutzung des PV-Stromes für die Wärmepumpe mit verschiedenen Prioritäten (zuerst Gebäude und dann Speicher überheizen bzw. umgekehrt)

Für OFF45 wurden basierend auf den Ergebnissen aus RES45 folgende Parametervariationen modelliert und gerechnet (in Summe rund 60 Variationen):

- 1) Heizungsregelung über Heizungsrücklauf in Abhängigkeit der Außentemperatur und Raumtemperatur (Soll-Raumtemperaturen  $21 \pm 0,5^\circ\text{C}$ )
- 2) Heizung mit verschiedenen Speichervolumina (500, 1000, 2000 Liter)
- 3) Kopplung der Wärmepumpe an die PV-Produktion einer  $20 \text{ m}^2$  bzw.  $40 \text{ m}^2$  PV-Anlage mit Überhitzung des Speichers (komplett) auf 55, 60,  $65^\circ\text{C}$
- 4) Nutzung des PV-Stromes mit verschiedenen Prioritäten (zuerst Haushalt, PC, etc. und dann Speicher überheizen bzw. umgekehrt)
- 5) Nutzung der Wärmepumpe im Sommer zur Kühlung ohne/mit PV, mit zwei verschiedenen Strategien für den Sonnenschutz, mit zwei verschiedenen internen Lasten (100 bzw. 150%) bzw. mit konstanter oder an PV-Erzeugung angepasster Leistung

Zur Auswertung wurden Energiebilanzen auf Monats- und Jahresbasis erstellt, Systemeffizienzkennzahlen berechnet bzw. die Simulationsergebnisse in Simulationszeitschritten (2 Min) mit Matlab-Skripts zu statistischen Zwecken (Einschaltheufigkeit und Betriebszeit der Wärmepumpe, Häufigkeit der Raumtemperaturen) bzw. im Jahresverlauf ausgewertet und in Diagrammen dargestellt. Die energetischen Ergebnisse wurden dann auch in AP7 für die Berechnung ökonomischer bzw. ökologischer Kennzahlen herangezogen.

### 2.4.2 Modellprädiktive Regelung (MPC)

Die Eigenverbrauchs-Maximierung bei Verfügbarkeit von PV-Strom in Verbindung mit einer Wärmepumpe und einem thermischen Speicher kann nur dann effizient funktionieren, wenn im Rahmen einer Prognose des zukünftigen PV-Angebots eine vorzeitige Aufladung der thermischen Speicher verhindert wird. Eine Modellprädiktive Regelung (MPC) stellt einen möglichen Ansatz für die Lösung dieser Aufgabe dar.

Der Beitrag zur MPC bezieht sich auf das System bestehend aus (vgl. auch Abbildung 3): Wärmepumpe (WP), thermischer Energie Speicher (TES) primär für die Wärmeverhaltung für die Brauchwasserheizung und thermisch aktivierte Bauteile (TABS) im Einfamilienhaus; dieses Einfamilienhaus ist außerdem mit einer PV-Anlage bestückt. Für das gesamte System wurde eine MPC entwickelt. Das entwickelte Konzept eignet sich sowohl für die Anwendung im Heizfall als auch im Kühlfall, die Ausführungen und die Ergebnisdarstellung beschränken sich allerdings auf den Heizfall.



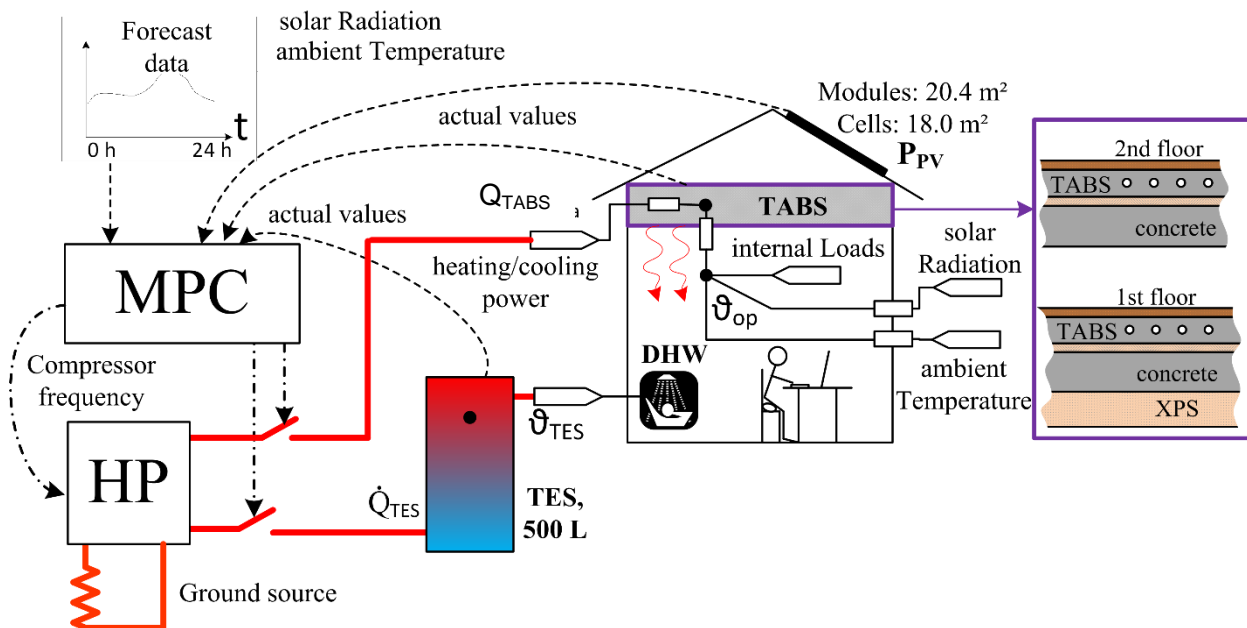


Abbildung 3 Übersicht zu den für die MPC wesentlichsten Komponenten des Gesamtsystems

#### 2.4.2.1 Bestehende Regelungs-Ansätze für TABS und MPC für Wärmepumpen

Eine Standardregelung für TABS stellt die Anpassung der Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur dar, wodurch auch eine gewisse Adaptionsfähigkeit der Regelung an die Umweltbedingungen gegeben ist. Teilweise sind solche Regelungen auch adaptiv, was allerdings der Ergänzung um eine Referenzraumtemperaturmessung bedarf, vgl. dazu Tödtli et al. (2009). Fortschrittliche Betriebs- oder Regelungsstrategien für die Wasserseite bei WP und auch betreffend die Kompressor Drehzahl beziehen sich zumeist auf die Maximierung der WP-Effizienz bzw. der Jahresarbeitszahl. Vereinzelt sind im Kontext Kältemittel-/Wärmepumpenkreislauf bereits fortschrittliche Methoden wie z.B. MPC im Einsatz, vgl. Preglej (2014), Rehrl (2014). Im Rahmen dieses Forschungsprojektes geht es allerdings nicht um den Kältemittel-/Wärmepumpenkreis sondern nur um die Wasser-seitige Betriebsstrategie der WP.

TABS für die Konditionierung von Gebäuden sind ein interessanter und aktueller Gegenstand der Forschung, vgl. Gwerder (2013), Lehmann (2007), Pichler (2016c). Solarthermische Anwendungen in Verbindung mit TABS sind z.B. im IEA SHC Task 26 Pappillon et al., (2002) beschrieben. Das Ziel einer monovalenten Konditionierung mittels TABS, das heißt der Verzicht auf ein schnelles System parallel zu den TABS, ist ein wichtiger Treiber für neue Forschungsprojekte in diesem Kontext. Besondere Bedeutung bekommt dabei die Regelung, insbesondere die vorausschauende Regelung, da diese eine Planung über einen gewissen Horizont durchführen kann, wodurch eine Vorkonditionierung möglich ist. Durch diese Maßnahme ist die kurzfristig stark limitierte Heiz- oder Kühlleistung von TABS nicht mehr der alles entscheidende kritische Faktor in puncto Auslegung. Eine derartige Regelung wurde bereits in zahlreichen Arbeiten beschrieben (Cigler et al., 2013), (Gwerder et al., 2013), (Oldewurtel et al., 2010).



Die modelprädiktive Regelung von Wärmepumpen wurde erstmals in Wimmer (2004) untersucht, was später von Bianchi fortgesetzt wurde **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** (Bianchi, 2006). Die in diesen Arbeiten entwickelten Regelungen bieten keine Möglichkeit zur Drehzahlregelung des Kompressors der WP. Der Kompressor wird immer mit konstanter Drehzahl betrieben, die Wärmeflussregelung in das Gebäude erfolgt durch Taktung bzw. Pulsbreitenmodulation; das heißt, die einem Gebäude zugeführte thermische Leistung wird über die Einschaltdauer während eines zeitlichen Intervalls von z.B. 4 h geregelt. Gekoppelte Gebäude- und Anlagensimulationen sind seit vielen Jahren Stand der Technik. Simulationsumgebungen hierfür sind z.B. TRNSYS (Klein et al., 2010), oder EnergyPlus in Verbindung mit MATLAB oder ähnlichen Tools, vgl. Pichler et al. (2011), Privara et al. (2013).

#### 2.4.2.2 Methoden für die Implementierung und Untersuchung der MPC-Konzepte

Abbildung 3 zeigt das simulationstechnisch untersuchte System mit den wesentlichen Komponenten, die in den folgenden Absätzen Kontext-bezogen kurz beschrieben werden. Ergänzend dazu werden die wichtigsten Randbedingungen im Rahmen der MPC Untersuchungen angeführt. Für weitere Details siehe (Pichler, 2016b).

Die Simulation des thermischen Systems erfolgte mittels TRNSYS 17 (Klein et al., 2010), die MPC wurde mit MATLAB **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** (Mathworks, 2013) unter Zuhilfenahme von YALMIP (Löfberg, 2004) umgesetzt. Abbildung 4 (links) zeigt die wesentlichsten Elemente der TRNSYS Simulation, die als virtueller Prüfstand zur Untersuchung unterschiedlicher MPC Ansätze dient. Neben den Wetterdaten und der komplexen Gebäudesimulation für das Einfamilienhaus stellt die eingebettete MATLAB Instanz einen ganz wesentlichen Bestandteil der Simulation dar. Diese MATLAB Instanz mit direkter read/write Schnittstelle in TRNSYS ermöglicht die Umsetzung der MPC mittels MATLAB, siehe Abbildung 4 (rechts), vgl. auch Pichler et al. (2011). Im Unterschied zur detaillierten Simulation der WP bzw. auch des Gebäudes in TRNSYS beschreibt das Dynamikmodell im Rahmen der MPC (Abbildung 4 rechts mit rot eingerahmt) den prädiktiv zu regelnden Prozess mit einem sehr einfachen mathematischen Modell, siehe Kapitel 3.2.

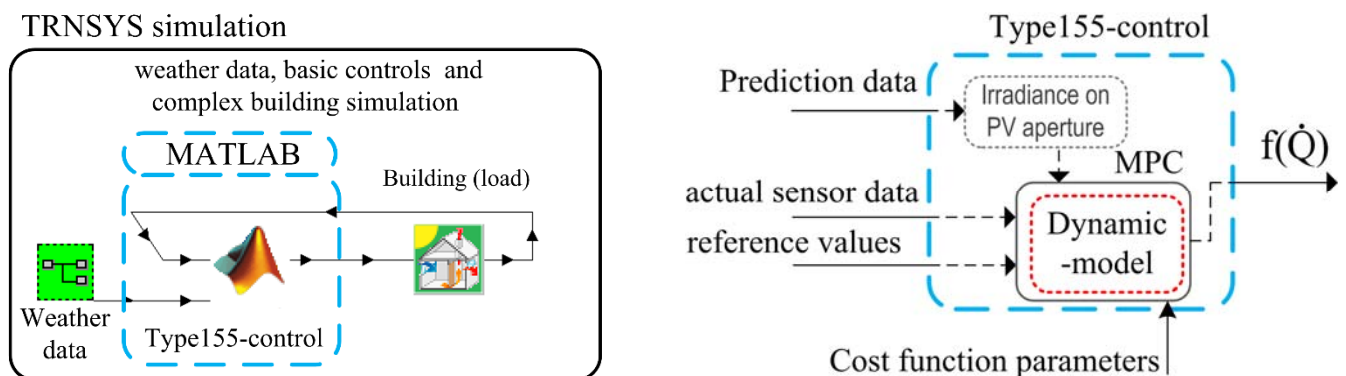


Abbildung 4 Übersicht zum virtuellen Prüfstand TRNSYS Simulation (links) für die Untersuchung des MPC Ansatzes implementiert in MATLAB (rechts)

Die wesentlichen Elemente des Modellprädiktiven Regelungskonzeptes sind: Vorhersagedaten (Wetterdaten), diverse Sollwerte bzw. Beschränkungen (Minimum und Maximum Werte), Messwerte und ein Dynamikmodell des geregelten Prozesses oder Systems und eine geeignete Kostenfunktion wie z.B. in Gleichung (10), die mit einem für die Problemstellung passenden Optimierungsalgorithmus zu minimieren ist. Als Optimierungsalgorithmus zum Auffinden des Minimums wurde ein Gurobi Solver verwendet (Gurobi, 2015). Die „Ausgangsgröße“, welche letztlich im Rahmen der TRNSYS Simulation weiterverarbeitet wird, ist die Frequenz bzw. Drehzahl des Kompressors der WP. Für den Fall, dass der MPC intern eine andere Stellgröße nutzt (Heizleistung beim TABS-MPC) wird diese Größe mittels Kennfeld in die Kompressor Frequenz „übersetzt“.

#### **2.4.2.3 Randbedingungen**

Für die Untersuchung der unterschiedlichen Regler-Ansätze wird die TRNSYS Simulation mit einem Zeitschritt von 2 min ausgeführt. Die dem MPC zur Verfügung gestellten Wettervorhersagedaten entsprechen den Wetterdaten der Simulation (synthetischer Meteoronorm-Wetterdatensatz für den Ort Innsbruck) das heißt es wird eine ideale Vorhersage angenommen. Untersuchungen zur Bedeutung der Vorhersagegenauigkeit werden z.B. in Pichler (2016c) vorgestellt. Im Unterschied zu den zahlreichen Simulationen im Rahmen dieses Forschungsprojektes ohne MPC werden die internen Gebäudelasten im Kontext MPC nicht berücksichtigt. Das bedeutet, dass der spezifische Heizwärmebedarf bei sämtlichen Simulationen zur Untersuchung des MPC-Konzeptes und den Vergleichssimulationen ohne MPC etwas höher ist. Ebenso nicht berücksichtigt wurde der Haushaltsstromverbrauch bei diversen Berechnungen zum Stromverbrauch. Die Komfort-bezogenen Randbedingungen werden

#### **2.4.3 Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen**

In AP4 - Vermessung von Komponenten im Labor – wurden Messungen an einem Funktionsmuster der von Heliotherm entwickelten Wärmepumpe im Labor des IWT durchgeführt. Für die Analyse der Wärmepumpe wurden insgesamt 117 stationäre Messpunkte bei unterschiedlichen Betriebszuständen sowohl für den Heizungs- als auch den Warmwasserbetrieb mit unterschiedlichen Eintrittstemperaturen in den Verdampfer und den Unterkühler und verschiedenen Kompressor-Drehzahlen aufgenommen. Aus den erhaltenen Messergebnissen wurde anhand von 82 Messpunkten das Wärmepumpenmodell Type 887 (Dott et al., 2012) für die Simulationsumgebung TRNSYS parametrisiert.

#### **2.4.4 HiL-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszustandsänderungen**

Im Rahmen von TheBat war es das Ziel im Labor der UIBK AB EEB die Hard- und Softwaremäßige Umgebung für sogenannte „Hardware in the Loop“ (HiL) Messungen aufzubauen und damit die Möglichkeit zu erhalten die Wärmepumpe gekoppelt mit der Simulationsumgebung TRNSYS zu betreiben. Wie Abbildung 5 schematisch darstellt, wird bei einer HiL-Messung die reale Komponente der Wärmepumpe welche im Labor steht in ein gesamtes Simulationsmodell mit Gebäudesimulation und Heizung bzw. Warmwasserbereitung integriert. Die reale Wärmepumpe im Labor wird vom Simulationsmodell angesteuert bzw. das reale Verhalten der Wärmepumpe wird dem Simulationsmodell als Reaktion zurückgegeben und im nächsten Simulationszeitschritt entsprechend berücksichtigt. Es wird die Simulation damit also statt mit einem theoretischen Wärmepumpen-Simulationsmodell mit einer echten Maschine durchgeführt.

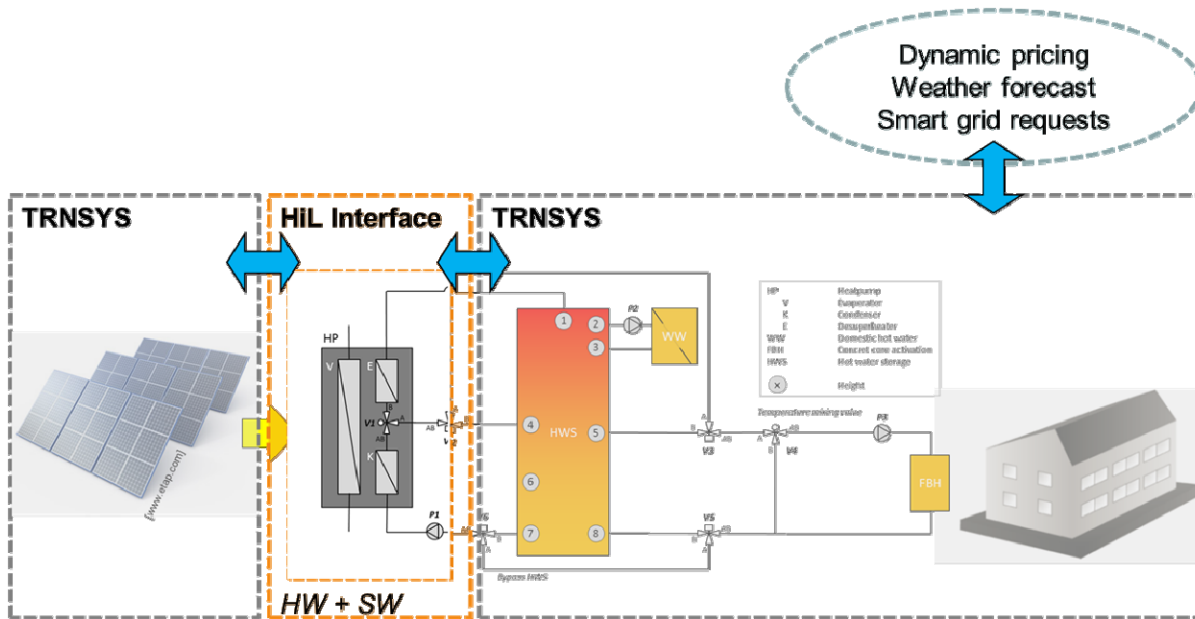


Abbildung 5 Konzeptschema für HiL Messungen mit realer Wärmepumpe integriert in ein TRNSYS Modell zur Gebäude- und Heizungssimulation.

In Abbildung 6 ist die hydraulische Infrastruktur der Wärmequellen/senkenanlage im Labor der UIBK (Abbildung 7) dargestellt in welche die reale Wärmepumpe installiert wird.

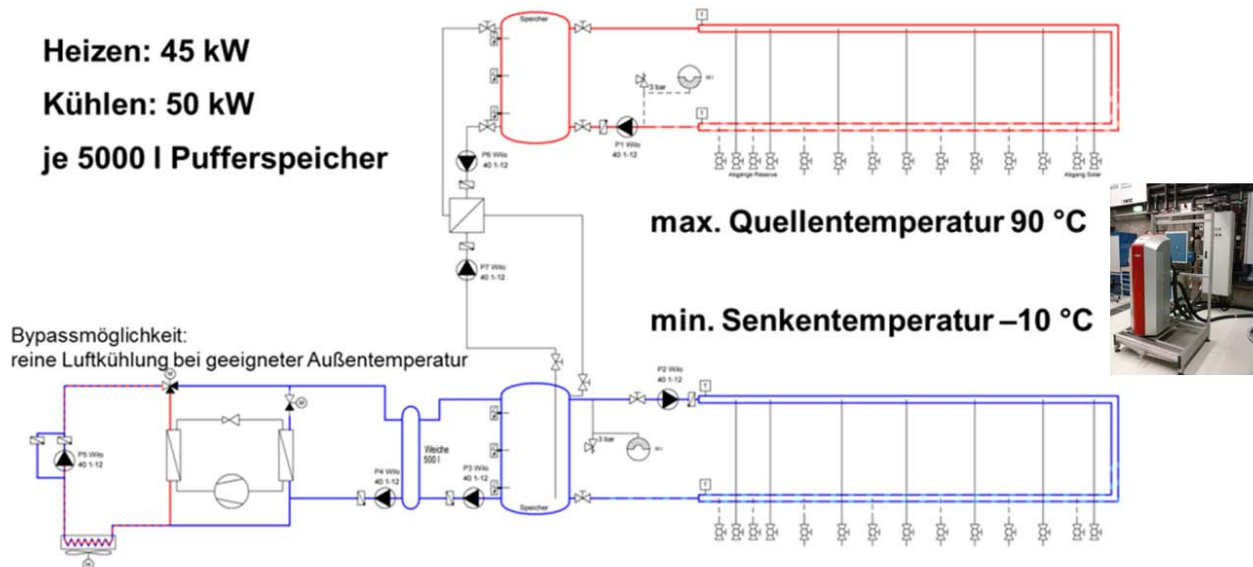


Abbildung 6 Hydraulikschema der Wärmequellen/senkenanlage



**Abbildung 7 Wärmequellen/senkenanlage im Labor der UIBK**

### **2.4.5 Labormessung für Systemtest PV und Wärmepumpe**

Im Labor von Heliotherm wurde die Wärmepumpe mit dem neu entwickelten Hardware-Modul zur direkten leistungsgeregelten Kopplung der Wärmepumpe mit der PV-Anlage im dynamischen Betrieb getestet.

### **2.4.6 Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie**

Für ökonomische Analysen wurden von UIBK aus AP5 ausgewählte Simulationsergebnisse der drei Gebäude RES45, RES15 und OFF45 zur Berechnung herangezogen. Zur Berechnung wurde das in Kooperation mit der IEA SHC Task53 (FFG-Nr 843136) bzw. den nationalen FFG-Projekten DAKTris (FFG-Nr 840650), SolarHybrid (FFG-Nr 843855) und CiQuSo (FFG-Nr 845168) in Excel entwickelte „Energy-Economy-Ecology-Evaluation-Tool bzw. „T53E<sup>4</sup>-Tool“ eingesetzt [Neyer et.al., 2016].

Es wurden neben den diversen energierelevanten Variationen auch Simulationen mit unterschiedlichen Strompreismodellen durchgeführt. Dabei wurde als Referenz ein konstanter Strom-Netzbezugspreis von 0,18 EUR/kWh bzw. PV-Einspeisetarif von 0,05 EUR/kWh angenommen. Als weitere Variante wurde davon ausgegangen, dass ein variabler Netzbezugspreis gemäß 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 0,18 EUR/kWh ergibt. Neben den energetisch orientierten Algorithmen zur Optimierung des PV-Eigenstromverbrauches wurden auch Regelungs-Algorithmen getestet, in denen in Abhängigkeit vom variablen Netzstrompreis der Speicher bzw. die Gebäudemasse zu Zeiten mit niedrigen Netzstrompreisen als Speicher für die Wärmepumpe genutzt wurde.

Als ersten Schritt wurden einfache ökonomische Auswertungen hinsichtlich der jährlichen Betriebskosten (Stromnetzbezugskosten und Stromeinspeisertrag) im Vergleich der unterschiedlichsten Systemkonfigurationen und Regelungskonzepten ermittelt.

Basierend auf Angaben des Industriepartners Heliotherm bzw. auf eigene ergänzende Erhebungen wurden in einem zweiten Schritt Kosten für Investition, Wartung und Betrieb erhoben und mit Hilfe des „T53E“ Bewertungstools eine Vollkostenrechnung über die Lebensdauer durchgeführt. Die ermittelten Wärmegestehungskosten werden im Verhältnis zur Referenzanlage (Erdreich-Wärmepumpenanlage ohne PV, mit 500 Liter Speicher und Frischwassermodul zur Warmwasserbereitung) dargestellt. Als ökologische Kennzahlen werden basierend auf den OIB-RL6 Basisdaten die CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. die Primärenergieeinsparung gegenüber dem Referenzsystem dargestellt. Weiters wurde eine Sensitivitätsanalyse der 5 wesentlichen Kostenfaktoren (Wärmepumpensystem, Speicher mit Warmwasserbereitung, PV-Anlage, Strombezugskosten, Stromeinspeisetarif) für ausgewählte Fälle durchgeführt.

## 2.5 Aufbau der Arbeit

Innerhalb des Forschungsprojektes wurde der aktuelle Stand der Technik in Bezug auf Wärmepumpen-unterstützte Wassernutzungsanlagen und deren Simulationen in AP 2 untersucht. Darauf basierend wurden für neue Simulationsmodelle Referenzsysteme definiert (AP3). Die von Heliotherm konstruierten und gebauten Kompressionswärmepumpen mit Drehzahlregelung, Heißgas-Enthitzer und Enhanced Vapour Injection (EVI) wurden bei Laborbedingungen vermessen (AP4). Die daraus resultierenden Messergebnisse konnten in den vorliegenden Simulationsmodellen eingepflegt werden und weiterführend die Interaktion zwischen Gebäude und Wassernutzungsanlage optimiert werden (AP 5). Die Kopplung zwischen Wärmepumpe und Photovoltaik- System und die dafür passenden Regelfunktionen wurden in AP 6, unter Berücksichtigung der Ergebnisse der ökonomischen und ökologischen Analyse in AP 7, erarbeitet. Für eine Weitergabe der Forschungsergebnisse und der Projekterkenntnisse wurden innerhalb des AP 8 diverse öffentlichkeitswirksame Aktivitäten wie Vorträge Journal- Artikel und ein Workshop geleistet.



### 3 Inhaltliche Darstellung

Die im Rahmen von TheBat mit unterschiedlichen Methoden von den Projektpartnern bearbeiten Themenbereiche und deren Ergebnisse werden nachfolgend beschrieben:

- 1) Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung mit TRNSYS
- 2) Modellprädiktive Regelung (MPC)
- 3) Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen
- 4) HiL-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszustandsänderungen
- 5) Labormessung für Systemtest PV und Wärmepumpe
- 6) Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie

#### 3.1 Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung

Für die in Kap. 2.4.1 beschriebenen Simulationskonzepte bzw. 3 Gebäudetypen wurden von UIBK nachfolgende Regelstrategien entwickelt und im Rahmen einer umfassenden Parameter-Variations-Simulationsstudie bewertet hinsichtlich:

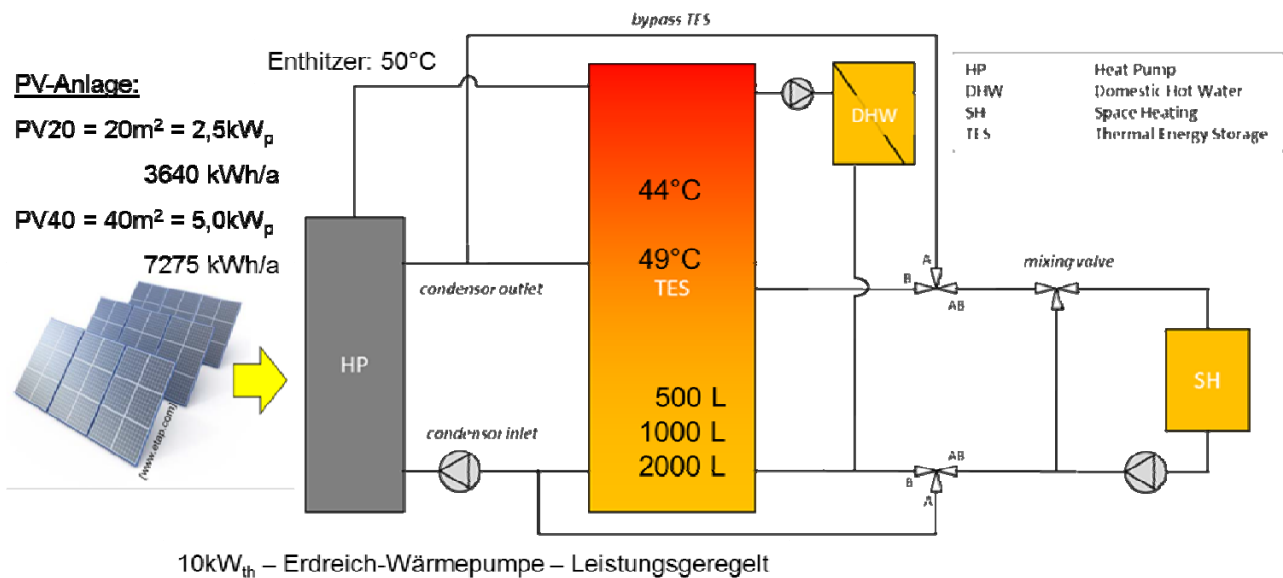
- a) Energetischer Effizienz mittels Systemarbeitszahlen (SPF – Seasonal Performance Factor)
- b) Energiebilanzen für Erzeugung und Verbrauch
- c) PV-Eigenverbrauchsanteil für den Betrieb der Wärmepumpe
- d) Reduktionspotential des Strombezuges aus dem öffentlichen Netz
- e) Solar erzeugte Wärme über die Kopplung PV und Wärmepumpe
- f) Komfortparameter Raumtemperatur
- g) Betriebstechnische Kennwerte wie Einschaltzyklen der Wärmepumpe bzw. Laufzeiten je Start

Als Basis für alle Simulationen dient das Hydraulikkonzept wie in Abbildung 8 dargestellt. Die PV-Anlage ist nach Süden ausgerichtet, 45° geneigt und hat einen Jahresertrag von 1.456 kWh/kW<sub>p</sub>.

Die Wärmepumpe mit ca 10 kW thermischer Nennleistung (HP) hat einen drehzahlgeregelten Kompressor (als Standard in Abhängigkeit von der Aussentemperatur geregelt) und einen Enthitzer der sobald die Wärmepumpe in Betrieb ist immer mit 50°C oben in den Speicher einschichtet. Die im Kondensator erzeugte Wärme kann entweder direkt in die Fußbodenheizungen (SH) des Gebäudes abgegeben werden oder sie wird unterhalb des Warmwasserbereitschaftsvolumens (ca. 300 Liter) in den Pufferspeicher (TES) eingespeist.

Das Warmwasser (DHW) wird über eine sogenannte Frisch-Warmwasserstation mittels einer drehzahlgeregelten Pumpe (Rücklauftemperatur in den Speicher ist konstant 27°C) über einen Plattenwärmetauscher mit einer Soll-Zapftemperatur von 45°C erzeugt. Die obersten 300 Liter des Pufferspeichers werden mittels 2 Temperatursensoren im Speicher immer auf der benötigten Temperatur gehalten. Wenn der obere Fühler die Grenze von 44°C unterschreitet wird die Wärmepumpe auf 100% Speicherladung (d.h.: auch der Kondensator liefert seine Wärme in den Speicher) aktiviert, wenn der untere Fühler 49°C überschreitet wird die Speicherladung gestoppt.

Im Standardbetrieb wird der Speicher nicht als Pufferspeicher für die Wärmepumpe genutzt, sondern die Wärmepumpe heizt das Gebäude direkt. Nur durch den Enthitzer kann es vorkommen, dass bei wenig Warmwasserbedarf, der Speicher durchgeladen wird und damit im unteren Teil des Speichers Überschusswärme vorhanden ist, die dann zu einem Stop der Wärmepumpe führt und das Gebäude wird dann solange aus dem Speicher beheizt, bis die benötigte Vorlauftemperatur nicht mehr erreicht wird, dann schaltet die Wärmepumpe wieder ein.



**Abbildung 8: Darstellung des Basis-Hydraulikkonzeptes**

Die Möglichkeiten der Regelungskonzepte, wie der PV-Strom mittels Wärmepumpe als Wärme in den Pufferspeicher bzw. in das Gebäude als „Thermische Batterie“ eingelagert wird, ist nachfolgend beschrieben.

### 3.1.1 Mögliche Regelkonzepte

Es wurden grundsätzlich folgende 5 Fälle bzw. Regelkonzepte realisiert:

- REF – Referenzanlage** (siehe Abbildung 9): 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 Kennfeld in Abhängigkeit von Außentemperatur, Verdampfer Eintrittstemperatur sowie Kondensator Eintrittstemperatur geregelt. Der Fußbodenheizkreis wird entsprechend einer nach einer Außentemperatur abhängigen fixen Kennlinie mit ebenfalls Außentemperatur abhängigen Hysterese für die Soll-Rücklauftemperatur der Fußbodenheizung ein bzw. ausgeschaltet.
- SELF – PV-Eigenverbrauch durch Zufall** (siehe Abbildung 9): Es gilt das für REF erläuterte Regelkonzept, aber es ist eine PV-Anlage 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.
- TES – Speicherüberwärmung** (siehe Abbildung 10): Eine PV-Anlage ist installiert und die Wärmepumpe wird bei überschrittener PV-Minimalleistung von  $1 \text{ kW}_{el}$  mittels PID-Regler so geregelt, dass die elektrische Aufnahmeleistung 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°C erreicht ist und wieder eingeschalten, wenn die Heizkreis-Entnahmetemperatur unter 45°C fällt. Das Gebäude wird dabei kontinuierlich aus dem Speicher beheizt.

PV-Strom geht an:

1. Die Wärmepumpe (HP) [SELF], um das Gebäude auf  $21 \pm 0,5^\circ\text{C}$  zu heizen.
2. Das Gebäude für den Haushaltsstrom [HH]
3. Das Stromnetz [GRID]

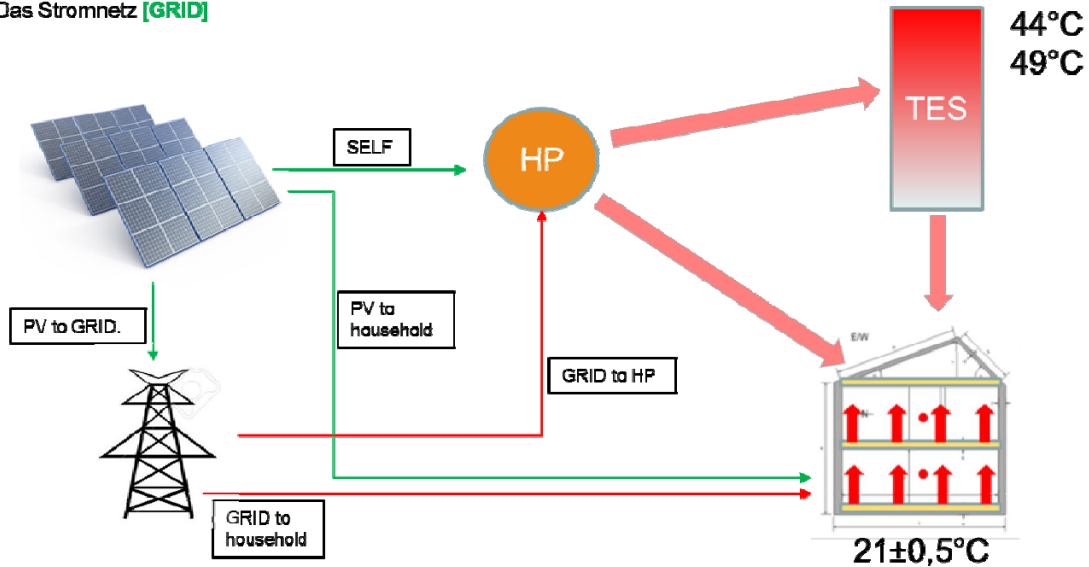


Abbildung 9: Regelstrategie: Referenzsystem (REF) bzw. Eigenverbrauch (SELF)

PV-Strom geht an:

1. Die Wärmepumpe mit Standardleistung [SELF] bzw. Leistungsgeregt entsprechend der aktuellen PV-Produktion, um den Speicher auf bis zu 55°C zu überhitzen [COUPL\_TES]
2. Das Gebäude für den Haushaltsstrom [HH]
3. Das Stromnetz [GRID]

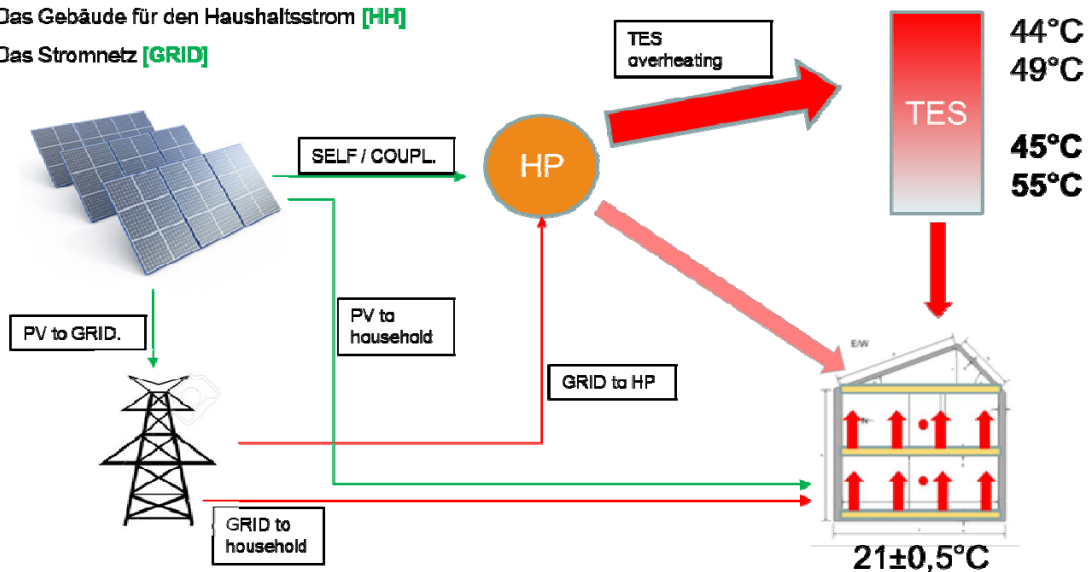


Abbildung 10: Regelstrategie: Überhitzung des Speichers (TES)

- d) BUI – Gebäudeüberwärmung (siehe Abbildung 11): 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 Raumlufthtemperatur von  $26^\circ\text{C}$  erreicht ist und wieder eingeschaltet, wenn die Raumlufthtemperatur unter  $24^\circ\text{C}$  fällt.

PV-Strom geht an:

1. Die Wärmepumpe mit Standardleistung [SELF] bzw. Leistungsgeregelt entsprechend der aktuellen PV-Produktion, um das Gebäude in der Heizsaison auf bis zu  $26^\circ\text{C}$  zu überhitzen [COUPL\_BUI]
2. Das Gebäude für den Haushaltsstrom [HH]
3. Das Stromnetz [GRID]

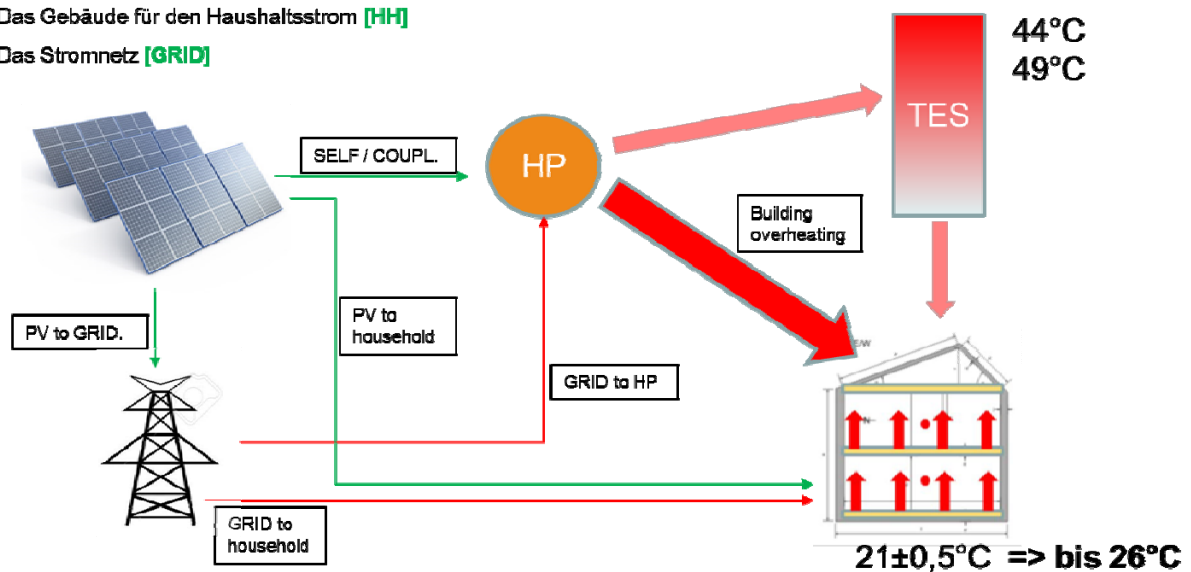


Abbildung 11: Regelstrategie: Überhitzung des Gebäudes (BUI)

- e) BUI+TES – Gebäude- mit nachfolgender Speicherüberwärmung (siehe Abbildung 12): Eine PV-Anlage ist installiert und es wird zuerst nach Regel BUI und anschließend nach Regel TES verfahren.

PV-Strom geht an:

1. Die Wärmepumpe mit Standardleistung [SELF] bzw. Leistungsgeregt entsprechend der aktuellen PV-Produktion, um das Gebäude in der Heizsaison auf bis zu 26°C zu überhitzen [COUPL\_BUI] und dann den Speicher auf bis zu 55°C zu überhitzen [COUPL\_TES]
2. Das Gebäude für den Haushaltsstrom [HH]
3. Das Stromnetz [GRID]

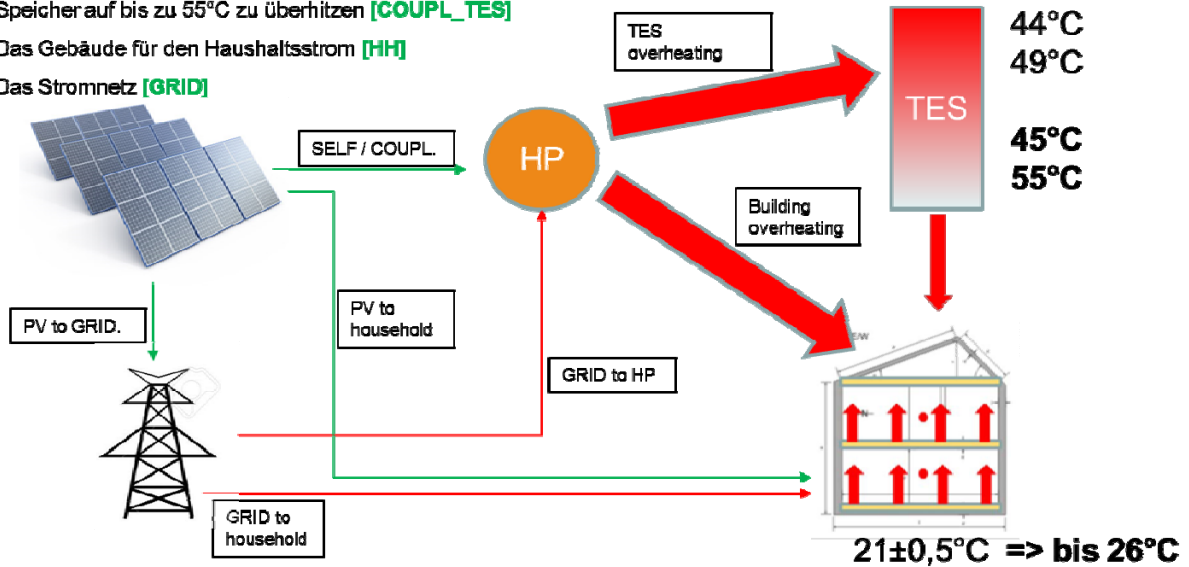


Abbildung 12: Regelstrategie: Überhitzung des Gebäudes und des Speichers (BUI+TES)

### 3.1.2 SPF – Seasonal Performance Factor

Basierend auf den oben in Kap 2.4.1 beschriebenen Plan für die Simulationsstudien an der UIBK sind als Ergebnis der über 700 Simulationsvarianten nachfolgend die wesentlichen Überblicksergebnisse für die 3 Gebäudetypen RES45, RES15 und OFF45 dargestellt.

In Abbildung 13 ist für das Niedrigenergie-Einfamilienhaus RES45 als Systemkennzahl der Seasonal Performance Factor SPF (bzw. Jahresarbeitszahl JAZ) mit drei verschiedenen Systemgrenzen definiert und im linken Bereich mit 20 m<sup>2</sup> (PV20; entspricht ca. 2,5 kW<sub>peak</sub>) und im rechten Bereich mit 40 m<sup>2</sup> (PV40; entspricht ca. 5,0 kW<sub>peak</sub>) Photovoltaikfläche dargestellt:

1. SPF\_el\_HP: Der klassische SPF nur für die Wärmepumpe mit der erzeugten Wärme als Nutzenergie.
2. SPF\_el\_use: SPF für die Wärmepumpe mit dem Referenzverbrauch des Gebäudes für Warmwasser und Heizung (also ohne erzeugter Wärme für die Überhitzung des Gebäudes bzw. des thermischen Speichers) als Nutzenergie.
3. SPF\_el\_grid: Der SPF für die Wärmepumpe mit dem Referenzverbrauch des Gebäudes aber basierend auf dem Netzstromverbrauch, also ohne Stromverbrauch, der direkt von der Photovoltaikanlage bereitgestellt wird (rechte y-Achse).

Mit der PV20 Photovoltaikanlage sieht man, dass der SPF\_el\_grid gegenüber der Referenzvariante ohne Photovoltaikanlage grob verdreifacht werden kann. Mit der PV40 Photovoltaikanlage ist ein Faktor über 5 möglich.

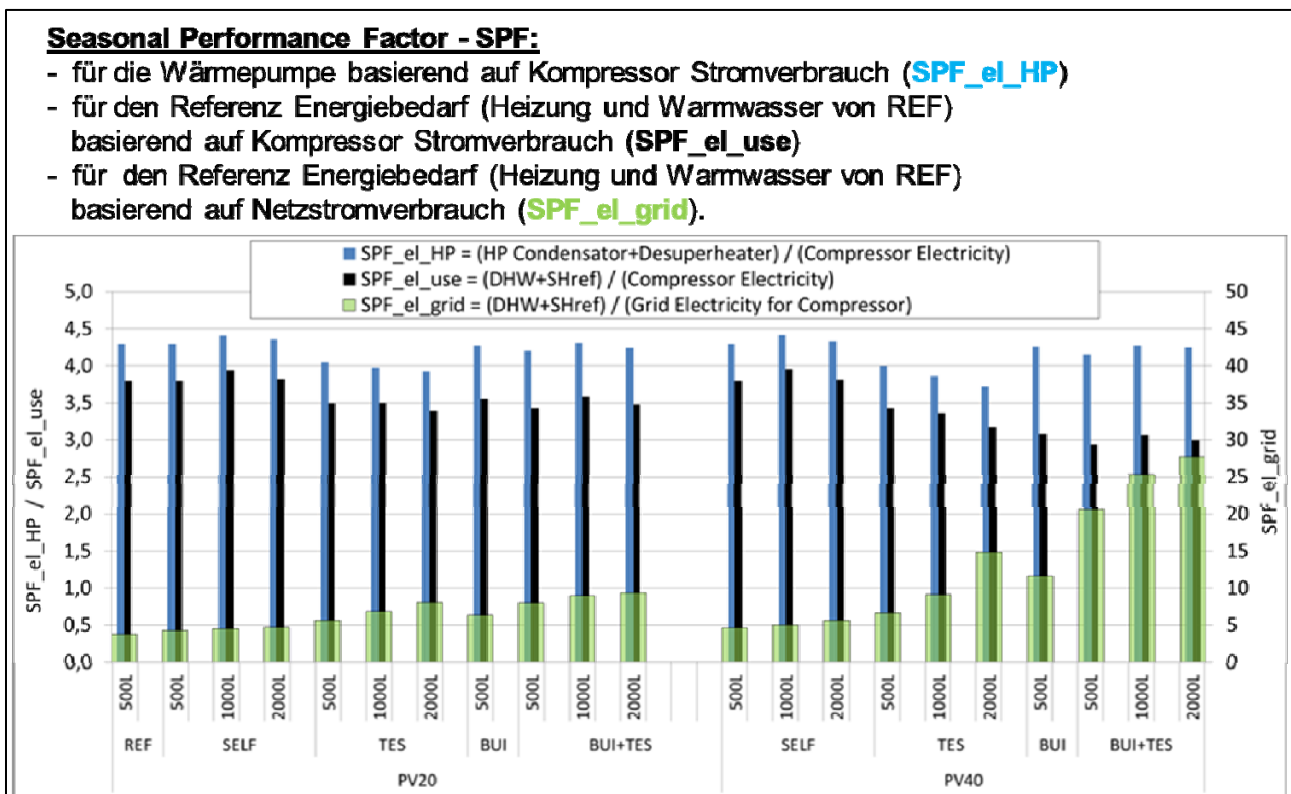
Der Unterschied von SPF\_el\_HP zu SPF\_el\_use zeigt deutlich den Einfluss der „nicht nutzbaren“ Wärme, die mittels PV gekoppelt mit der Wärmepumpe erzeugt wurde aber zu einem Teil durch erhöhte Wärmeverluste (Gebäude wie auch Speicher) nicht genutzt werden kann. Der Einfluss der erhöhten

Wärmeverluste im Gebäude (alle Fälle mit BUI) ist deutlich höher als jener, wenn nur der deutlich besser gedämmte Speicher (alle Fälle mit nur TES) überwärmt wird.

Der Verlauf von SPF\_el\_HP wiederum zeigt, dass die Überwärmung des Speicher die Wärmepumpe zu deutlich höheren Betriebstemperaturen zwingt und damit der SPF\_el\_HP deutlich absinkt (Fälle mit nur TES).

Letztendlich von Hauptinteresse ist der SPF\_el\_grid, der die tatsächliche Einsparung an Netzstromverbrauch widerspiegelt. Man sieht, dass durch unterschiedliche Kopplungen ähnliche Ergebnisse erzielt werden können, beispielsweise weist mit PV20 der Fall TES2000 fast genau den gleichen SPF\_el\_grid auf wie der Fall BUI+TES500.

In den Fällen mit PV40 sind die oben beschriebenen Effekte noch wesentlich deutlicher (positiv wie negativ) ausgeprägt als mit PV20, da wesentlich mehr PV-Leistung genutzt werden kann. Letztendlich sind mit PV40 deutlich höhere SPF\_el\_grid erreichbar.



**Abbildung 13: Seasonal Performance Factor SPF (bzw. Jahresarbeitszahl JAZ) für Niedrigenergie-Einfamilienhaus RES45**

In Abbildung 14 sind die Ergebnisse in gleicher Form für das Gebäude Passiv-Einfamilienhaus RES15 dargestellt. Im RES15 sind wegen des niedrigeren Wärmeverbrauches deutlich höhere Reduktionen des Netzstromverbrauches (bis zu 90% mit PV40 und BUI+TES mit 1000L) möglich.

In Abbildung 15 ist für das Bürogebäude OFF45 ein deutlich geringeres Potential wegen des fehlenden Warmwasserverbrauches (trotz Kühlung im Sommer) zu erkennen, eine Reduktionen des Netzstromverbrauches von bis zu 25% konnte unter den simulierten Randbedingungen ermittelt werden. Es wurde hier nur das Regelungskonzept TES gerechnet, da eine Überwärmung des Bürogebäudes

nicht als sinnvoll erachtet wurde. Dafür wird im Sommer die Wärmepumpe zum Kühlen verwendet. Als Standard („Ref\_H & Ref\_C“ bzw. „Ref\_C“) wird im Sommer nach Bedarf die Raumtemperatur zwischen 24°C und 22°C gehalten. Mit PV-Kopplung wird die Wärmepumpe hydraulisch zum Kühlen umgeschaltet und a) bei vorhandener PV-Leistung mit minimaler Leistung gekühlt „PV\_Coupl (min.P)“ oder b) zur Gebäudekühlung mittels PID-Regler die Aufnahmeleistung des Kompressors an die PV-Leistung angepasst „PV\_coupl (PV power)“.

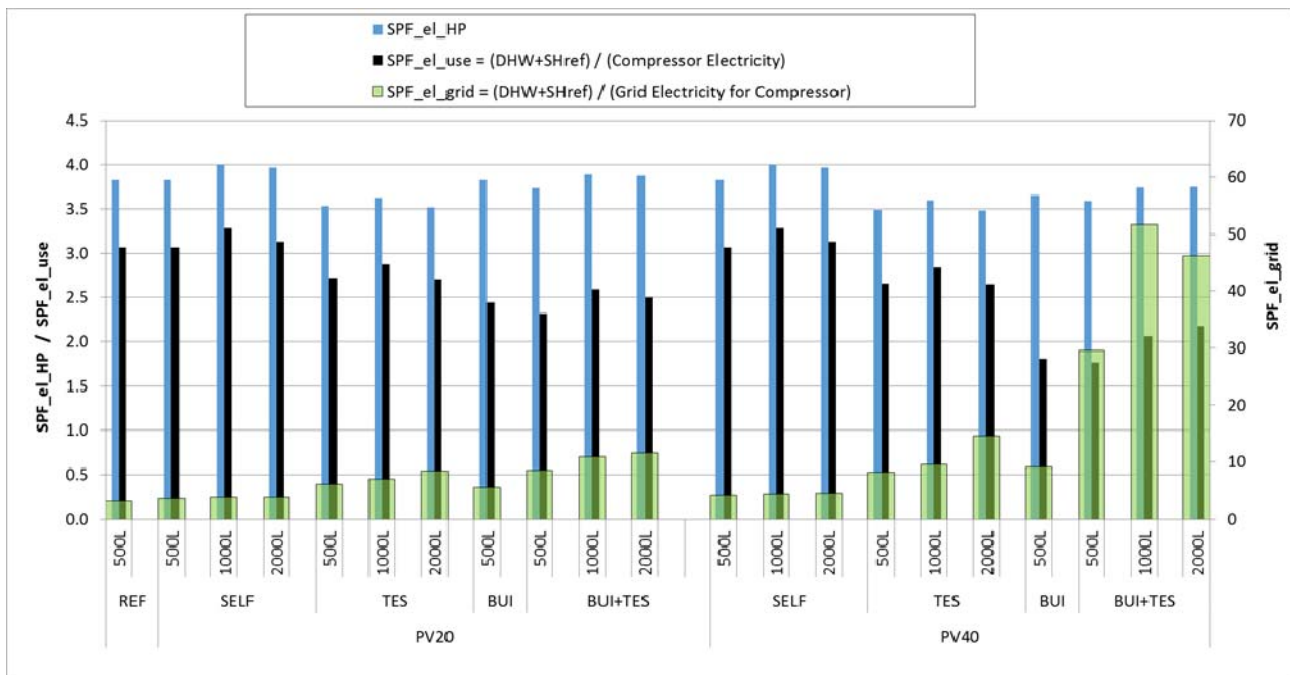


Abbildung 14: Seasonal Performance Factor SPF (bzw. Jahresarbeitszahl JAZ) für das Passiv-Einfamilienhaus RES15

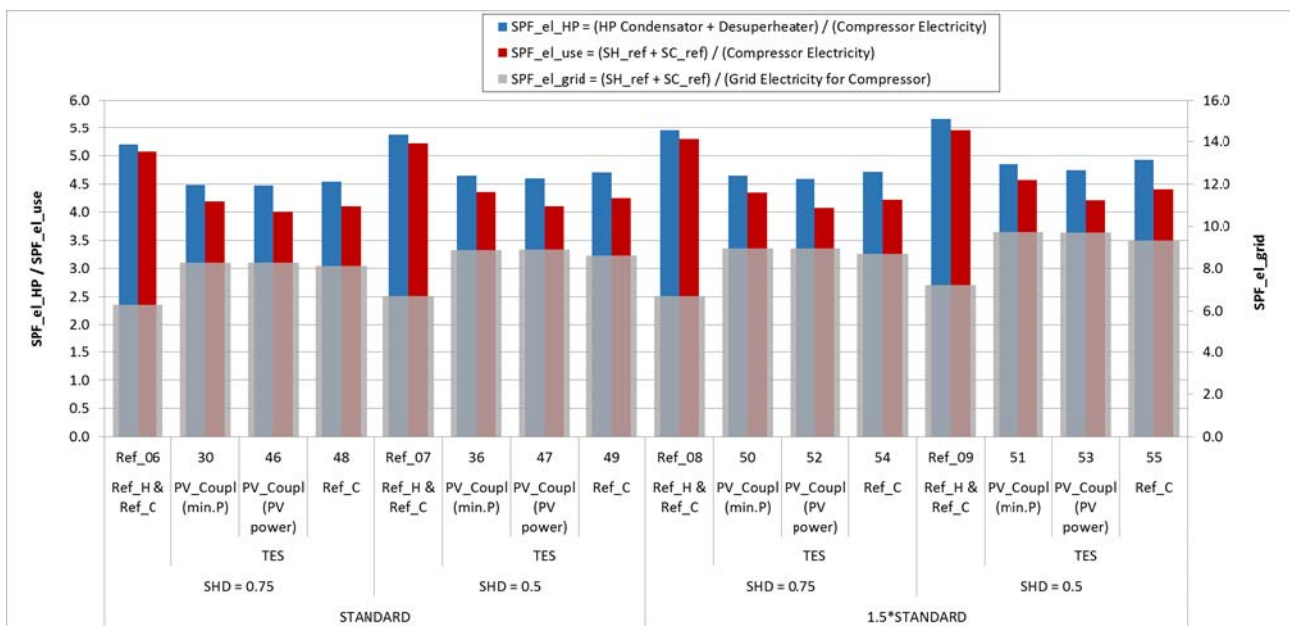
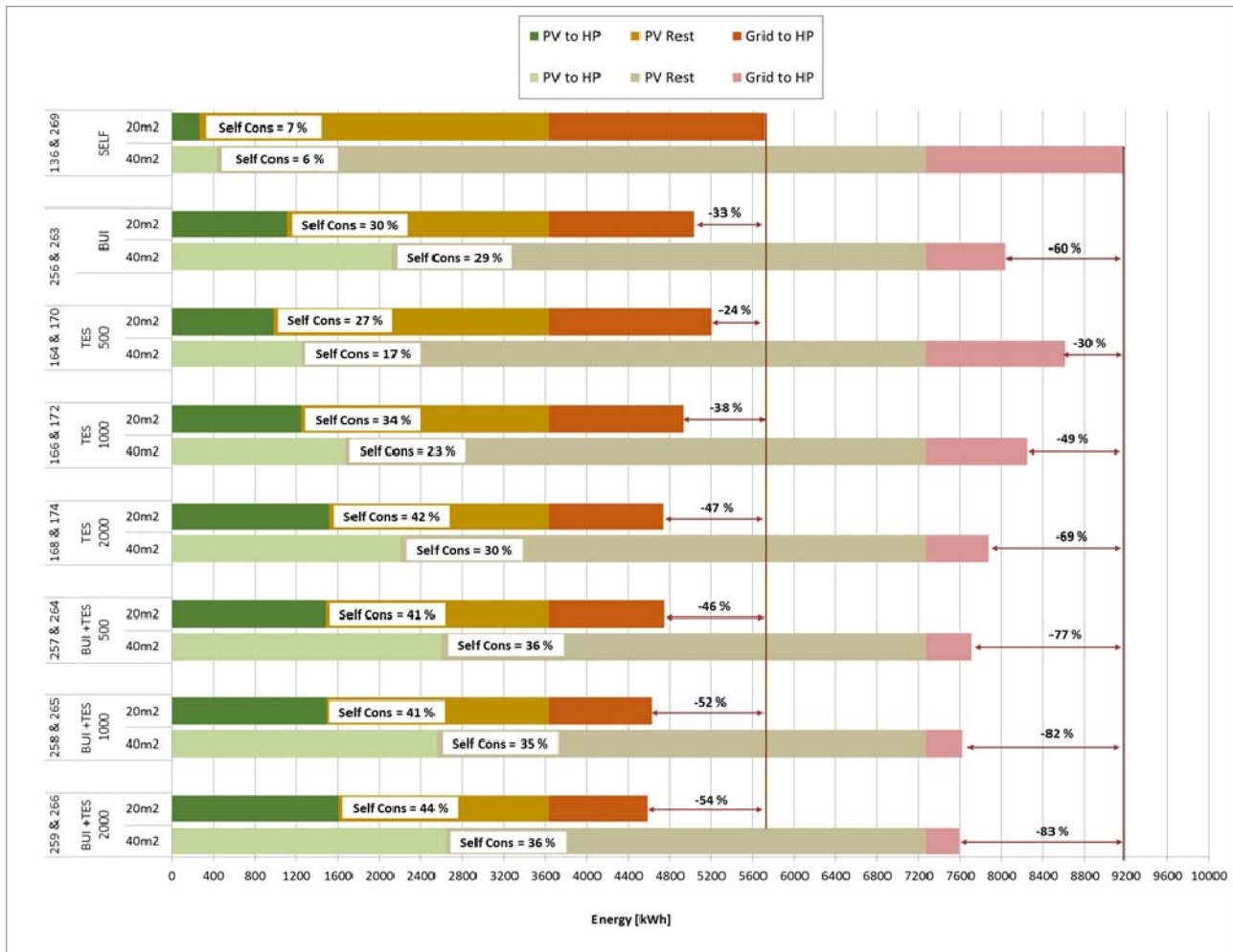


Abbildung 15: Seasonal Performance Factor SPF (bzw. Jahresarbeitszahl JAZ) für das Bürogebäude OFF45 (SHD... Verschattung der Fenster im Sommer zu 75% bzw. 50%; Interne Lasten als „Standard“ bzw. „1,5-facher Standard“ angenommen; H...Heizen; C...Kühlen;)

### 3.1.3 PV-Eigenverbrauchsanteil

In Abbildung 16 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.



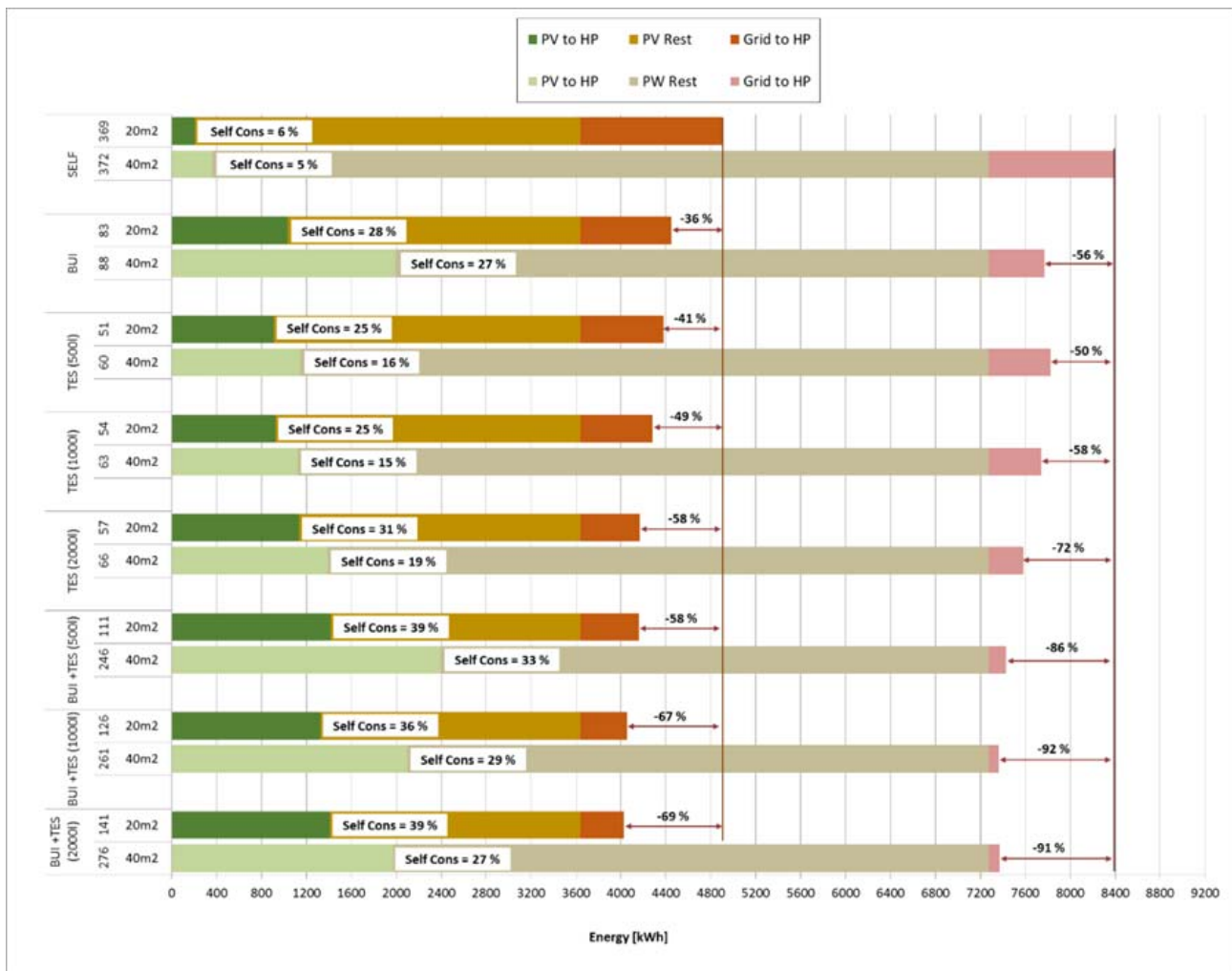
**Abbildung 16: Anteil des PV-Stromes von der Wärmepumpe direkt genutzt (PV to HP) und der Rest zum Gesamt PV-Stromertrag (PV Rest – also für Haushalt bzw. Netzeinspeisung) sowie der verbleibende benötigte Netz-Strombezug für die Wärmepumpe (Grid to HP) für das Gebäude RES45.**

In Abbildung 17 ist für das RES15 und einer 20m<sup>2</sup> PV-Anlage das Potential der Eigenverbrauchsteigerung (SelfCons) von 6% im Referenzfall (SELF) auf bis zu 39% im Fall (BUI+TES) bei einer Reduktion des Netzstromverbrauch (Grid to HP) um bis zu 69% dargestellt. Bei einer doppelt so großen 40m<sup>2</sup> PV-Anlage kann der PV-Eigenverbrauch von 5% auf bis zu 33% (BUI+TES500) gesteigert bzw. der Netzstromverbrauch um bis zu 91% reduziert werden.

Im Fall RES15 fällt auf, dass der maximale PV-Eigenverbrauch im Fall (BUI+TES500), aber die maximale Reduktion des Netzstromverbrauches im Fall (BUI+TES2000) eintritt. Dies zeigt die

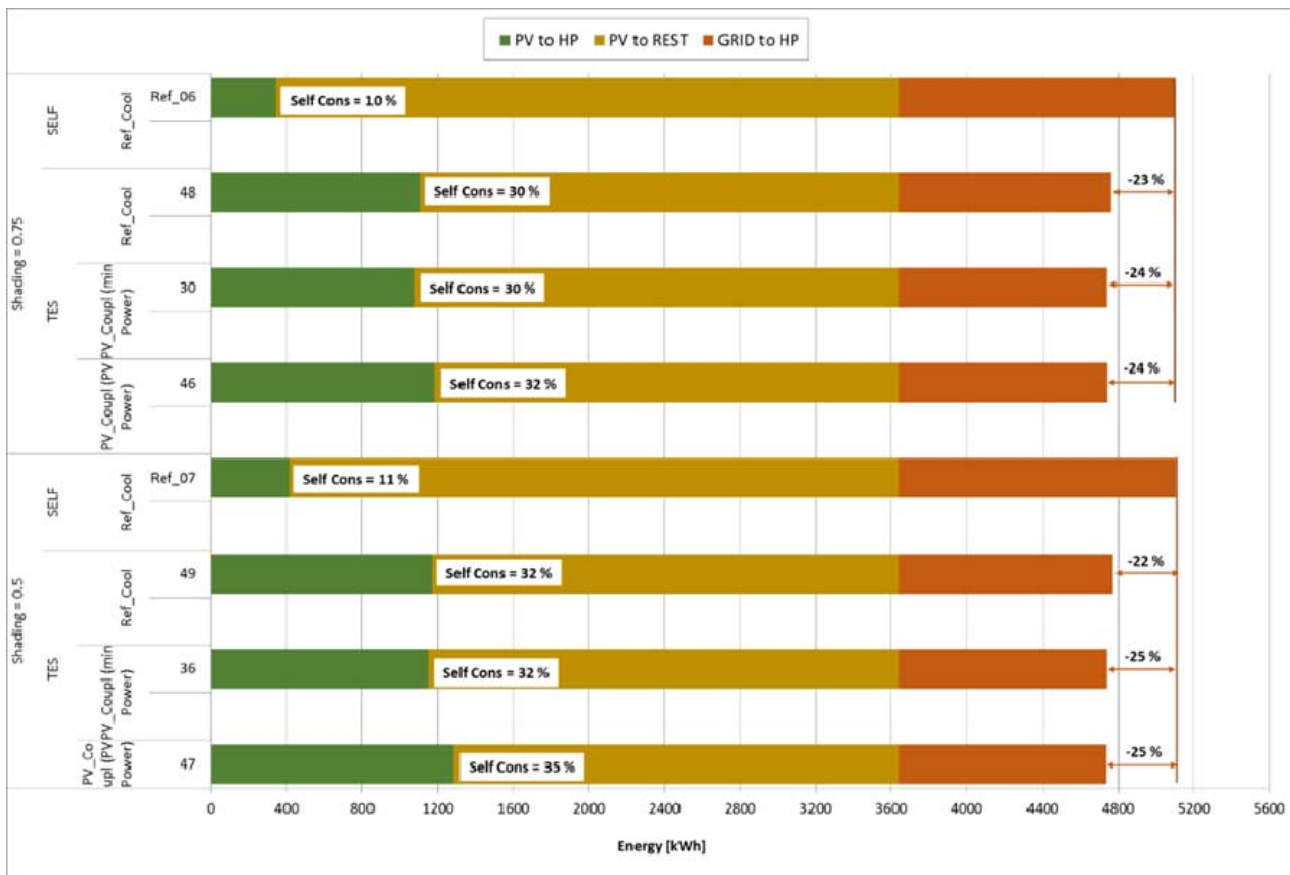


komplexen übergreifenden systemtechnischen Auswirkungen durch die zusätzlichen Wärmeverluste auf die unterschiedlichen Systemkennzahlen.



**Abbildung 17: Anteil des PV-Stromes von der Wärmepumpe direkt genutzt (PV to HP) und der Rest zum Gesamt PV-Stromertrag (PV Rest – also für Haushalt bzw. Netzeinspeisung) sowie der verbleibende benötigte Netz-Strombezug für die Wärmepumpe (Grid to HP) für das Gebäude RES15.**

In Abbildung 18 (Legende der Betriebsfälle siehe Abbildung 15) sind die Verhältnisse für das Bürogebäude OFF45 dargestellt. Es ist ein deutlicher Unterschied zu den Wohngebäuden feststellbar, der sich auf das Fehlen des Warmwasserverbrauches aber Kühlbedarf im Sommer zurückführen lässt. Außerdem treten bei der Referenzvariante keine Speicherverluste auf, die aber bei der PV-Kopplung dann doch deutlich zum Vorschein kommen (siehe Kap. 3.1.9). Der Eigenverbrauchsanteil kann nur von 10% auf bis zu 35% gesteigert und der Netzstromverbrauch um bis zu 25% reduziert werden.



**Abbildung 18: Anteil des PV-Stromes von der Wärmepumpe direkt genutzt (PV to HP) und der Rest zum Gesamt PV-Stromertrag (PV Rest – also für Haushalt bzw. Netzeinspeisung) sowie der verbleibende benötigte Netz-Strombezug für die Wärmepumpe (Grid to HP) für das Gebäude OFF45 mit PV20 und bei Standard interner Last.**

### 3.1.4 Warmwasserbereitung

Die Warmwasserbereitung wurde extra mit verschiedenen Regelkonzepten untersucht, wie in Abbildung 19 erklärt und in Form eines Wochenausuges beispielhaft dargestellt. Die entsprechenden energetischen Auswirkungen sind in Abbildung 20 für das Gebäude RES45 mit PV20 und dem 500 Liter Speicher dargestellt.

Nur durch Installation der PV-Anlage kann der Gesamt-Netzstromverbrauch für Warmwasser und Heizung um 11% reduziert werden. Wenn die Wärmepumpe in der Nacht für die Warmwasserbereitung blockiert wird, lässt sich die Reduktion auf 24% erhöhen, da sich dann der Betrieb der Wärmepumpe grundsätzlich zu Zeiten mit PV-Potential verschiebt. Wenn die Wärmepumpe ohne Sperrzeit in der Nacht aber mit PID-Regelung an die PV-Erzeugung gekoppelt und der Speicher bis ganz unten durchgeladen wird, dann kann der Netzstromverbrauch um 33% reduziert werden.



### Regelkonzepte – Warmwasserbereitung

**SELF:** Standardregelung mit 2 Temperaturfühler  
**SELF+DHW NIGHT OFF:** WP-gesperrt von 20:00 Uhr bis 11:00 Uhr  
**TES COUPLING:** WP-Betrieb leistungsgeregelt nach PV-Erzeugung + SELF

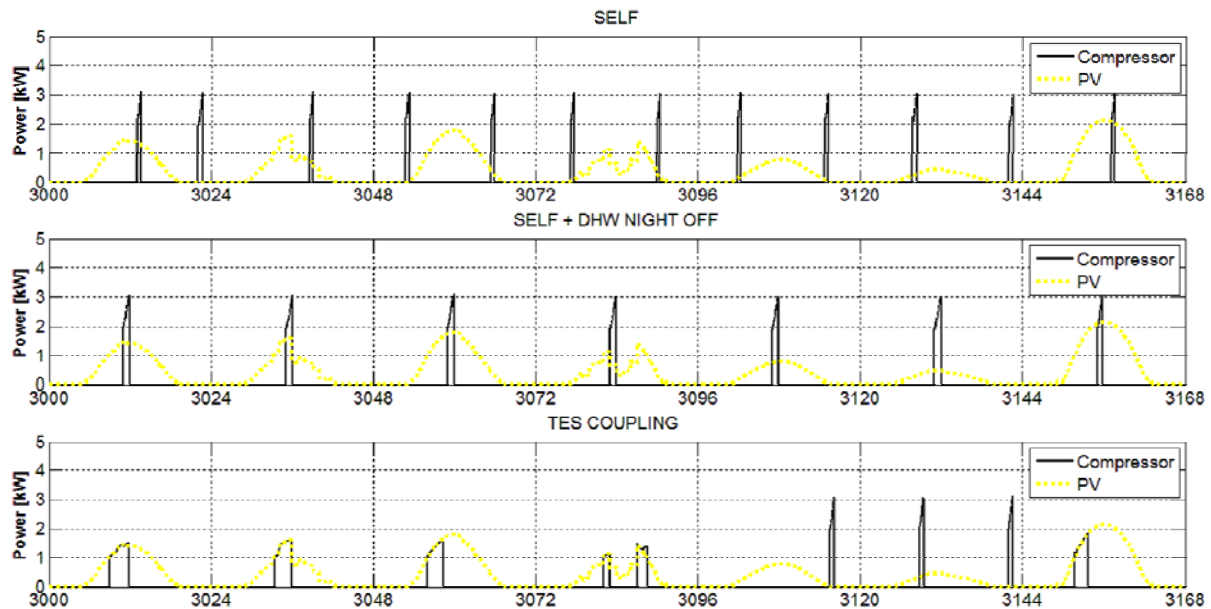
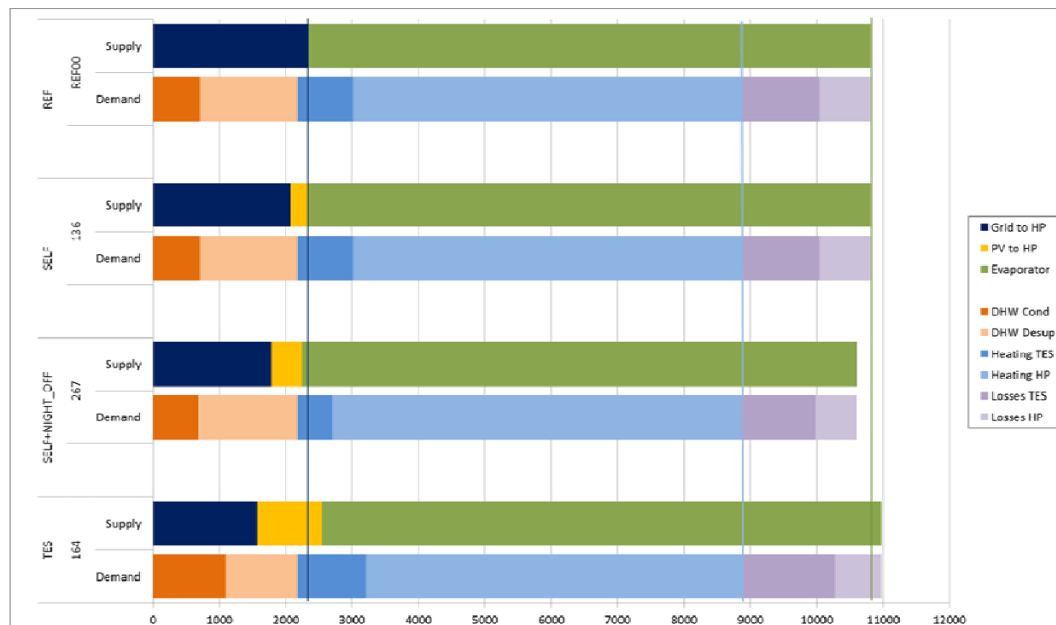


Abbildung 19: Regelkonzepte für die Warmwasserbereitung

### Energiebilanz RES45 – 500 Liter – PV20 – Warmwasserbereitung



Grid to HP:

2336 kWh

2075 kWh

-11 %

1777 kWh

-24 %

1569 kWh

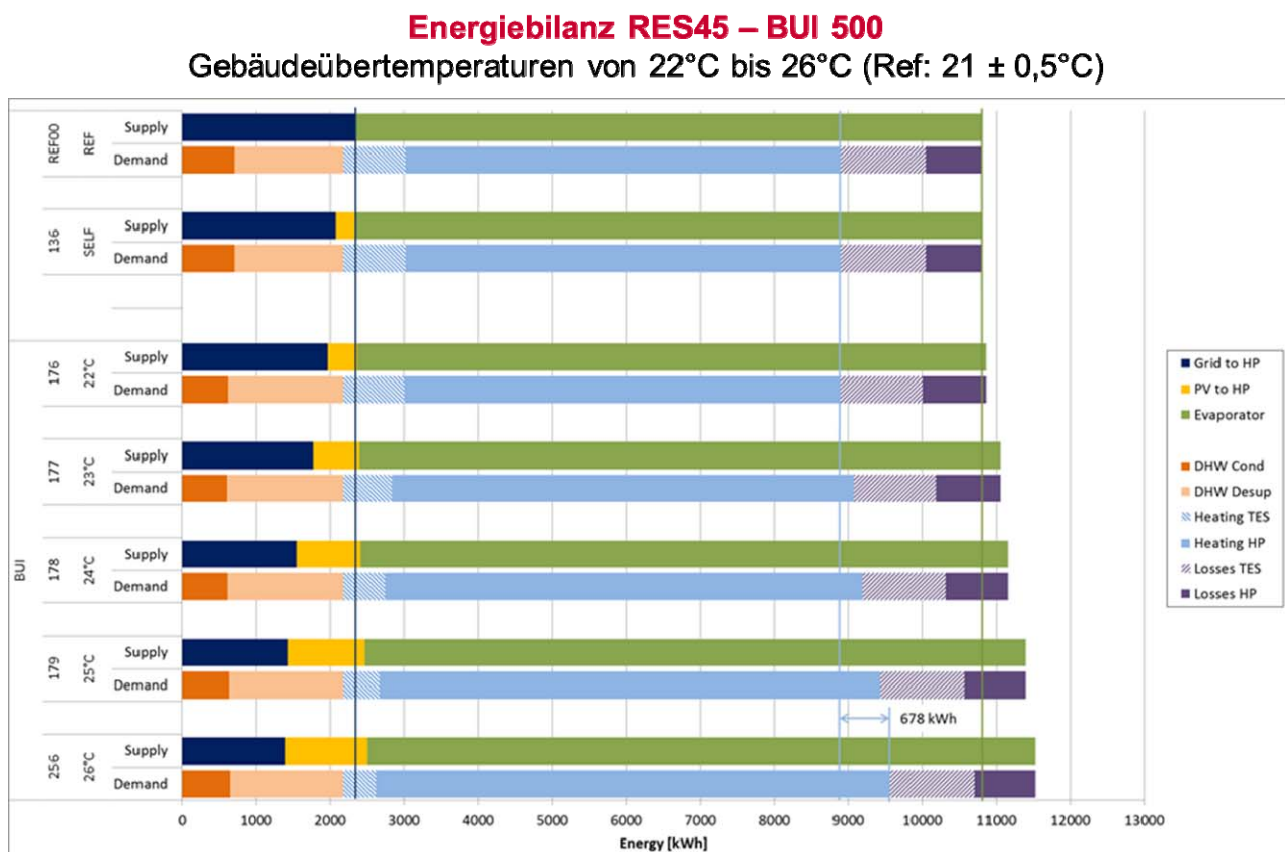
-33 %

Abbildung 20: Energiebilanz - Regelkonzepte für die Warmwasserbereitung

### 3.1.5 Gebäudeüberheizungstemperaturen

In Abbildung 21 ist das Ergebnis für den Fall Gebäudeüberheizung (BUI) im RES45 mit dem Speicher TES500 dargestellt. Es wurden die Sollwerte für die Gebäude-Lufttemperatur in Ein-Grad Schritten von 22°C bis 26°C erhöht. Es ist zu sehen, dass der größte Effekt bis ca. 24°C erreicht wird, bei 25°C und 26°C ist das Potential bereits deutlich reduziert.

Im Fall „26°C“ ist der maximale zusätzliche Heizenergieverbrauch gegenüber dem Referenzfall mit 678 kWh angegeben. Dies entspricht etwa 12% des Referenzheizenergieverbrauches und muss als „Überheizungsverluste“ der „Thermischen Batterie Gebäudemasse“ in Kauf genommen werden. Man sieht aber auch, dass nur ein kleiner Teil des verwendeten PV-Stromes (PV to HP, rechts von der blauen vertikalen Hilfslinie) zur Deckung dieser Verluste gedeckt werden muss, der Großteil von „PV to HP“ führt zur Reduktion des Netzstromverbrauches (Grid to HP).



**Abbildung 21: Energiebilanz bei unterschiedlichen Überheizungs-Solltemperaturen im RES45.**

In Abbildung 22 sind die sich im Winter ergebenden Raumtemperaturen dargestellt. Im Durchschnitt ergibt sich mit 26°C Überheizung eine nur rund 1°C höhere Raumtemperatur als im Standardfall. Anders betrachtet: durch die Überheizung mit PV-Kopplung hat das Gebäude rund 1000 Stunden weniger unter 22°C, was auch als Komfortsteigerung gesehen werden kann. Grund dafür ist die passive Solareinstrahlung durch die Fenster, die ja ebenfalls erheblich zu Temperaturüberhöhungen führt (siehe auch im Vergleich Abbildung 24 und Abbildung 25).

### Energiebilanz RES45 – BUI 500

Gebäudeübertemperaturen von 22°C bis 26°C (Ref:  $21 \pm 0,5^\circ\text{C}$ )

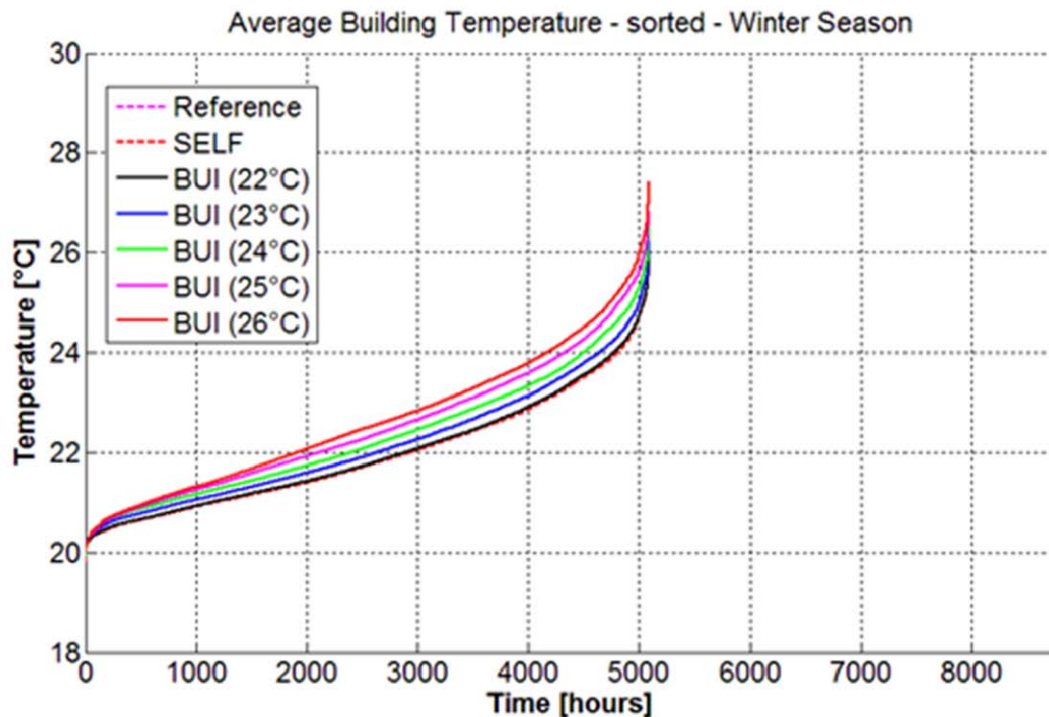


Abbildung 22: Sortierter Verlauf der Raumtemperaturen für RES45 bei verschiedenen Soll-Überheizungstemperaturen

#### 3.1.6 Systembetriebsverhalten der unterschiedlichen Regelungskonzepte

In den folgenden Abbildungen sind beispielhaft für 3 Varianten des RES45 Gebäudes in Form von Wochendiagrammen dargestellt. Sie zeigen das Verhalten wesentlicher Temperaturen, Leistungen bzw. Kontrollfunktionen, nachfolgend in der Reihenfolge von oben nach unten kurz beschrieben:

- 1) Speichertemperaturen: TES T1 ist die oberste, TES T5 die unterste Speichertemperatur
- 2) Wärmepumpen Ein- und Austrittstemperaturen für Kondensator sowie Enthitzer Austrittstemperatur.
- 3) Einschaltsignal für PV-Kopplung mit der Wärmepumpe (Coupling PV-HP) sowie die Kompressordrehzahl (0 bis 100%)
- 4) Anforderungssignal für Heizung (room.T) bzw. Warmwasser (DHW) sowie der Verlauf der Wärmepumpen Arbeitszahl (COP).
- 5) Die Raumlufttemperaturen im Erdgeschoß (Ground floor) und Obergeschoß (First floor)
- 6) Die Leistungsverläufe für den Kompressor und die PV-Anlage
- 7) Die Außentemperatur (T.amb) und die Sole-Eintrittstemperatur in den Verdampfer der Wärmepumpe (T.evap.in)

In Abbildung 23 ist das Verhalten der Anlage mit dem Regelkonzept SELF dargestellt, welches auch mit der Referenzanlage ohne PV identisch ist. Wesentlicher Punkt ist der für die PV-Nutzung deutlich zu frühe typische Betrieb der Wärmepumpe in den Morgenstunden (vertikale Hilfslinie entspricht Mitternacht). Dadurch besteht zu potentiellen Zeiten eines PV-Ertrages kein Bedarf für die Wärmepumpe und der PV-Strom kann für die Wärmepumpe nicht genutzt werden.

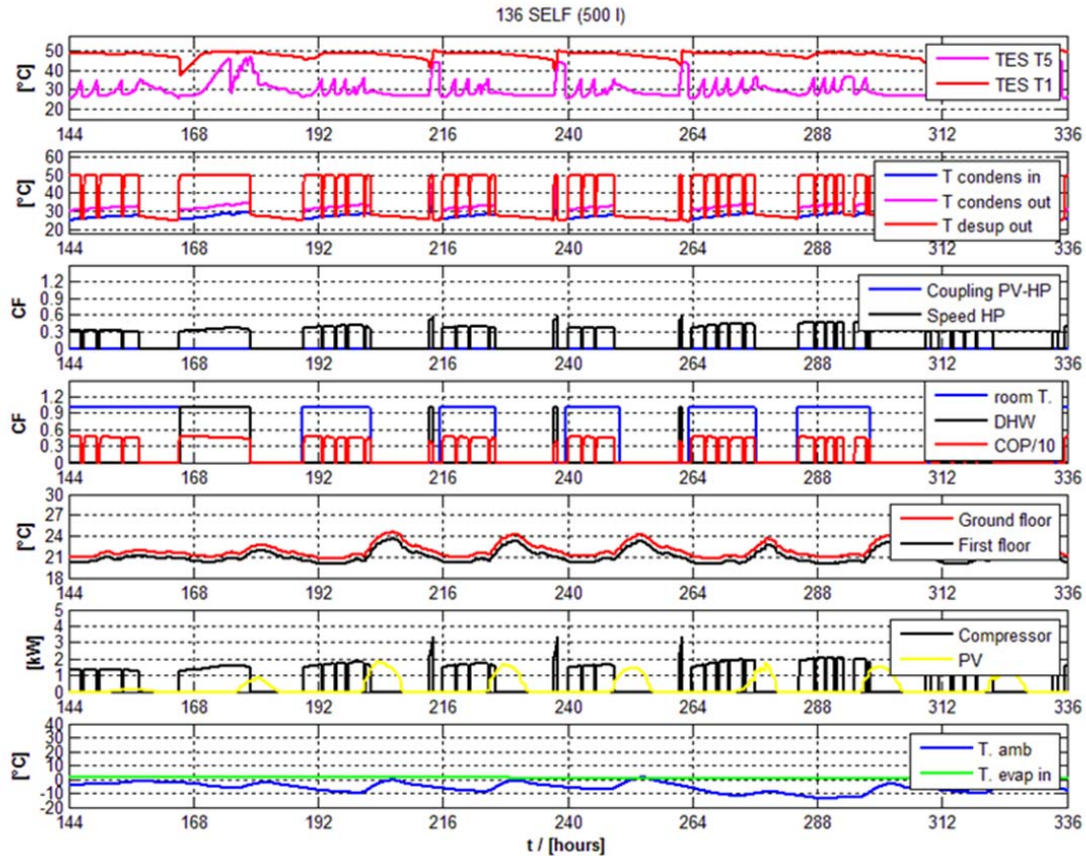


Abbildung 23: PV20, Regelkonzept: SELF (TES Volumen: 500 Liter)



In Abbildung 24 ist der Fall mit dem Regelungskonzept TES in Kombination mit einem 1000 Liter Pufferspeicher dargestellt. Deutlich zu sehen ist, wie der Speicher durch die PV-gekoppelte Wärmepumpe bis ganz unten durchgeheizt wird (TES T5 steigt bis über 50°C). Die PV-Leistung (PV) unter Tags wird deutlich öfter durch den Kompressor (Compressor) genutzt. In den Nachtstunden beginnt die Heizung daher zuerst mit der gespeicherten Energie aus dem Pufferspeicher (room T) und erst später wird die Wärmepumpe eingeschaltet (COP/10). Man sieht auch deutlich, wie die Arbeitszahl der Wärmepumpe (COP) deutlich absinkt, wenn nach Beendigung des Heizbetriebes (room T.) auf Überheizung des Speichers umgestellt wird, da die Betriebstemperaturen für die Wärmepumpe (T condens, T desup) deutlich ansteigen. Dies ist als Nachteil des Regelkonzeptes TES gegenüber dem Regelkonzept BUI zu sehen, dafür sind aber die Wärmeverluste des Speichers deutlich geringer als jene des überheizten Gebäudes.

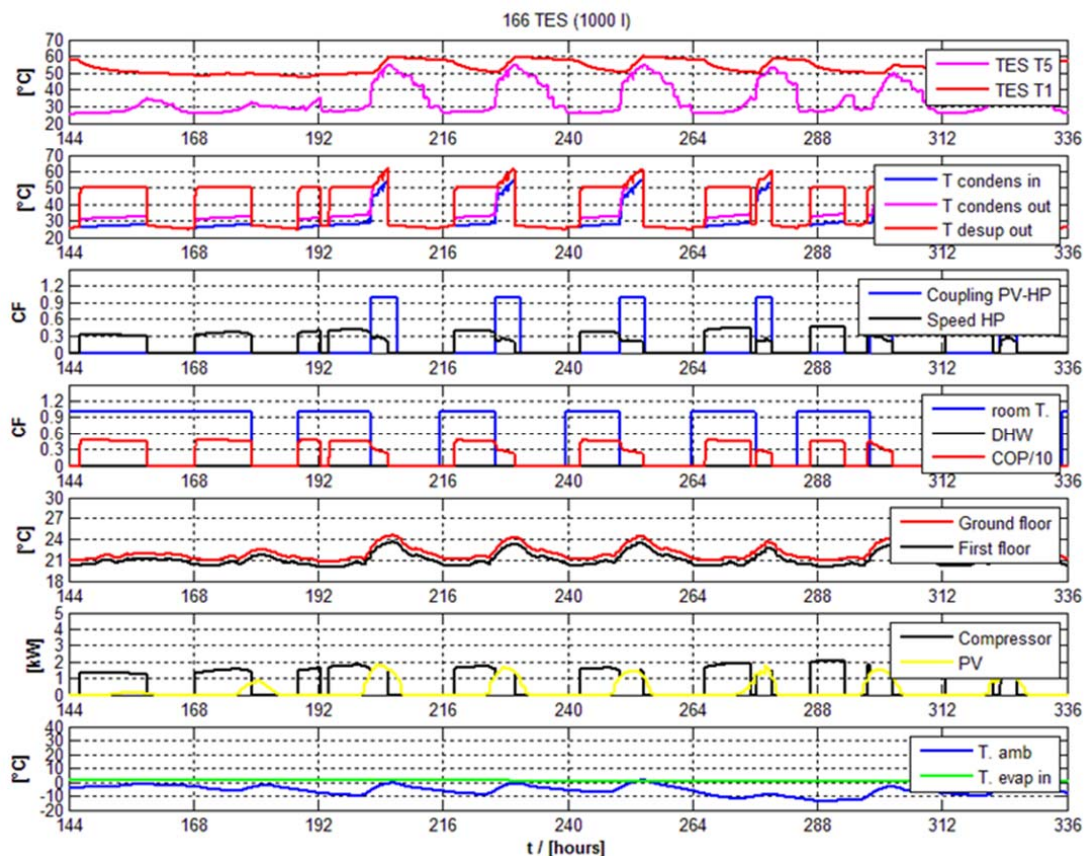
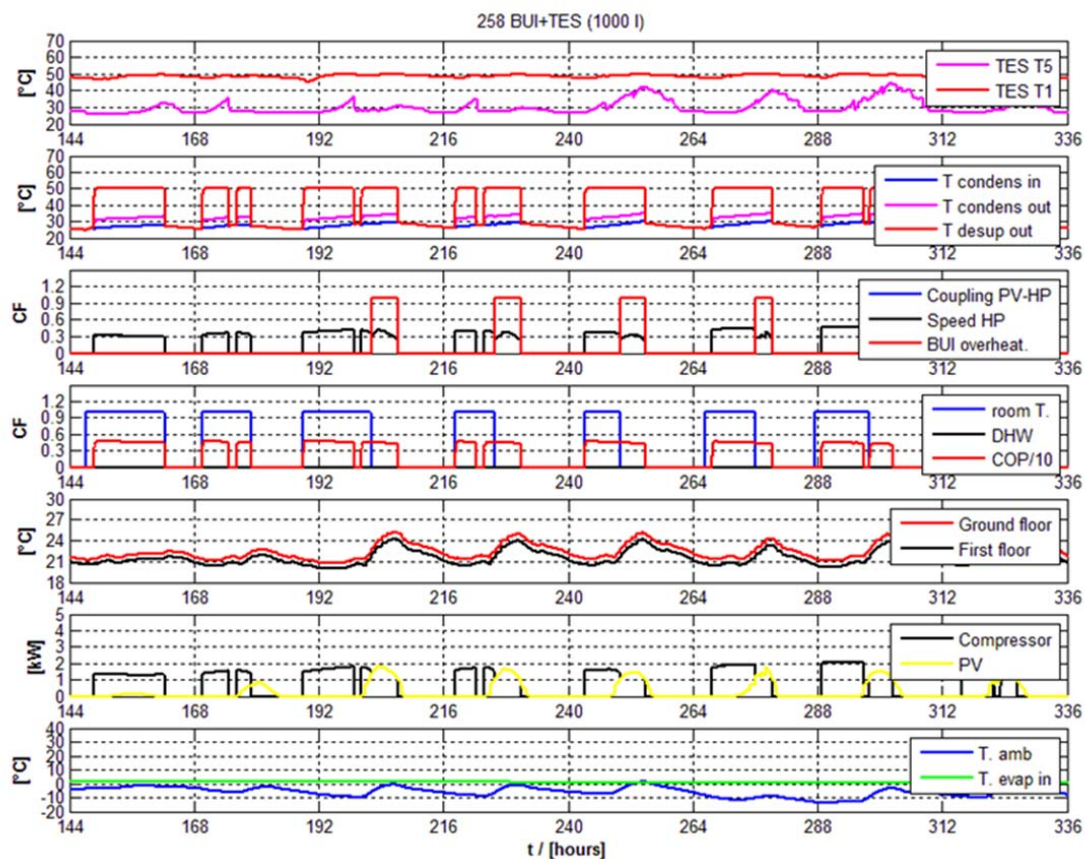


Abbildung 24: PV20, Regelkonzept: TES (TES Volumen: 1.000 Liter)

In Abbildung 25 ist nun der Fall mit dem Regelungskonzept BUI+TES in Kombination mit einem 1000 Liter Pufferspeicher dargestellt. Der Speicher wird zu dieser Jahreszeit deutlich seltener überheizt, da zuerst die Gebäudeüberheizung (BUI overheat) aktiv ist. Die Speicherüberheizung ergibt sich in diesem Beispiel durch die laufende Energiezufuhr durch den Enthitzer (T desup out). Ein Vergleich der Raumtemperaturen zeigt nun im Schnitt etwas höhere Maximaltemperaturen bzw. eine etwas flachere Auskühlphase, welche bewirkt dass die Anforderung für die Heizung (room T.) erst deutlich nach Mitternacht aktiviert wird.



**Abbildung 25: PV20, Regelkonzept: BUI+TES (TES Volumen: 1.000 Liter)**

Die entsprechenden Auswirkungen auf das Betriebsverhalten der Wärmepumpe ist in Abbildung 26 für das Gebäude RES45 mit PV20 und die unterschiedlichen Regelungskonzepte bzw. Speichergrößen dargestellt. Deutlich zu sehen ist, dass im Referenzfall (ohne PV) die höchste Einschalthäufigkeit mit den geringsten Laufzeiten auftritt. Es sind fast 500 Einschaltzyklen, in denen die Laufzeit der Wärmepumpe unter einer halben Stunde liegt (Es ist keine Mindestlaufzeit der Wärmepumpe im Modell programmiert), was für die Lebensdauer und Effizienz der Wärmepumpe bereits sehr kritisch ist. Das Regelkonzept BUI verbessert die Situation der ersten 500 Zyklen kaum, erst danach steigt die Laufzeit doch etwas schneller als im Fall REF. Nur in jenen Fällen in denen auch der Speicher als „Thermische Batterie“ miteingebunden ist (also TES und BUI+TES) wird der Betrieb besser, ab 1000 Liter Speichervolumen gibt es fast keine Einschaltzyklen mit Laufzeiten unter 30 Minuten mehr.

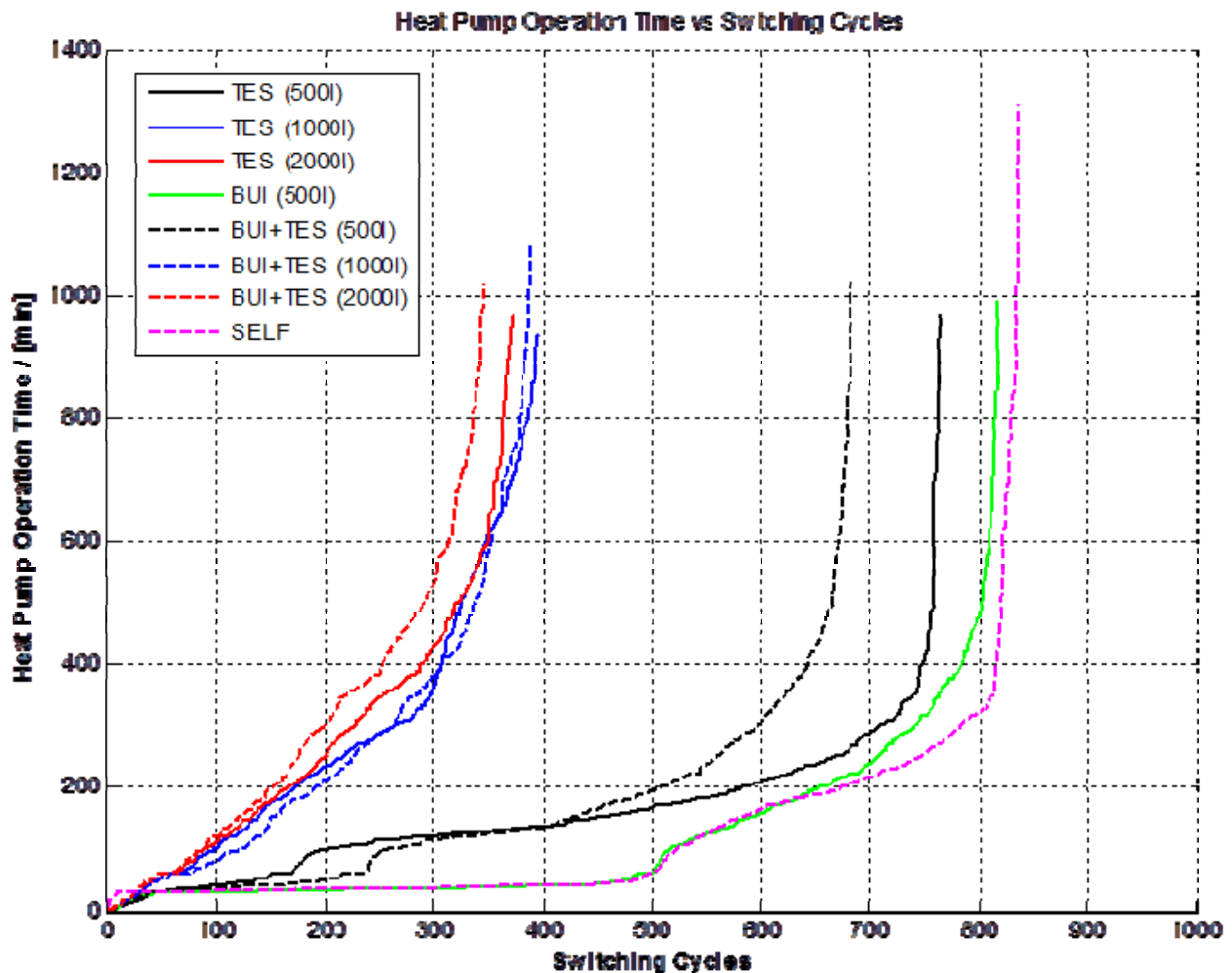


Abbildung 26: Laufzeiten der Wärmepumpe über die Einschaltzyklen

### 3.1.7 Energiebilanzen und Raumtemperaturen in RES45 und RES15

Als energetischen Gesamtüberblick sind für die Gebäude RES45 und RES15 nachfolgende Diagramme dargestellt. Die jeweils obere Reihe zeigt die Energiezufuhr in die Wärmepumpe, Strom aus dem Netz (Grid to HP) bzw. Strom von der PV-Anlage (PV to HP) bzw. 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) bzw. der Wärmepumpe selbst (Losses HP). Die vertikale blaue Hilfslinie zeigt an, wieviel Netzstrom das Referenzsystem ohne PV-Anlage verbraucht hat. 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.

In Abbildung 29 für RES45 sieht man deutlich den nur mageren Erfolg im Fall SELF (vergleiche Kap. 3.1.3). Ohne jegliche Investition (abgesehen von ein paar Programmzeilen in der Regelung) 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 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 des Komforts im Gebäude mit den doch etwas höheren Raumtemperaturen im Vergleich zum reinen TES-Betrieb muss jeder für sich selbst beantworten. Jedenfalls kann auch ohne Gebäudeüberheizung mit dem Konzept TES mit 2000 Liter Speicher ein sehr ähnliches Ergebnis wie im Fall BUI+TES500 erzielt werden.

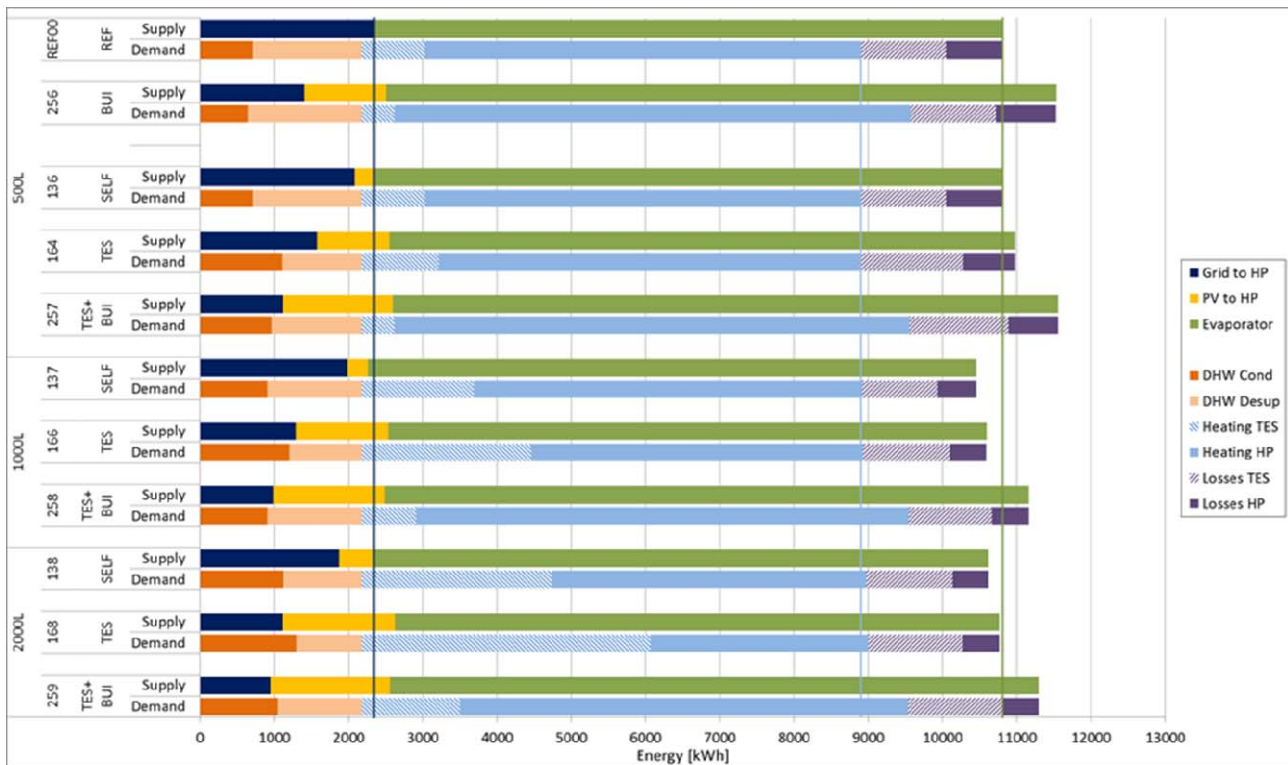


Abbildung 27: RES45, PV20, Regelkonzepte: SELF, BUI, TES, BUI+TES (TES Volumina: 500, 1,000 und 2,000 Liter)

Im RES15 (Abbildung 28) sind die Verhältnisse ähnlich aber auf einem niedrigeren Niveau, deutlich höher sind aber die Überheizungsverluste im Gebäude im Vergleich zu RES45.



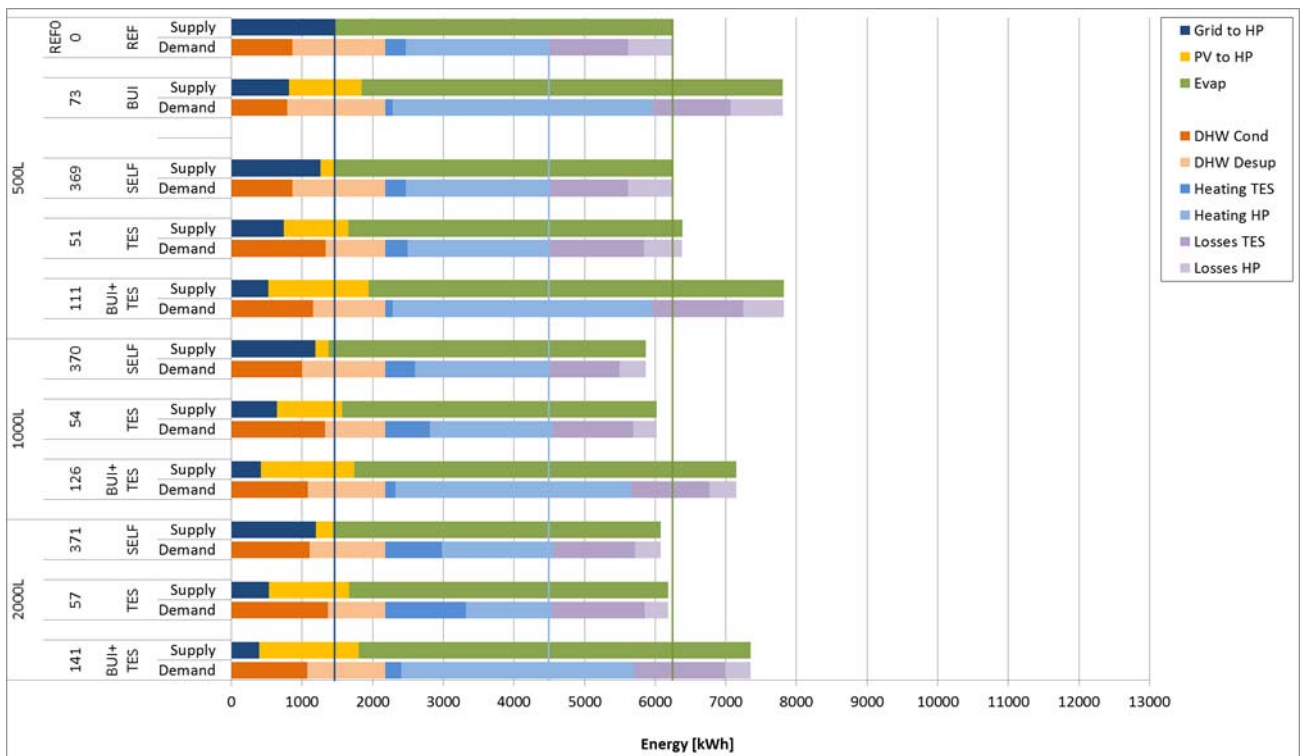


Abbildung 28: RES15, PV20, Regelkonzepte: SELF, BUI, TES, BUI+TES (TES Volumina: 500, 1,000 und 2,000 Liter)

In Abbildung 29 ist ersichtlich wie sich die Raumtemperaturen bei den unterschiedlichen Regelungskonzepten bzw. für das Gebäude RES45 und RES15 darstellen. In RES15 ergeben sich deutlich höhere Übertemperaturen als in RES45.

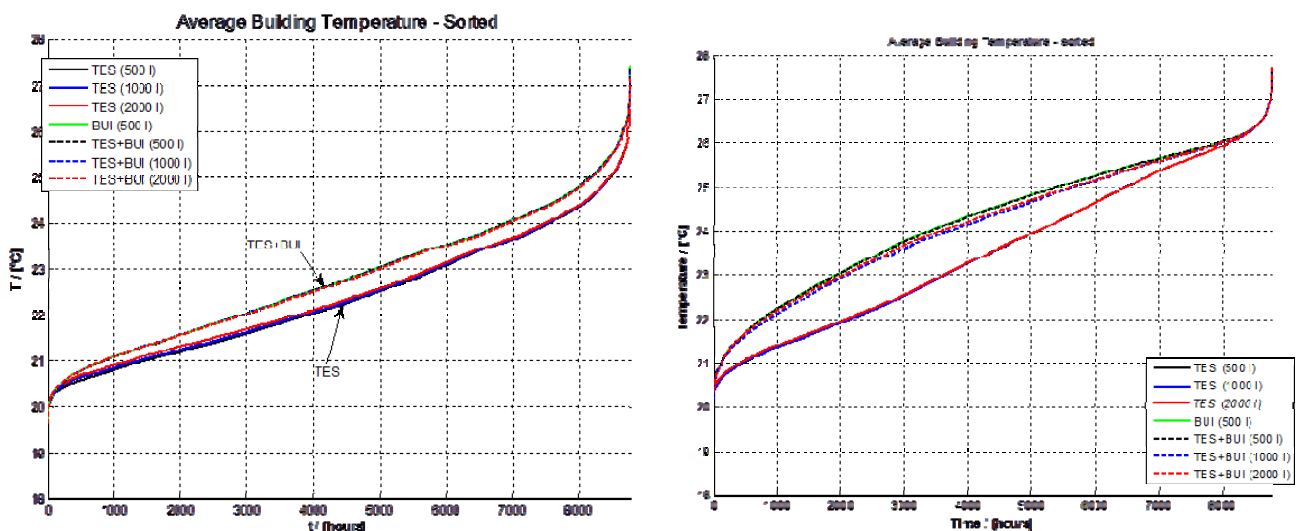
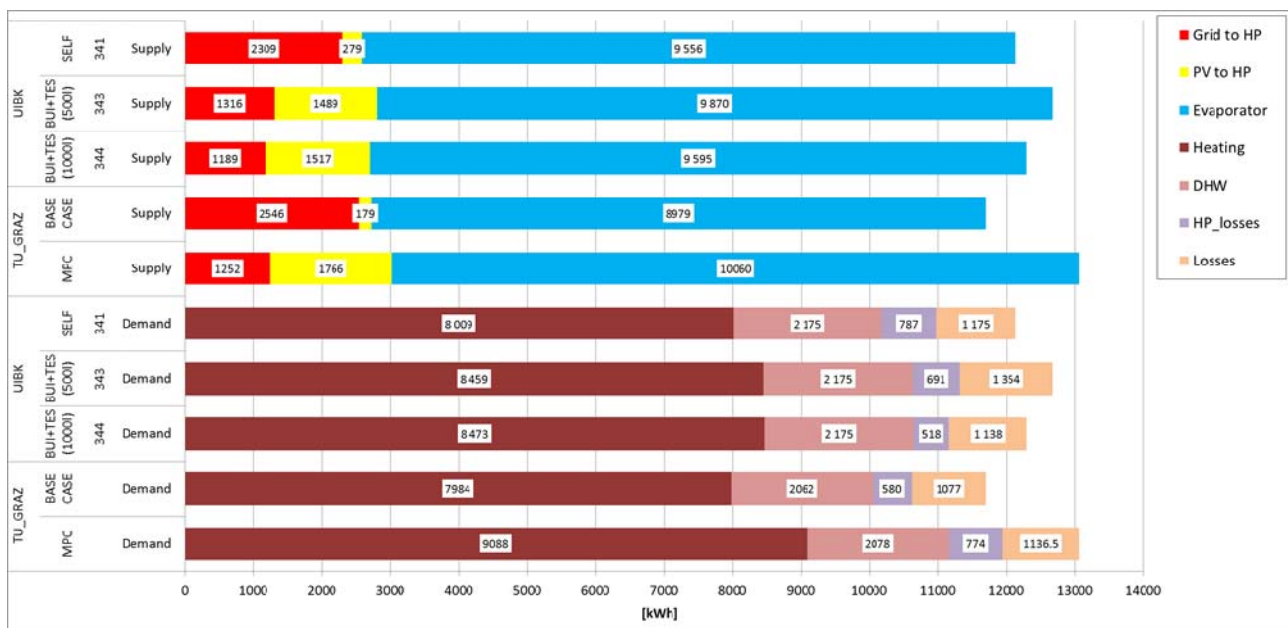


Abbildung 29: Sortierter Verlauf der Raumtemperaturen für RES45 (links) und RES15 (rechts) für die unterschiedlichen Regelungskonzepte.

### 3.1.8 Vergleich optimierte, konventionelle Regelung versus MPC

Es wurde für das Niedrigenergie-Einfamilienhaus RES45 auch ein Vergleich der beiden grundsätzlich verschiedenen Ansätze für Regelungskonzepte angestellt, wie sie in Kap. 2.4.1 und Kap. 3.1.1 für die

optimierte, konventionelle Regelung und in Kap. 2.4.2 und Kap. 3.2 für die Modellprädiktive Regelung (MPC) beschrieben sind. Wie Abbildung 30 zeigt, kann die optimierte konventionelle Regelung (UIBK: SELF => BUI+TES500) zu praktisch gleichwertigen Reduktionspotentialen von Netzstromverbrauch (Grid to HP) bzw. CO<sub>2</sub>-Emission gelangen wie eine doch deutlich komplexere Modellprädiktive Regelung (TU\_Graz: BASE CASE => MPC). Ohne Berücksichtigung von erhöhten Kosten für die Regelungen hat das MPC-Regelungskonzept einen leichten Vorteil hinsichtlich Wärmegestehungskosten (kleineres CostRatio).



**Abbildung 30: Vergleich der Energiebilanzen für konventionelle optimierte Regelung (UIBK) gegenüber MPC-Regelung (TU\_Graz) für das Niedrigenergiehaus RES45.**

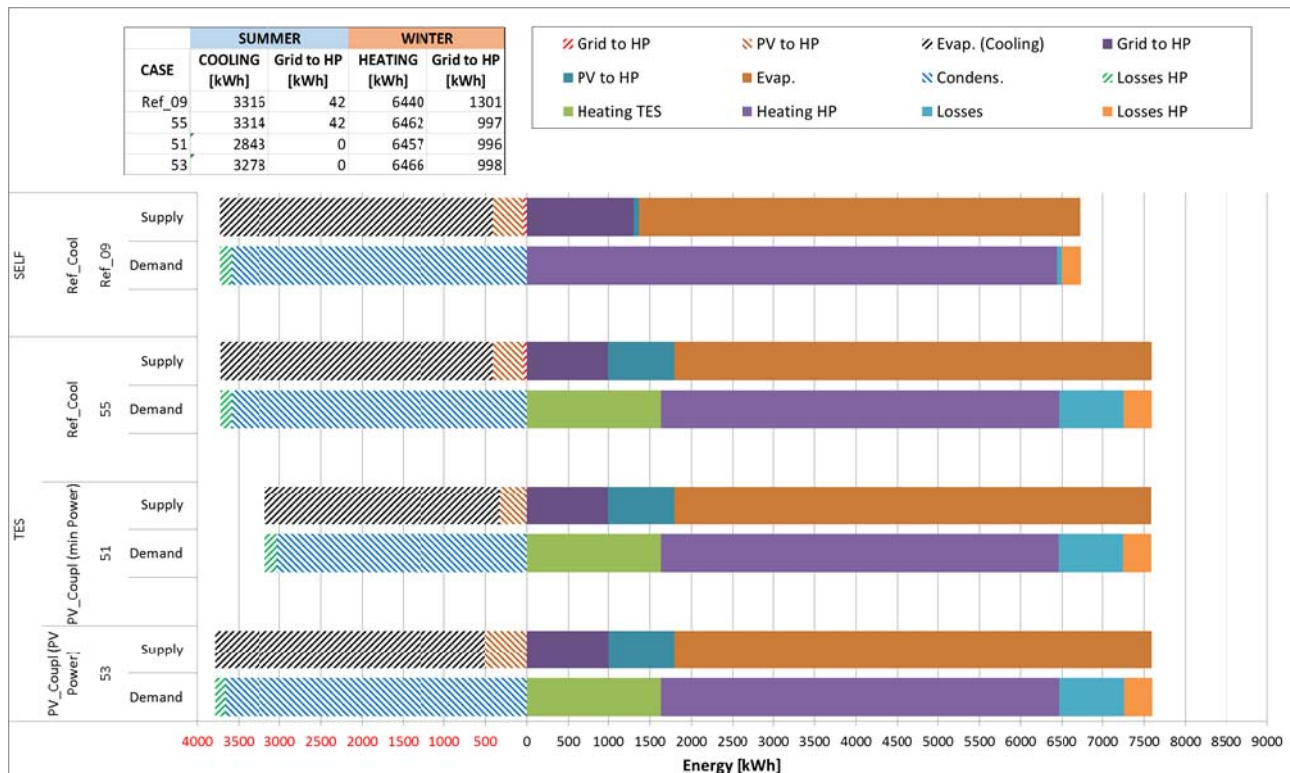
### 3.1.9 Energiebilanzen in OFF45

In Abbildung 31 ist die Energiebilanz für das Bürogebäude OFF45 dargestellt, die Heizung im Winter nach rechts (positive Werte) und die Kühlung im Sommer nach links (negative Werte).

Als Standard („Ref\_Cool“) wird im Sommer nach Bedarf die Raumtemperatur zwischen 24°C und 22°C gehalten. Mit PV-Kopplung wird die Wärmepumpe hydraulisch zum Kühlen umgeschaltet und a) bei vorhandener PV-Leistung mit minimaler Leistung gekühlt „PV\_Coupl (min.P)“ oder b) zur Gebäudekühlung mittels PID-Regler die Aufnahmeleistung des Kompressors an die PV-Leistung angepasst „PV\_coupl (PV power)“. Die Heizung im Winter wird nach dem Regelkonzept TES (siehe Kap. 3.1.1) simuliert.

Im Sommer ergibt sich eine nahezu 100%ige Abdeckung für die Kühlung durch die PV-Anlage, was naturgemäß wegen hoher Kühllast bei hoher Sonneneinstrahlung gut zusammenpasst.

Im Winter ist deutlich zu erkennen, dass im Referenzfall SELF praktisch keine Speicherverluste (Losses) auftreten, da ohne Warmwasserbereitung die Wärmepumpe den Speicher auch nicht nutzt. Dementsprechend sind die im Regelfall TES dann deutlich auftretenden Speicherverluste ein deutlicher Nachteil, der erst einmal durch die PV-Kopplung (PV to HP) ausgeglichen werden muss. Im Gegensatz zu den Wohngebäuden ist im OFF45 die Reduktion des Netzstromverbrauches (Grid to HP) daher deutlich geringer (siehe auch Kap. 3.1.3).



**Abbildung 31: OFF45, PV20, Regelkonzepte für Heizung: SELF, TES (TES Volumen: 500 Liter); für Kühlung: Verschattung der Fenster im Sommer zu 50%; Interne Lasten als „1,5-facher Standard“ angenommen;**

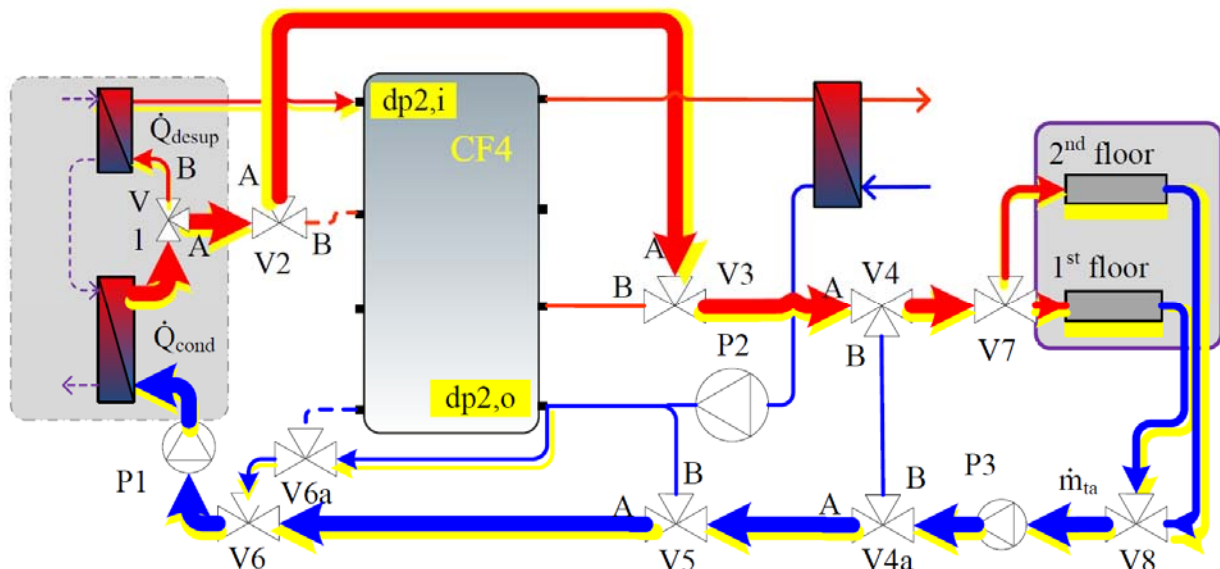
### 3.2 Modellprädiktive Regelung

In der vorgestellten Forschungsarbeit wird eine moderne Kompressionswärmepumpe mit variabler Kompressor-Drehzahl und Enthitzer (vgl. Abbildung 34) in Verbindung mit einer MPC untersucht. Das vorgestellte Regelungskonzept für diese WP übernimmt das thermische Energiemanagement im Einfamilienhaus (EFH) vgl. Abbildung 3. Die Energiesenken sind der thermische Energiespeicher (TES) der überwiegend für die Frischwassererwärmung genutzt wird und die thermisch aktivierten Bauteilsysteme (TABS) im Gebäude. Die entscheidende Führungs- oder Referenzgröße für die WP ist indirekt die Solarstrahlung und direkt die aktuelle und die zu erwartende Leistung einer PV-Anlage als Teil des EFH.

Das Ziel in der vorliegenden Arbeit ist die Maximierung des PV-generierten Stromverbrauchs durch optimale Betriebsweise der WP. Der Betrieb der WP gilt als optimal, wenn erstens ein Maximum an PV-generiertem Strom direkt verbraucht wird, und zweitens der thermische Komfort (betrifft Raumtemperatur im Erdgeschoss (EG, 1st floor) und Obergeschoss (OG, 2nd floor) und Temperatur des Speichers im oberen Bereich gemäß der geforderten Warmwassertemperatur) eingehalten wird. Im sogenannten PV-geführten Betrieb ist wird die Kompressor-Drehzahl so geregelt, dass der aufgenommene Strom gleich dem erzeugten PV-Strom ist (PV-Tracking) – dabei kann nicht auf die WP Effizienz geachtet werden. Liegt keine PV-Stromerzeugung vor, wird die WP nach Möglichkeit mit optimaler Effizienz (COP-

Tracking) betrieben. Grundsätzlich ist das vorgeschlagene Konzept für Heizen und Kühlen einsatzfähig, hier wird jedoch nur auf das Heizen eingegangen.

Abhängig von der Speicherbeladung (TABS bzw. TES) wird die WP entweder im so bezeichneten *TABS-Modus* oder im *TES-Modus* betrieben. Im *TABS-Modus* wird der Massenstrom durch den Kondensator so geregelt, dass die Wasser-seitige Soll-Temperaturpreizung für den Kondensator 5 K beträgt, vgl. breite rot/blau Linien mit gelbem Schatten in Abbildung 32. Gleichzeitig wird auch der Massenstrom durch den Enthitzer so geregelt, dass die Temperatur am Enthitzeraustritt 50 °C beträgt, dieser Massenstrom wird dem TES ganz oben zugeführt, vgl. schmale rot/blau Linien mit gelbem Schatten in Abbildung 32. Die Kondensator-Eintrittstemperatur ergibt sich größtenteils aus der Rücklauftemperatur der TABS (Fußbodenheizung) und der TES Temperatur im Speicher unten (Mischventil V6 in Abbildung 32). Die TES-Beladung im TABS WP-Betriebsmodus ist in Abbildung 3 nicht dargestellt!



**Abbildung 32 Übersicht zum hydraulischen Schema für den TABS-Modus der WP, aus Pichler (2016b).**

Im TES Betriebsmodus vgl. Abbildung 33 ergibt sich die Kondensatoreintrittstemperatur zu 100% aus der untersten Speichertemperatur. Der Massenstrom durch Kondensator und Enthitzer wird in diesem Fall so geregelt, dass die „Enthitzer“-Austrittstemperatur bzw. Speichereintrittstemperatur 50 °C beträgt. Kondensator und Enthitzer werden in diesem Modus Wasser-seitig mit dem gleichen Massenstrom in Serie durchflossen.

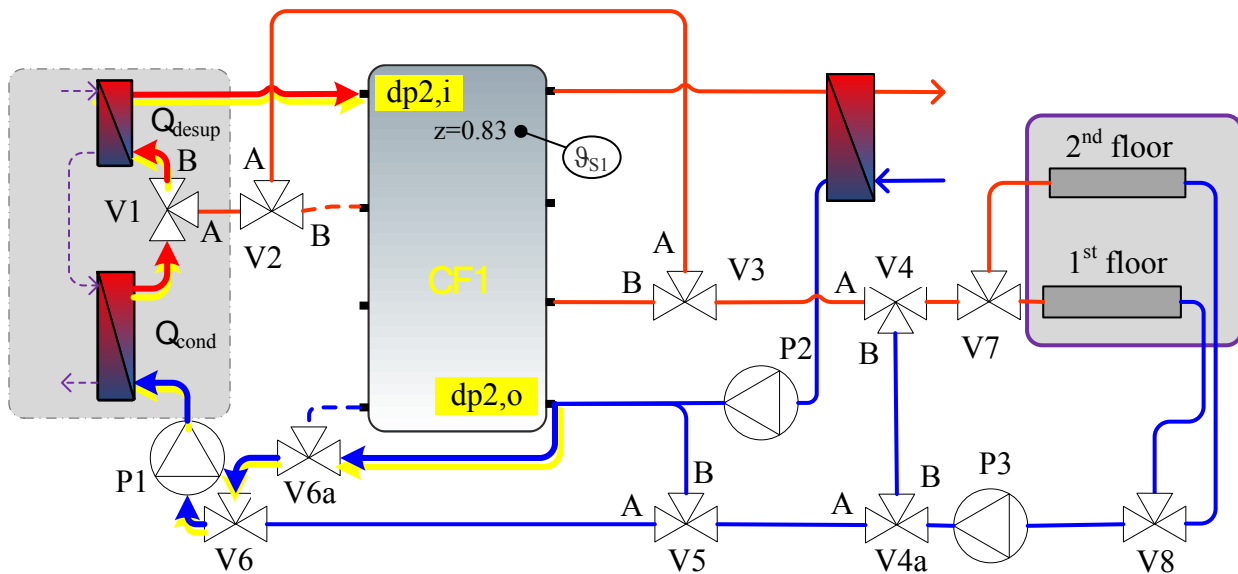


Abbildung 33 Übersicht zum hydraulischen Schema für den TES-Modus der WP, aus Pichler (2016b).

### 3.2.1 Beschreibung der Wärmepumpe und der Betriebsmodi

Abbildung 34 zeigt den Wärmepumpenkreislauf der im Rahmen der Simulation zur MPC eingesetzten WP. Es handelt sich beim Prozess um einen zweistufigen Prozess mit Economiser Schaltung. Der eingesetzte Kompressor mit variabler Drehzahl ermöglicht im Rahmen des geforderten Temperaturspektrums (Kondensationstemperatur, Verdampfungstemperatur) eine Variation der Frequenz im Bereich von 30 bis 110 Hz. Das eingesetzte WP Simulationsmodell wurde an der TU Graz gemeinsam mit SPF Rapperswil entwickelt (Dott et al., 2012). Die Parametrierung des Models basiert auf extensiven Messungen, vgl. (Hengel et al., 2016).

Der Kondensator-Eintritt  $w_1$  ergibt sich im Heiz- bzw. TABS-Modus überwiegend aus der Rücklaufterperatur der TABS; über V1 wird der Großteil des Massenstroms auf dem Temperaturniveau  $w_2$  ausgekoppelt und dem TABS Vorlauf zugeführt, vgl. Abbildung 32. Der Kondensator wird wasserseitig so betrieben, dass 5 K Spreizung zwischen Ein- und Austritt erreicht werden. Ein geringer Teilmassenstrom strömt von  $w_2$  über  $d_1$  in den Enthitzer und tritt bei  $d_2$  mit 50 °C aus – dieser Massenstrom wird dem TES oben zugeführt. Die im  $p$ - $h$  Diagramm (Abbildung 34 rechts) dargestellte wasserseitige Betriebsweise ( $w_1$ ,  $w_2$ ,  $d_1$ ,  $d_2$ ) entspricht diesem TABS-Modus. Der Vollständigkeit halber sind auch die Zustände des Kältemittels ( $r_1$ , ...  $r_{12}$ ) eingezeichnet.

Im Brauchwasser- oder TES-Modus entspricht der Eingang  $w_1$  der Temperatur des TES im unteren Bereich (vgl. Abbildung 33), der Wassermassenstrom am Ausgang  $d_2$  ist gleich jenem am Eingang  $w_1$  und wird so geregelt, dass die Austrittstemperatur bei  $d_2$  50 °C ist. Dieser Forschung vorausgehende Untersuchungen haben gezeigt, dass für den Speicher mit 500 L Fassungsvermögen und der hydraulischen Betriebsweise wie in Abbildung 33 dargestellt, dieser Betrieb mit großer Temperaturspreizung über Kondensator und Enthitzer die höchste Effizienz – im Vergleich mit anderen Betriebsweisen für die TES Heizung – hat, vgl. (Kofler, 2016).



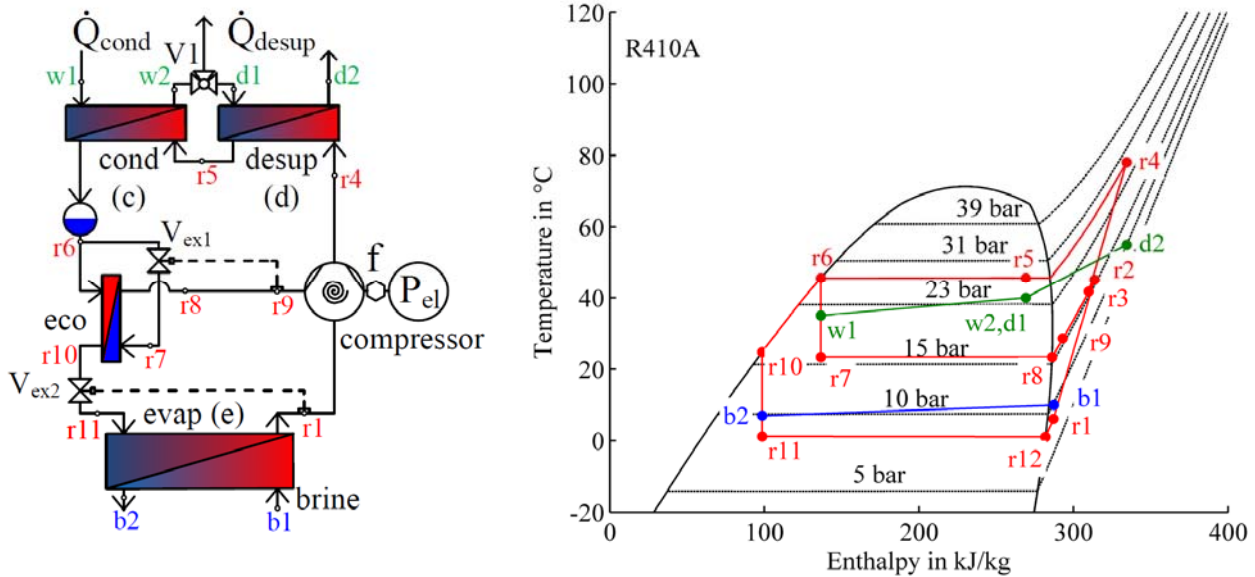


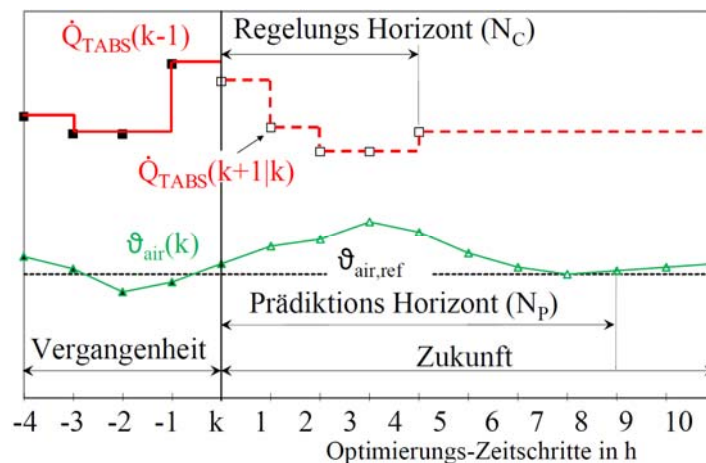
Abbildung 34 Wärmepumpenkreislauf (links) und zugehöriges ̑-h Diagramm für den Heiz-Modus (rechts).

### 3.2.2 Grundprinzip der Modellprädiktiven Regelung, Konzept für die Umsetzung

Zu Zeiten des Computers und von Computer-aided Design (CAD), Computer-aided Engineering (CAE) etc. ist es in der Technik üblich, reale Experimente durch Simulationen zu ergänzen oder, wenn es geht, diese sogar zu ersetzen. Bei einer Art von Simulationsstudien werden unterschiedliche Parameter verändert und deren Auswirkung untersucht, man spricht von Sensitivitätsanalysen oder Parameterstudien, die Offline im Rahmen einer Forschung oder Entwicklung durchgeführt werden. Im Kontext Gebäudetechnik kann man mittels Simulationen z.B. unterschiedliche Parametereinstellungen für einen gewöhnlichen PI-Regler oder Hysterese-Regler testen und auf diese Art den besten Satz von Regler-Parametern bestimmen. Bei einer Modellprädiktiven Regelung geht man zwei Schritte weiter. Erstens geht die Offline Analyse Online, das heißt die Analyse wird während des Betriebs (z.B. der Heizung) durchgeführt, und zweitens werden im Fall des Raumheizungs-Reglers keine optimalen Parameter gesucht, sondern es wird direkt ein optimaler Stellgrößenverlauf ( $\dot{Q}_{TAB}$ ) ermittelt, vgl. dazu Abbildung 35.

Abbildung 35 zeigt das Grundprinzip einer Modellprädiktiven Regelung (MPC) für das Beispiel der Raumtemperaturregelung auf einen Referenzwert (Sollwert). Die Aufgabe des Reglers in diesem Fall ist die Einstellung von  $\dot{Q}_{TAB}$  derart, dass die Raumlufttemperatur dem hier konstanten Referenzwert folgt. Zu diesem Zweck wird unter Einbeziehung aller prognostizierbaren Daten (Wetter) eine Optimierungsrechnung mit Blick in die Zukunft durchgeführt.





**Abbildung 35 Grundprinzip der Modellprädiktiven Regelung dargestellt für die Raumheizungs-MPC**

Der Index  $k$  gibt den aktuellen Zeitpunkt an, zu dem die Optimierungsrechnung des prädiktiven Reglers startet. Für die MPC ist der aktuelle Wert (Zeitpunkt  $k$ ) der Regelgröße (hier die Raumlufttemperatur) von ganz besonderer Bedeutung. Dieser Wert ist ein Feedback für den MPC, obwohl er nicht mit dem Istwert eines Standardregelkreises gleichgesetzt werden darf. Basierend auf diesem aktuellen Wert kann der MPC sein internes Modell dem aktuellen Systemzustand angleichen. Im Anschluss daran erfolgt eine Optimierungsrechnung vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Maciejowski, (2002) über den Horizont  $N_p$  zur Bestimmung der Stellgröße  $\hat{Q}_{TABS}$  für die Zeitpunkte  $k+1, k+2, \dots, k+N_p$ , wobei  $\hat{Q}_{TABS}$  nach  $N_c$  Schritten konstant bleibt. Nur der erste Wert der Optimierungsrechnung  $\hat{Q}_{TABS}(k+1)$  wird als Stellgröße tatsächlich vorgegeben und zwar bis zum Zeitpunkt, zu dem die Optimierungsrechnung wiederholt wird – die restlichen Werte werden verworfen. Für die Optimierungsrechnung nutzt der MPC neben den Wettervorhersagedaten das (interne) Dynamikmodell für das Gebäude (siehe rechtes Bild in Abbildung 4) und charakteristische Funktionen der WP (vgl. Abbildung 39), vgl. auch Pichler (2016b). Das Optimierungsproblem für den Fall Raumheizung gehört zur Klasse der quadratischen Probleme und erfordert ein sogenanntes quadratisches Programm (QP) zur Lösung, was z.B. in Maciejowski, (2002) erklärt ist.

### 3.2.3 Konzept für die Umsetzung

Die beiden Wärmepumpen Betriebsmodi zum vordergründigen Zweck der Raumheizung (TABS-Modus) und zur Speicher Heizung (TES-Modus) werden mittels zwei getrennter MPCs umgesetzt. Das heißt, es gibt nicht einen MPC, der das gesamte System „koordiniert“, sondern es bestehen zwei MPC unabhängig voneinander d.h. ohne direkte Verkopplung. Diese Separierung ist möglich, da die thermische Trägheit des Gebäudes und die damit verbundene langsame Temperaturänderung im Vergleich zum raschen Temperaturabfall im TES bei einer hohen Warmwasser-Entnahme eine Priorisierung der TES Beladung erlaubt. Der Raumheizungs-MPC (TABS-MPC) läuft parallel zum MPC, welcher den thermischen Energiespeicher regelt (TES-MPC), wobei der TES-MPC ein Durchgriffsrecht auf die Wärmepumpe hat. Der TABS-MPC muss sich sozusagen hinter dem TES-MPC anstellen.

Beide MPCs nutzen ideale Vorhersagedaten über den Prädiktionshorizont von 48 h (TABS) bzw. 8 h (TES). Um schließlich die Kompressor Frequenz regeln zu können, sind diverse Kennfelder erforderlich,

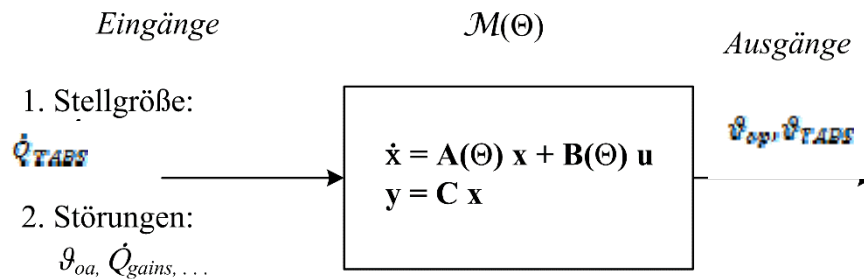
die in den MPC implementiert werden müssen, vgl. dazu Abbildung 39. Ein ganz entscheidender Aspekt im Rahmen der entworfenen Regelung ist der PV-geführte WP-Betrieb. Dabei sollte der elektrische Leistungsbedarf der WP der aktuellen PV-Erzeugung entsprechen, wofür die WP-Charakteristik bekannt sein muss. Dieses Kennfeld kann mittels einfacher Funktionen (bi-linear oder bi-quadratisch), wie in Gleichung (12), angenähert werden. Ähnliches gilt für andere erforderliche Kennfelder.

Im folgenden Text werden zunächst die Regler-Dynamikmodelle für den TABS-MPC und für den TES-MPC vorgestellt und im Anschluss daran die Optimierungsprobleme, die auf diese Modelle aufsetzen.

### 3.2.4 Regler-Dynamikmodell für die Raumheizung mittels TABS

Das zentrale Element einer Modellprädiktiven Regelung stellt das Dynamikmodell der Regelstrecke dar (vgl. rechtes Bild in Abbildung 4). Im ersten Schritt ist deshalb für das zu regelnde System – in diesem Fall das Gebäude – ein mathematisches Modell zu entwerfen. Der MPC bedient sich dieses Modells bei der Optimierungsrechnung. Grundsätzlich stellt die Modellierung im Rahmen der Entwicklung und Umsetzung einer MPC die größte Hürde dar, vgl. dazu Morari und Lee (1999). Das Dynamikmodell des Reglers für die Raumheizung ist grundsätzlich ein einfaches, thermisches Gebäudemodell im Unterschied zum Gebäudesimulationsmodell das in TRNSYS implementiert wurde, vgl. linkes Bild in Abbildung 4. Für die Entwicklung des Gebäude-Dynamikmodells konnte aus der Sicht des Projektes TheBat bereits auf Vorerfahrung aus dem Projekt MPC-Boxes aufgesetzt werden, siehe z.B. Pichler (2016). Die Modellentwicklung im Projekt MPC-Boxes wurde außerdem auch mit realen Messdaten validiert, was eine gewisse Sicherheit bzgl. der Modellierung gibt, vgl. dazu Pichler et al. (2016). Im Vergleich dazu wurde das Dynamikmodell für das TheBat-Gebäude nur auf Basis von TRNSYS Simulationsergebnissen validiert.

Das TheBat Gebäude-Dynamikmodell musste im Unterschied zum Projekt MPC-Boxes etwas erweitert werden. Der einfache Grund ist, dass das Einfamilienhaus aus TheBat etwas komplexer ist (2. Geschoss) als das „Gebäude“ im Rahmen von MPC-Boxes. Schließlich stellte sich heraus, dass ein lineares Zustandsraummodell vierter Ordnung ausreicht (d.h. ein System bestehend aus vier gewöhnlichen linearen Differentialgleichungen erster Ordnung), um die thermische Dynamik im Gebäude hinreichend genau abzubilden; das MPC-Boxes Modell ist ein Zustandsraummodell dritter Ordnung. Das Dynamikmodell bezeichnet mit  $M(\theta)$  ist in Abbildung 36 anschaulich dargestellt. Die Bezeichnung  $M$  lässt sich als Modellstruktur interpretieren, das heißt mit  $M$  liegt ein Modell-Grundgerüst oder eine Modellstruktur für eine Art von Einfamilienhaus vor. Das vektorwertige Argument  $\theta$  beschreibt eine Parametrierung dieser Modellstruktur für das speziell vorliegende Gebäude. Sofern eine passende Modellstruktur vorliegt, entscheidet die Parametrierung darüber, ob ein Modell gut oder schlecht ist. Die beiden Gleichungen  $\dot{x} = \dots$  und  $y = \dots$  der Box stellen die Grundgleichungen für ein Zustandsraummodell ohne Durchgriff dar, für Details zum Zustandsraumformalismus siehe z.B. Dourdoumas und Horn (2004) oder Maciejowski, (2002).



**Abbildung 36 Dynamikmodell (lineares Zustandsraummodell), dargestellt für die Raumheizungs-MPC (TABS-MPC)**

Die Ein- und Ausgänge des Dynamikmodells zusammengefasst im Vektor  $\mathbf{u}$  bzw. Vektor  $\mathbf{y}$  sind in Gleichung (1) angegeben. Darin steht  $\dot{Q}_{TABS}$  für die dem TABS zugeführte Heizleistung in W, die Leistungen  $\dot{Q}_{gains,1fl}, \dot{Q}_{gains,2fl}$  in W fassen die internen und die solaren Lasten pro Geschoss zusammen. Bei den Temperaturen  $\theta_{oa}, \theta_{grd}$  handelt es sich um die Außentemperatur und die Temperatur unter der Bodenplatte des Gebäudes. Die Ausgangstemperaturen  $\theta_{op}, \theta_{TABS}$  beschreiben die mittlere operative Temperatur und die mittlere Bauteiltemperatur von Erdgeschoss und Obergeschoss. Im Idealfall ist die Bauteilaktivierung im Erdgeschoss getrennt vom Obergeschoss, was im vorliegenden Referenzsystem allerdings hydraulisch nicht vorgesehen war und deshalb nicht implementiert werden konnte.

$$\mathbf{u} := [\dot{Q}_{TABS}, \theta_{oa}, \dot{Q}_{gains,1fl}, \dot{Q}_{gains,2fl}, \theta_{grd}], \quad \mathbf{y} := [\theta_{op}, \theta_{TABS}], \quad (1)$$

Bei dem Modell aus Abbildung 36 handelt es sich um ein kontinuierliches Zustandsraummodell. Im Rahmen der Implementierung der Modellprädiktiven Regelung wird dieses Modell in ein diskretes Modell transformiert, für Details zur Transformation siehe Horn und Dourdoumas (2004). Die Ausgänge als Funktion des aktuellen Modellzustands ( $\mathbf{x}_i$ ) -- der sich in der Kurzschreibweise im Index von  $\mathcal{M}_i$  versteckt – und der Eingänge  $\mathbf{u}_i$ , lassen sich schreiben als:

$$[\theta_{op}, \theta_{TABS}]_{i+1} := \mathcal{M}_i(\Theta, \mathbf{u}_i), \quad (2)$$

wobei im Rahmen des Optimierungsproblems in Gleichung (10) die zweite Ausgangsgröße nicht angeführt wird und verkürzt  $\theta_{op,i+1} = \mathcal{M}_i(\Theta, \dot{Q}_{ta,i}, \dots)$  geschrieben wird, um die Abhängigkeit von  $\dot{Q}_{ta,i}$  hervorzuheben. Nach Gleichung (2) gilt, dass man die mittlere operative Temperatur und die mittlere Bauteiltemperatur für den Zeitpunkt  $i+1$  aus dem Modell parametrisiert mit  $\Theta$ , dessen internen Speichergrößen ( $\mathbf{x}_i$ ) für den Zeitpunkt  $i$  und unter Berücksichtigung der Eingänge zum Zeitpunkt  $i$  ( $\mathbf{u}_i$ ) erhält.

### 3.2.5 Regler-Dynamikmodell für den thermischen Energiespeicher (TES)

Das Dynamikmodell für den TES-MPC ist etwas komplizierter als jenes für den TABS-MPC. Der Grund dafür ist die Modellierung der Temperaturschichtung (vgl.  $\vartheta_1$ ,  $\vartheta_2$ ,  $\vartheta_3$  in Abbildung 37) im TES bei Speicherbeladung durch die WP. Die Schichtungs-Modellierung führt dazu, dass bei konstanter Temperatur ( $\vartheta_{do}=50\text{ °C}$ ) am wasserseitigen Enthitzerausgang der WP sich der Massenstrom für die Speicherbeladung je nach Kondensatoreintrittstemperatur ( $\vartheta_{ci} = \vartheta_3 \triangleq$  unterste Speichertemperatur) verändert. Dieser variable Massenstrom ( $\dot{m}$ ) während des TES Beladevorgangs erfordert einen nichtlinearen Ansatz für das TES Modell.

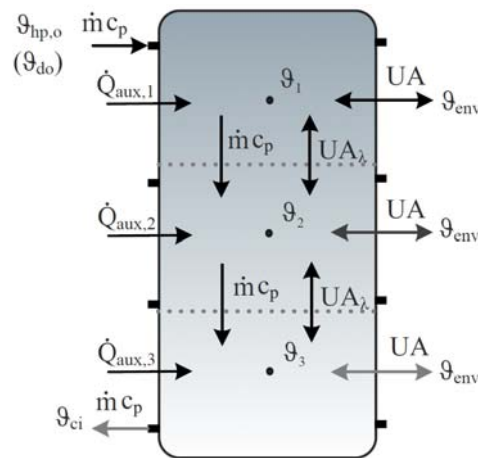


Abbildung 37 Prinzipielle Wärmeflüsse für das Speichermmodell (TES) bei WP-Beladung, aus Pichler (2016b)

Die Wechselwirkung zwischen den einzelnen Speicher(knoten)temperaturen ( $\vartheta_1$ ,  $\vartheta_2$ ,  $\vartheta_3$ ) wird durch  $UA_{\lambda}$  repräsentiert. Die Wechselwirkung mit der unmittelbaren Umgebungstemperatur ( $\vartheta_{env}=20\text{ °C}$ , konst.) des Speichers wird durch  $UA$  bestimmt.  $\dot{Q}_{aux,1}$ ,  $\dot{Q}_{aux,2}$ ,  $\dot{Q}_{aux,3}$  bieten neben der Speicherbeladung durch die WP prinzipiell die Möglichkeit, jeden Speicherknoten elektrisch zu heizen – davon wird aber nicht Gebrauch gemacht. Darüber hinaus bieten sich diese direkten Wärmefluss-Eingänge pro Knoten aber auch an, um eine Entnahme (eine Störung) zu modellieren, was in Form eines negativen Wertes realisiert wird.

Gleichung (3) zeigt die drei Bilanzgleichungen, aus denen schließlich das Speichermmodell hervorgeht. Diese Bilanzgleichungen sind im Vergleich zu Abbildung 37 in puncto Variablenbezeichnung etwas allgemeiner

$$\begin{aligned}
 C_1 \frac{d\vartheta_1}{dt} &= UA_1(\vartheta_{env} - \vartheta_1) - UA_{\lambda,2}(\vartheta_1 - \vartheta_2) + \dot{C}(\vartheta_{do} - \vartheta_1) + \dot{Q}_{aux,1} \\
 C_2 \frac{d\vartheta_2}{dt} &= UA_2(\vartheta_{env} - \vartheta_2) + UA_{\lambda,2}(\vartheta_1 - \vartheta_2) - UA_{\lambda,3}(\vartheta_2 - \vartheta_3) + \dot{C}(\vartheta_1 - \vartheta_2) + \dot{Q}_{aux,2} \\
 C_3 \frac{d\vartheta_3}{dt} &= UA_3(\vartheta_{env} - \vartheta_3) + UA_{\lambda,3}(\vartheta_2 - \vartheta_3) + \dot{C}(\vartheta_2 - \vartheta_3) + \dot{Q}_{aux,3}.
 \end{aligned} \tag{3}$$

$C_1, C_2, C_3$  sind die Wärmekapazitäten der jeweiligen Knoten, die gemeinsam mit der Zeitableitung der Temperatur für jede Bilanzgleichung so etwas wie die aktuell zu-/abgeführte Nettowärmeleistung darstellen. Der erste Summand auf der rechten Seite beschreibt die Wechselwirkung jedes Knoten mit der Umgebung ( $\vartheta_{\text{env}}$ ). Der zweite (und dritte bei der mittleren Gleichung) Summand beschreibt die in Form von Wärmeleitung abgebildete Wechselwirkung zwischen den einzelnen Knoten. Der vorletzte Summand beschreibt jeweils den konvektiven Netto-Wärmetransport in einen Knoten und der letzte Summand stellt die mögliche Zusatzeingangsgröße für die Berücksichtigung einer (Zusatzversorgung pro Knoten) Wärme-Entnahme pro Knoten dar.

Für den Fall, dass die WP *außer Betrieb* ist, verschwindet der konvektive Wärmetransport-Term; dieser Leerlaufbetrieb des Speichers lässt sich mit einem einfachen linearen Zustandsraummodell beschreiben.

$$\mathcal{M}^{\text{WPaus}} := [\dot{x}(t) = A x(t) + B u(t), y = x] \quad \text{für WP außer Betrieb} \quad (4)$$

$$\text{mit } u = [f = 0, \vartheta_{\text{env}} = 20^\circ\text{C}, \dot{Q}_{\text{aux},1}, \dot{Q}_{\text{aux},2}, \dot{Q}_{\text{aux},3}]^T \text{ und } x = [\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3]^T.$$

Die Eingangsgrößen wurden in  $u$  und die internen Speichergrößen (Zustände) in  $x$  zusammengefasst, die Zustände sind gleichzeitig auch die Ausgänge des Modells. Die Dynamikmatrix  $A$  und die Eingangsmatrix  $B$  sind konstante Matrizen, deren Einträge im Rahmen der Modellidentifikation zu bestimmen sind. Das Modell  $\mathcal{M}^{\text{WPaus}}$  beschreibt also die zeitliche Entwicklung der drei Speichertemperaturen im Leerlauf; über die Größen  $\dot{Q}_{\text{aux}}$  lässt sich eine geschätzte prognostizierte Wärmeentnahme vorgeben. Ein ähnliches Speichermodell wie in Gleichung (4) wurde auch in Pichler et al. (2014) verwendet.

Die Hürde bzgl. Umsetzung der Gleichungen in (3) in ein lineares Zustandsraummodell *bei Betrieb der WP* ist die Wärmeflusskapazität  $\dot{C}$  zur Modellierung des konvektiven Wärmetransports. Diese Senken-seitige Wärmeflusskapazität hängt von der Kondensatoreintritts- ( $\vartheta_{\text{cl}}$ ), der Enthitzeraustrittstemperatur ( $\vartheta_{\text{do}}$ ), der Quellentemperatur ( $\vartheta_{\text{sc}}$ ) am Verdampfereintritt (b1) und der Kompressorfrequenz ( $f$ ) ab

$$\dot{C} = \dot{C}(\vartheta_{\text{cl}}, \vartheta_{\text{do}}, \vartheta_{\text{sc}}, f) \quad \text{oder} \quad \dot{C} = \eta(\vartheta_{\text{cl}}, \vartheta_{\text{do}}, \vartheta_{\text{sc}}, f) * c_p \quad (5)$$

Die Modellgleichungen aus (3) eignen sich, um ein allgemeines, nichtlineares Modell für den TES, gültig während der Speicherbeladung durch die WP, aufzustellen. Das allgemeine Modell lautet

$$\dot{x} = g(x, u)$$

$$\text{mit } u = [f \neq 0, \vartheta_{\text{env}} = 20^\circ\text{C}, \dot{Q}_{\text{aux},1}, \dot{Q}_{\text{aux},2}, \dot{Q}_{\text{aux},3}]^T \text{ und } x = [\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3]^T. \quad (6)$$

Das heißt, die zeitliche Entwicklung der Speichertemperaturen hängt von den Eingangsgrößen  $u$  und den aktuellen Speichertemperaturen  $x$  ab. Die vektorförmige Funktion  $g = [g_1, g_2, g_3]^T$  lässt prinzipiell

beliebige funktionelle Zusammenhänge zu. Mit Gleichung (3) liegt jedoch bereits eine verwertbare Formulierung vor. Bringt man in der ersten Zeile  $C_1$  auf die rechte Seite, so erhält man

$$\frac{\vartheta_1}{dt} = \frac{UA_1}{C_1}(\vartheta_{env} - \vartheta_1) - \frac{UA_{A1}}{C_1}(\vartheta_1 - \vartheta_2) + \frac{\dot{C}(\vartheta_{ct}, \vartheta_{do}, \vartheta_{sc}, f)}{C_1}(\vartheta_{do} - \vartheta_1) + \frac{\dot{Q}_{aux,1}}{C_1} \quad (7)$$

und da  $\frac{\vartheta_1}{dt} = \dot{x}_1$  gilt, entspricht die rechte Seite von Gleichung (7) dem gesuchten  $g_1$

$$g_1 = \frac{UA_1}{C_1}(\vartheta_{env} - \vartheta_1) - \frac{UA_{A1}}{C_1}(\vartheta_1 - \vartheta_2) + \frac{\dot{C}(\vartheta_{ct}, \vartheta_{do}, \vartheta_{sc}, f)}{C_1}(\vartheta_{do} - \vartheta_1) + \frac{\dot{Q}_{aux,1}}{C_1} \quad (8)$$

$g_2$  und  $g_3$  lassen sich analog dazu ableiten.

Für jedes  $g_i$  lässt sich eine Taylorreihenentwicklung nach  $x_1, x_2, x_3$  (bzw.  $\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3$ ) und nach  $u_1, u_2, u_3, u_4, u_5$  (bzw.  $f, \vartheta_{env}, \dot{Q}_{aux,1}, \dot{Q}_{aux,2}, \dot{Q}_{aux,3}$ ) durchführen, was schließlich zu einem affinen Modell 3ter Ordnung mit der folgenden Form führt.

$$\mathcal{M}^{WFBM} := [\dot{x}(t) = A(x_0, u_0)x(t) + B(x_0, u_0)u(t) + r(x_0, u_0), y = x] \quad \text{für WP in Betrieb} \quad (9)$$

mit  $u = [f \neq 0, \vartheta_{env} = 20^\circ\text{C}, \dot{Q}_{aux,1}, \dot{Q}_{aux,2}, \dot{Q}_{aux,3}]^T$  und  $x = [\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3]^T$

Im Unterschied zu den Matrizen  $A, B$  in Gleichung (4) sind die Matrizen  $A(x_0, u_0), B(x_0, u_0)$  grundsätzlich nicht konstant sondern abhängig vom sogenannten Linearisierungspunkt, der durch  $x_0, u_0$  definiert wird. Untersuchungen in Pichler (2016b) haben gezeigt, dass eine globale Linearisierung ausreicht und was den Wertebereich für  $f \in [30, 110] \text{ Hz}$  und  $\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3 \in [10, 65]^\circ\text{C}$  betrifft auch am robustesten im Rahmen des MPC-Konzeptes ist. Die beiden Modelle aus den Gleichungen (4) und (9) werden in Kapitel 3.2.7 im Rahmen des TES-MPCs in *diskreter Form* als hybrides Modell zur Anwendung kommen, vgl. Gleichung (16).

### 3.2.6 Modellprädiktiver Regler für die Raumheizung (TABS-MPC)

Die wesentlichen Komponenten und das Grundprinzip einer MPC wurden bereits in Kapitel 2.4.2.2 und Kapitel 3.2.2 beschrieben. Wie in Abbildung 35 dargestellt, ist das Ziel des TABS-MPC das Finden eines optimalen Stellgrößenverlaufs  $\dot{Q}_{TABS,1}, \dot{Q}_{TABS,2}, \dots, \dot{Q}_{TABS,N_C}$ . Der Wertebereich für die Stellgröße liegt zwischen  $\dot{Q}_{TABS}(f_{min} = 30 \text{ Hz})$  und  $\dot{Q}_{TABS}(f_{max} = 110 \text{ Hz})$ . Für die Wärmepumpe ist nur der erste Wert der Stellgrößenfolge von Bedeutung, der mit einer geeigneten Funktion  $f(\dot{Q}_{TABS}, \vartheta_{ct})$  in eine Kompressor-Frequenz transformiert wird. Kapitel 3.2.4 beschreibt das Dynamikmodell, das die Grundlage für das folgende Optimierungsproblem darstellt. Im Unterschied zu dem beschriebenen



Modell basiert das Optimierungsproblem nicht auf dem kontinuierlichen sondern auf dem diskreten Modell

$$\min_{\dot{Q}_{TABS}, s, \Delta T} J(\dot{Q}_{TABS}, s, \Delta T) = \sum_{i=1}^{N_C} \underbrace{R_u |\dot{Q}_{TABS,i}|}_{\text{Energie}} + \sum_{i=1}^{N_p} \underbrace{R_{s,i} |s_i|^2}_{\text{Tracking}} + \sum_{i=1}^{N_p} \underbrace{R_T |\Delta T_{i+1}|^2}_{\text{therm.Komfort}}$$

unter folgenden Randbedingungen

(10)

$\mathcal{M}_1$  ist gegeben aus Kalman Filter bzw. Messung

$$\vartheta_{op,i+1} := \mathcal{M}_i(\theta, \dot{Q}_{TABS,i}, \dots)$$

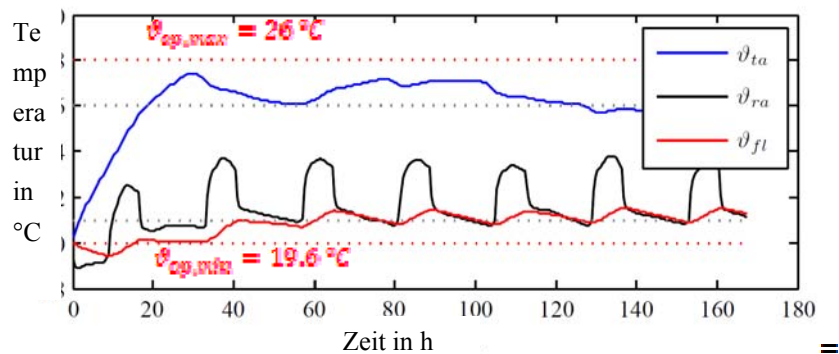
$$\dot{Q}_{TABS,min} \leq \dot{Q}_{TABS,i} \leq \dot{Q}_{TABS,max}, \quad 0 \leq \dot{Q}_{TABS,min}$$

$$\dot{Q}_{TABS,ref,i}^L - s_i \leq \dot{Q}_{TABS,i} \leq \dot{Q}_{TABS,ref,i} + s_i, \quad 0 \leq s_i$$

$$\vartheta_{op,min} - \Delta T_{i+1} \leq \vartheta_{op,i+1} \leq \vartheta_{op,max} + \Delta T_{i+1}, \quad 0 \leq \Delta T_{i+1}$$

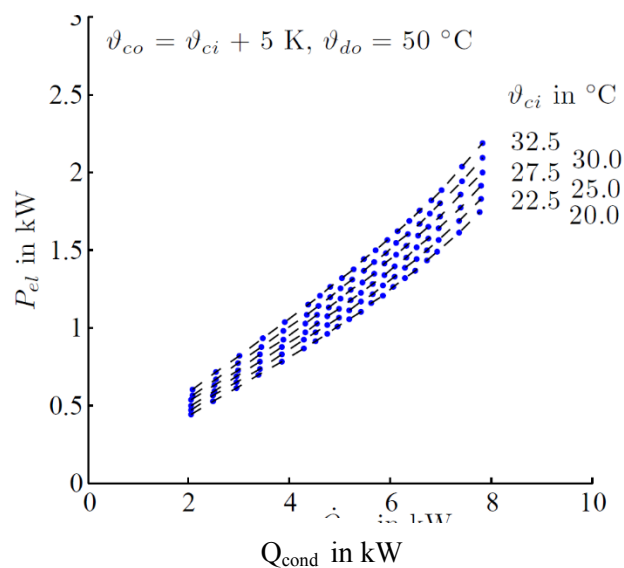
Durch Minimierung der Kostenfunktion  $J$  erhält man einen im Sinne von Gleichung (10) optimalen Stellgrößenverlauf. Die veränderlichen Größen während der Optimierung sind: die Bauteilleistung  $\dot{Q}_{TABS}$ , die Schlupfvariable  $s$  und die Komfortverletzung  $\Delta T$ . Der Wert der Kostenfunktion setzt sich aus drei Termen zusammen: dem Energie-Term mit dem Gewicht  $R_u$ , dem Tracking-Term mit dem Gewicht  $R_{s,i}$  und dem Komfort-Term mit dem Gewicht  $R_T$ . Die Gewichte stellen ganz wesentliche Parameter des Optimierungsproblems dar und dienen dazu, um z.B. die Bedeutung des Energieverbrauchs im Vergleich zur Einhaltung des thermischen Komforts einzustellen.

Der Beitrag des *Energie-Terms* zum Wert der Kostenfunktion hängt direkt vom Stellgrößenverlauf  $\dot{Q}_{TABS,1}, \dot{Q}_{TABS,2}, \dots, \dot{Q}_{TABS,N_C}$  ab. Der *Komfort-Term* trägt nur dann zur Kostenfunktion bei, wenn es auch tatsächlich zu Komfortverletzungen kommt. Eine Verletzung liegt dann vor, wenn der in Abbildung 38 mit roten Punkten dargestellte Komfortbereich 19.6 °C – 26 °C verletzt wird. Das heißt z.B. wenn zu einem bestimmten Zeitpunkt eine operative Temperatur von 19.0 °C herrscht, dann ist  $\Delta T = 0.6 K$  und gemäß dem Gewicht  $R_T$  erhöht sich der Wert des Komfort-Terms bzw. der Kostenfunktion entsprechend. Die letzte Randbedingung in Gleichung (10) stellt sicher, dass  $\Delta T = 0.6 K$  den anderenfalls wäre die linke Seite der Ungleichung nicht erfüllbar. Sofern die operative Temperatur innerhalb des Komfortbereichs liegt, erhöht der Komfort-Term den Wert der Kostenfunktion nicht.



**Abbildung 38 Veranschaulichung der Komfortgrenzwerte beim Raumheizungs-MPC (TABS-MPC)**

Die Erläuterungen zum *Tracking-Term* sind umfangreicher als jene zum Energie- und zum Komfort-Term. Ein wesentliches Gesamtziel ist die Maximierung des PV-Eigenverbrauchs, das heißt, zu Zeiten von PV-Stromerzeugung sollte dieser Strom nach Möglichkeit auch direkt durch die Wärmepumpe genutzt werden. Diese Eigenschaft als Charakteristikum des WP-Betriebs wird mit dem Terminus *PV-Führung* der WP bezeichnet. Die PV-Führung erfordert ein gewisses Detailwissen zur WP. In Abbildung 39 wird eine ganz zentrale Wärmepumpencharakteristik dargestellt. Die blauen Punkte in diesen „Kurvenscharen“ sind stationäre Betriebspunkte aus der TRNSYS Simulation der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen WP.



**Abbildung 39 Wärmepumpencharakteristik  $P_{el}(Q_{cond}, \theta_{ci})$  für den TABS-Modus der WP; Pichler (2016b) .**

Für gegebene Kondensatoreintrittstemperatur  $\theta_{ci}$  lässt sich die aufgenommene elektrische Leistung ( $P_{el}$ ) näherungsweise schreiben als

$$P_{el} = k_1 + k_2 Q_{cond} \quad \text{mit } k_1, k_2 \in \mathbb{R}. \quad (11)$$

Zur Berücksichtigung der Veränderlichkeit von  $\theta_{ci}$  wird einfach ein zweiter linearer Term ergänzt:

$$P_{el} = k_1 + k_2 Q_{cond} + k_3 \theta_{ci} \quad \text{mit } k_1, k_2, k_3 \in \mathbb{R}. \quad (12)$$

Die Gleichung (12) lässt sich nach  $\dot{Q}_{cond}$  auflösen, und da im TABS-Modus  $\dot{Q}_{cond} \gg \dot{Q}_{desup}$  gilt, kann man näherungsweise  $\dot{Q}_{cond}$  durch  $\dot{Q}_{TABS}$  ersetzen. Schließlich erhält man eine Funktion, die einem Wertepaar bestehend aus elektrischer Leistung und Kondensatoreintrittstemperatur eine Heizleistung zuordnet

$$\dot{Q}_{TABS} = \tilde{K}_1 + \tilde{K}_2 P_{el} + \tilde{K}_3 \theta_{ct} \quad \text{mit} \quad \tilde{K}_1, \tilde{K}_2, \tilde{K}_3 \in \mathbb{R}. \quad (13)$$

Wird in Gleichung (13) die elektrische Leistungsaufnahme durch die (prognostizierte) Photovoltaikleistung ( $P_{PV}$ ) ersetzt, erhält man die im Optimierungsproblem auftretende Referenzfunktion  $\dot{Q}_{TABS,ref,i}$ , welche für das Tracking von zentraler Bedeutung ist. Der Übersichtlichkeit halber wird im Folgenden der Index  $i$  vernachlässigt.

$$\dot{Q}_{TABS,ref} = \tilde{K}_1 + \tilde{K}_2 P_{PV} + \tilde{K}_3 \theta_{ct} \quad \text{mit} \quad \tilde{K}_1, \tilde{K}_2, \tilde{K}_3 \in \mathbb{R}. \quad (14)$$

Die Heizleistung  $\dot{Q}_{TABS}$  wird in den Randbedingungen der Kostenfunktion von  $\dot{Q}_{TABS,ref}^L$  und  $\dot{Q}_{TABS,ref}^H$  in „die Zange genommen“. Für Photovoltaikleistungen  $< 500$  W gilt  $\dot{Q}_{TABS,ref}^L = 0$ , damit wird das PV-Tracking mehr oder weniger deaktiviert. Für Photovoltaikleistungen  $> 500$  W gilt  $\dot{Q}_{TABS,ref}^L = \dot{Q}_{TABS,ref}$ , wodurch die obere und die untere Grenze von  $\dot{Q}_{TABS}$  gleich werden. Das heißt,  $\dot{Q}_{TABS}$  ist vorgegeben und kann einzig durch Erhöhung der Schlupfvariable  $s$  von  $\dot{Q}_{TABS,ref}$  abweichen. Das bedeutet

$$s = |\dot{Q}_{TABS} - \dot{Q}_{TABS,ref}| \quad \text{für} \quad P_{PV} > 500 \text{ W} \quad (15)$$

womit der letzte Term der Kostenfunktion erklärt ist.

Die Aufgabe des Optimierungsalgorithmus ist es, eine Stellgrößentrajektorie zu bestimmen, sodass  $J$  minimal wird. Im Idealfall wird das erreicht durch 1. minimalen Energieeinsatz, 2. maximales Folgeverhalten betreffend die PV-Führung (für  $P_{PV} > 500$  W) und 3. minimale Komfortverletzungen. Die richtige Balance bzgl. der Verletzung des Idealfalls für die einzelnen Terme zu finden ist genau die Herausforderung für den Optimierungsalgorithmus. Über die Veränderung der Gewichte zu den einzelnen Termen hat man die Möglichkeit von außen eine Priorisierung vorzunehmen.

### Betrachtung zur Komplexität für die Lösung des Optimierungsproblems

Ein sinnvoller Prädiktionshorizont für Gleichung (10) liegt zwischen 24 h und 48 h, der Regelungshorizont liegt zwischen 23 h und 47 h; im Unterschied zu Abbildung 35 wird die Zeitschrittweite mit einer viertel Stunde angenommen. Der Einfachheit halber wird zur Komplexitätsabschätzung (nur) mit dem Regelungshorizont gerechnet, womit sich grob 92 bis 188 Optimierungsschritte ergeben. Das Prädiktionsmodell ist vierter Ordnung und die Kostenfunktion hat drei Freiheitsgrade. Das ergibt insgesamt 644 bis 1316 kontinuierliche Variable.

### 3.2.7 Modellprädiktiver Regler für den thermischen Energiespeicher (TES-MPC)

Das Optimierungsproblem aus Gleichung (10) kann im Rahmen eines quadratischen Programms mit Randbedingungen iterativ gelöst werden, vgl. Maciejowski (2002). – die numerische Komplexität des Problems ist überschaubar. Der TES-MPC unterscheidet sich jedoch zum TABS-MPC ganz wesentlich, was das Regler-Dynamikmodell betrifft. Das Modell des TABS-MPC ist ein einfaches lineares Modell, das TES-MPC Modell ist ein hybrides Modell (vgl. Camacho (2004) und Bemporad und Morari (1999)), bestehend aus einem linearen ( $\mathcal{M}_t^{WPaus}$ ) und einem affinen ( $\mathcal{M}_t^{WPein}$ ) Modell; wobei das affine im Vergleich zum linearen Modell keine zusätzliche Komplexität bedeutet. Von einem hybriden (linearen) Modell spricht man, wenn für die mathematische Beschreibung eines Systems oder Prozesses ein Modell nicht ausreicht und abhängig von einer bestimmten Größe (hier ist es die Stellgröße) entweder das eine Modell oder das andere Modell gültig ist. Dieser Umstand macht das Optimierungsproblem für den TES-MPC hinsichtlich numerischer Komplexität schwieriger.

Im speziellen Fall geht es um ein hybrides Modell bestehend aus zwei Submodellen  $\mathcal{M}_t^{WPaus}$  – für den Fall dass die WP außer Betrieb ist – und  $\mathcal{M}_t^{WPein}$  für den Fall dass die WP in Betrieb ist. Die Besonderheit dabei ist, dass *ein* und *aus* nicht von außen vorgegeben werden, sondern, dass die Entscheidung *ein* *aus* ein Teil des Optimierungsproblems selbst ist. Das hybride Modell ergibt sich mit den Gleichungen (4) und (9), welche jeweils die kontinuierliche Version der Submodelle repräsentieren. Im Rahmen des TES-MPCs wird die diskrete Form des hybriden Modells genutzt, vgl. Gleichung (16).

$$u_t = [f, \vartheta_{env} = 20^\circ\text{C}, \dot{Q}_{aux1}, \dot{Q}_{aux2}, \dot{Q}_{aux3}]_t^T \text{ und } x_t = [\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3]_t^T, \quad y_t = x_t \quad (16)$$

$$\mathcal{M}_{t+1}^{WPaus} := [x_{t+1} = A x_t + B u_t] \quad \text{für WP außer Betrieb } (\vartheta_{1,t} = 1, \vartheta_{2,t} = 0)$$

$$\mathcal{M}_{t+1}^{WPein} := [x_{t+1} = A(x_0, u_0)x_t + B(x_0, u_0)u_t + r(x_0, u_0)] \quad \text{für WP in Betrieb } (\vartheta_{1,t} = 0, \vartheta_{2,t} = 1)$$

Die kurze Variante der Modellgleichung lautet

$$[\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3]_{t+1} = \mathcal{M}_t^{WPaus}(f_t = 0, \vartheta_{env}, \dots) \vartheta_{1,t} + \mathcal{M}_t^{WPein}(f_t, \vartheta_{env}, \dots) \vartheta_{2,t} \quad (17)$$

Gleichung (18) gibt das Optimierungsproblem für den TES-MPC wieder. Die wesentlichen Elemente der Kostenfunktion sind die drei Gewichte  $R_{f,t}$ ,  $R_{\Delta t}$  und  $R_T$ , mittels derer die Prioritäten bzgl. Energieverbrauch, Referenz-Tracking und Komfort eingestellt werden. Der Wertebereich für die Stellgröße liegt zwischen  $f_{min}$  und  $f_{max} = 110 \text{ Hz}$ , wobei  $f_{min}$  vom Betriebszustand der WP abhängt und entweder 0 Hz oder 30 Hz ist. Die zur echten Stellgröße  $f_t$  hinzukommenden Freiheitsgrade im Rahmen der Optimierung sind die Schlupfvariable  $s_t$  und die Komfortverletzung  $\Delta T_{t+1}$ .

(18)

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{f}, \mathbf{s}, \Delta \mathbf{T}} J(\mathbf{f}, \mathbf{s}, \Delta \mathbf{T}) &= \sum_{i=1}^{N_C < N_P} R_{f,i} |f_i| + R_{s,i} |s_i|^2 + \sum_{i=1}^{N_P-1} R_T |\Delta T_{i+1}|^2 \\ \text{unter folgenden Randbedingungen} \\ \mathcal{M}_1 &\text{ ist gegeben} \\ \delta_{1,i} &\Leftrightarrow (f_i < f_{\min}), \quad \delta_{2,i} \Leftrightarrow (f_i \geq f_{\min}), \quad \text{und} \quad \sum_{k=1}^2 \delta_{k,i} = 1, \\ [\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3]_{i+1} &= \mathcal{M}_i^{\text{WPaus}}(f_i = 0, \vartheta_{\text{env}}, \dots) \delta_{1,i} + \mathcal{M}_i^{\text{WPein}}(f_i, \vartheta_{\text{env}}, \dots) \delta_{2,i}, \\ (\delta_{2,i} \cdot f_{\min}) &\leq f_i \leq f_{\max}, \\ (\delta_{2,i} \cdot f_{\text{ref},i}) - s_i &\leq f_i \leq f_{\text{ref},i} + s_i, \quad 0 \leq s_i, \\ \vartheta_{1,\min} - \Delta T_i &\leq \vartheta_{1,i} \leq \vartheta_{1,\max} + \Delta T_i, \quad 0 \leq \Delta T_i. \end{aligned}$$

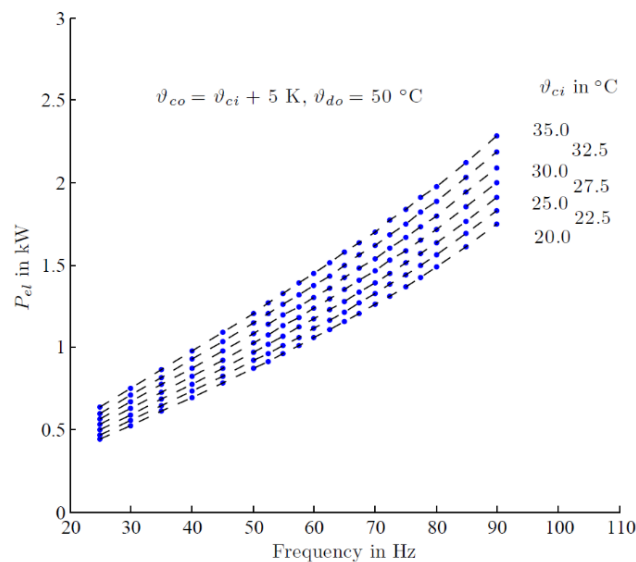
Die Größe  $\mathcal{M}_1$ , um präziser zu sein der Index dazu, repräsentiert den TES Anfangszustand des Modells, das bedeutet die Temperaturen  $\vartheta_1$ ,  $\vartheta_2$  und  $\vartheta_3$  zum Ausführungszeitpunkt der Optimierungsrechnung sind bekannt – in der Praxis wären es Messwerte, im vorliegenden Fall stammen die Werte aus der TRNSYS-Simulation. Die zweite Randbedingung mit der Summenformel am rechten Rand drückt aus, dass nur ein Modell zu einem Zeitpunkt  $i$  aktiv sein kann. Die dritte Randbedingung beschreibt in vereinfachter Form die Bildungsvorschrift für die Speichertemperaturen zum nächsten Zeitschritt unter Wirkung der Frequenz  $f_i$  (hierbei wurden die übrigen Modelleingänge nicht explizit angeschrieben). Die vierte Randbedingung drückt die Begrenzung der Kompressorfrequenz nach unten und nach oben aus. Ist die WP in Betrieb, beträgt die untere Grenze 30 Hz, ist die WP aus beträgt die untere Grenze 0 Hz. Die vorletzte Randbedingung bezieht sich auf das Referenz-Tracking oder anders gesagt auf die Frequenzführung, mehr dazu im folgenden Absatz. Die letzte, aber eine der wichtigsten Randbedingungen, bezieht sich auf die Verletzung des Solltemperaturbereichs im TES, wobei für die minimale und die maximale Temperatur die Werte 44 °C und 50 °C eingesetzt wurden. Eine Verletzung des Solltemperaturbereichs für  $\vartheta_1$  um z.B. 1 K bedeutet  $\Delta T = 1 \text{ K}$  was sich schließlich in einer Erhöhung von  $J$  durch Erhöhung des Komfortterms um  $R_T |1 \text{ K}|$  widerspiegelt.

Die Frequenzführung wird mit der vorletzten Randbedingung umgesetzt, wobei die für die Führung entscheidende Größe  $f_{\text{ref},i}$  ist. Angenommen  $f_{\text{ref},i} = 60 \text{ Hz}$ , dann würde der MPC im Betriebsfall versuchen, diese Frequenz über  $f_i$  umzusetzen. Für eine Abweichung von dieser Frequenz (nach oben oder unten) um  $\Delta f$  ist es erforderlich, dass  $s_i = \Delta f$  wird, damit die Randbedingung erfüllt werden kann, da  $f_{\text{ref},i}$  die untere aber gleichzeitig auch die obere Grenze in der Randbedingung darstellt. Die Tatsache  $s_i = \Delta f$  wirkt sich in der Kostenfunktion mit einem um  $R_{s,i} |s_i|^2$  erhöhten Wert für  $J$  aus. Das bedeutet, eine Abweichung von  $f_{\text{ref},i}$  ist nicht im Sinne der Minimierung. Ob es jedoch trotzdem, im Sinne eines globalen Optimums, sinnvoll ist von der Referenzfrequenz abzuweichen, hängt von der damit verbundenen Auswirkung insbesondere auf den Komfortterm bzw. der dafür relevanten Randbedingung ab.

Im Fall des PV-geführten Betriebes wird zur Ableitung eines numerischen Ausdrucks für die Referenzfrequenz eine Funktion der Form

$$f_{ref,i} = f_{ref}(P_{el,i}, \vartheta_{ci})_i \quad (19)$$

benötigt. In dieser Funktion ist  $P_{el}$  die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe und  $\vartheta_{ci}$  die Kondensatoreintrittstemperatur, mit dem Index  $i$  wird der Wert für einen konkreten Zeitpunkt angezeigt. Eine Möglichkeit  $f_{ref}$  abzuleiten basiert auf dem Graphen  $P_{el}(f, \vartheta_{ci})$  der in Abbildung 40 dargestellt ist – dieser Graph ist abhängig von bzw. ein Charakteristikum der Wärmepumpe. Zur Umsetzung der PV-Führung wird  $P_{el}$  in Gleichung (19) durch die prognostizierte Photovoltaikleistung ersetzt, woraus sich dann jene Frequenz ergibt, mit der die WP betrieben werden sollte, um die Leistungsaufnahme zu haben, die der PV Generation entspricht.



**Abbildung 40 Elektrische Leistungsaufnahme der WP als Funktion der Kompressor Frequenz, Pichler (2016b) .**

### Betrachtung zur Komplexität für die Lösung des Optimierungsproblems

Ein möglicher und sinnvoller Prädiktionshorizont ( $N_p$ ) für Gleichung (18) liegt zwischen 8 h und 12 h; der Regelungshorizont ( $N_c$ ) muss zumindest um einen Zeitschritt darunter liegen.

Im Vergleich zum Optimierungsproblem für den TABS-MPC aus Gleichung (10) ist jenes für den TES-MPC aufgrund des hybriden Modells und der zur Umsetzung erforderlichen Schaltvariablen ( $\delta_1, \delta_2$ ) um eine Stufe komplexer. Aus numerischer Sicht ist das zu lösende Problem ein nichtganzzahlig, gemischtes, quadratisches Problem, vgl. Camacho (2004). Der Einfachheit halber wird für die Komplexitätsabschätzung (nur) ein Regelungshorizont von 10 h herangezogen. Mit einer Zeitschrittweite von einer viertel Stunde erhält man 40 Schritte.

Das Prädiktionsmodell ist dritter Ordnung und die Kostenfunktion hat drei Freiheitsgrade. Das ergibt insgesamt 240 kontinuierliche Variable für den Horizont von 10 h. Berücksichtigt man noch die (zwei)



Schaltvariablen die sich logisch gegenseitig ausschließen und deshalb optimierungs-technisch als eine Variable aufgefasst werden können, dann ergeben sich insgesamt 40 binäre Variable bzw. binäre Entscheidungen über den gesamten Horizont von 10 h. Nach Gleichung (20) bedeutet das, dass theoretisch  $2^{40} = 1.1 \cdot 10^{12}$  quadratische Programme (QP) mit jeweils 240 kontinuierlichen Variablen gelöst werden müssen um das globale Optimum zu finden. In der Praxis gibt es Optimierungsalgorithmen die durch geeignete Vorselektion optimaler Entscheidungen die Anzahl an zu lösenden Problemen deutlich reduzieren können (Camacho, 2004).

Anzahl der theoretisch zu lösenden QP  $= 2^{n_b}$  mit  $n_b$  ... Anzahl binärer Entscheidungen (20)

Als Optimierungsalgorithmus zum Auffinden des Minimums wurde ein Gurobi Solver verwendet (Gurobi, 2015).

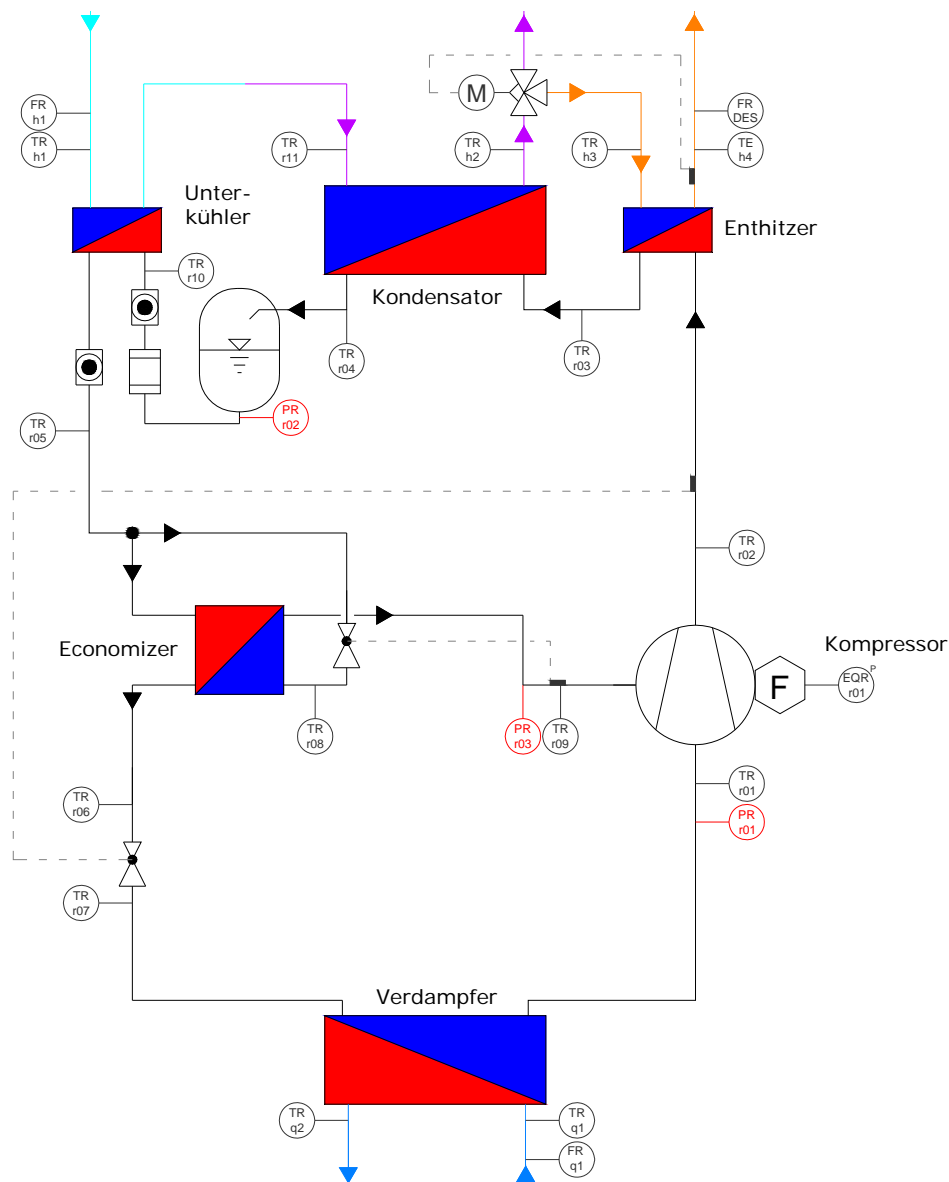
### 3.3 Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen

In AP4 - Vermessung von Komponenten im Labor – wurden Messungen an einem Funktionsmuster der von Heliotherm entwickelten Wärmepumpe im Labor des IWT durchgeführt. Diese sollten als Grundlage zur Validierung eines Simulationsmodells für Wärmepumpen, das am IWT weiterentwickelt wurde (Dott et al., 2012), dienen.

Bei dem Funktionsmuster handelt es sich um eine Sole/Wasser-Wärmepumpe (S/W-WP) mit dem Kältemittel R410A mit einer implementierten Enthitzerschaltung und einem drehzahlgeregelten Kompressor mit Dampfeinspritzung.

Die Wärmepumpe ist so aufgebaut, dass das Kältemittel am Punkt „r01“ vom Kompressor angesaugt und verdichtet wird. Über die Druckgasleitung gelangt das gasförmige Kältemittel in den Enthitzer (Plattenwärmetauscher), wo das Kältemittel bei aktivem Enthitzer nahezu isobar abgekühlt wird. Der Austritt aus dem Enthitzer ist mit dem Eintritt des Kondensators (ebenfalls Plattenwärmetauscher) verbunden. Im Kondensator wird das Kältemittel verflüssigt und gelangt nachfolgend in den Hochdrucksammler (HD-Sammler). Danach sind ein Filtertrockner und ein Schauglas angeordnet, gefolgt vom Unterkühler (Plattenwärmetauscher), in dem das flüssige Kältemittel bei Kondensationsdruck unterkühlt wird.

Das unterkühlte Kältemittel wird in zwei Teilströme aufgeteilt, wobei ein Teil für die Dampfeinspritzung genutzt und der andere Teil dem Verdampfer zugeführt wird. In Richtung Dampfeinspritzung wird das Kältemittel durch ein Expansionsventil auf den Mitteldruck entspannt, in einem Plattenwärmetauscher (Economizer) verdampft und dem Kompressor auf der mittleren Druckstufe zugeführt. Im Kompressor werden der Economizer-Teilstrom auf Mitteldruckniveau und der Verdampfer-Massenstrom wieder zum Gesamtmassenstrom, welcher durch den Kondensator fließt, zusammengeführt.



**Abbildung 41: Wärmepumpenlayout und Messstellen für Temperatur, Druck und Durchfluss**

Der zweite Teil des Kältemittelmassenstromes durchläuft den Economizer-Wärmetauscher im Gegenstrom zum ersten Teil, wobei das Kältemittel weiter unterkühlt wird. Nach Austritt aus dem Economizer wird das Kältemittel über das Haupt-Expansionsventil auf Verdampfungsdruck entspannt und strömt in den Verdampfer (Plattenwärmetauscher). Das verdampfte Kältemittel wird dem Kompressor zugeführt und der Kreislauf ist geschlossen.

Abbildung 41 zeigt schematisch den Aufbau der Wärmepumpe und der installierten Messstellen für Druck (PR), Temperatur (TR), Durchfluss (FR) und elektr. Energieaufnahme (EQR)<sup>P</sup>. Hierbei steht „r“ für die Kältemittel-, „h“ für die Senken- und „q“ für die Quellenseite.

Alle im Kältekreislauf positionierten Temperaturmessstellen, inkl.  $TR_{r11}$ , wurden mit Thermoelementen Typ K ausgestattet, auf der Quellen- und Senkenseite wurden aus Genauigkeitsgründen Pt100-Sensoren verwendet. Für die Durchflussmessung wurden Magnetisch-Induktive Durchflussmessgeräte (MID) installiert. Für die Druckmessung werden die schon seitens Heliotherm in der Wärmepumpe

installierten Sensoren verwendet, welche mit der Kennzeichnung PR in Abbildung 41 dargestellt sind. Tabelle 1 enthält eine Auflistung der Messstellen und deren wichtigster Daten.

Für die Analyse der Wärmepumpe wurden insgesamt 117 stationäre Messpunkte bei unterschiedlichen Betriebszuständen<sup>1</sup> sowohl für den Heizungs- als auch den Warmwasserbetrieb mit unterschiedlichen Eintrittstemperaturen in den Verdampfer und den Unterkühler und verschiedenen Kompressor-Drehzahlen aufgenommen.

**Tabelle 1: Messstellenliste und Daten der Messgeräte**

Messstelle	Fluid	Kategorie	Typ	Messbereich	Genauigkeit (kalibriert)
TR_r01..10	R410A	Temperatur	TE Typ K	-40 – 1100 °C	±0,15 K <sup>2</sup>
PR_r01	R410A	Relativdruck		0 – 20 bar	±3 % FS
PR_r02	R410A	Relativdruck		0 – 50 bar	±3 % FS
PR_r03	R410A	Relativdruck		0 – 34,5 bar	±3 % FS
TR_r11	Wasser	Temperatur	TE Typ K	-40 – 1100 °C	±0,15 K <sup>2</sup>
TR_h1..h4	Wasser	Temperatur	Pt 100	-200 – 850 °C	±0,06 K <sup>2</sup>
FR_h1	Wasser	Volumenstrom	MID	0 – 6000 l/h	±0,5 %
FR_DES	Wasser	Volumenstrom	MID	0 – 1500 l/h	±0,4 % <sup>3</sup>
TR_q1..q2	Sole	Temperatur	Pt 100	-200 – 850 °C	±0,06 K <sup>2</sup>
FR_q1	Sole	Volumenstrom	MID	0 – 6000 l/h	±0,5 %
EQR <sup>P</sup>	-	Elektr. Energie	Impuls-zähler	0 – 15 kW	±1 %

Die Testbedingungen wurden für den Heizungsmodus der Wärmepumpe so definiert, dass bei einer vorgegebenen Eintrittstemperatur in den Unterkühler (20 °C oder 30 °C) der wasserseitige Durchfluss über eine drehzahlgeregelte Pumpe so eingestellt wird, dass eine Spreizung von 5 K erreicht wird. Der wasserseitige Massenstrom über den Enthitzer wurde so geregelt, dass eine Austrittstemperatur von 55 °C erreicht wird, um z.B. das Bereitschaftsvolumen eines Pufferspeichers beladen zu können. Auf der Quellenseite wurden für den stationären Wärmepumpentest drei Soleeintrittstemperaturen definiert (5 °C, 2,5 °C und 10 °C). Der Sole-Massenstrom über den Verdampfer wurde so gewählt, dass eine Spreizung von 3 K erreicht wird.

Abbildung 42 zeigt exemplarisch den gemessenen Betriebspunkt B2,5W36 bei einer Drehzahl von 3600 rpm im Temperatur-Enthalpie-Diagramm (t-h Diagramm), wobei die Sole-Eintrittstemperatur (engl.: Brine) in den Verdampfer 2,5 °C und die Wasseraustrittstemperatur aus dem Kondensator 36 °C beträgt.

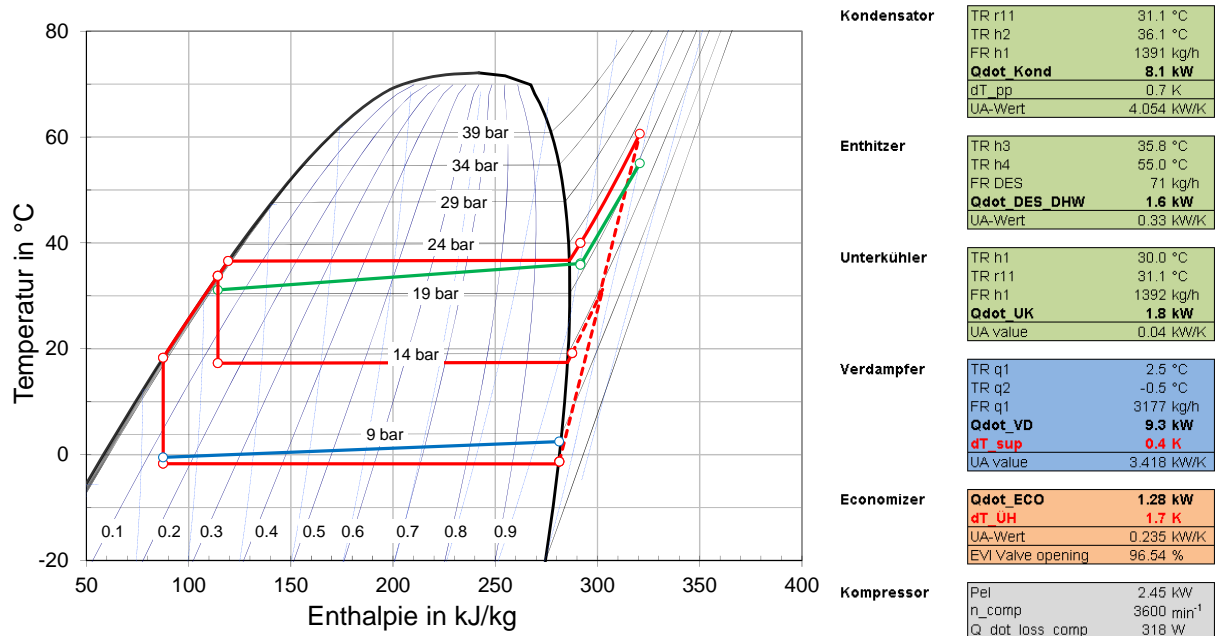
Aufgrund der verwendeten Heißgas-Temperaturregelung kann eine Überhitzung am Verdampfer von nahezu 0 K erreicht werden. Es ist ersichtlich, dass der überhitzte Teil des Kältemittels gut vom Enthitzer genutzt wird, da dieser zum einen eine hohe Austrittstemperatur von ca. 55 °C auf der Wasserseite z.B. für die Warmwasserbereitung erreicht (grüne steile Linie). Zum anderen liegt die kältemittelseitige

<sup>1</sup> Sole-Eintrittstemperaturen von -5 bis 10 °C, Wasser-Eintrittstemperaturen von 20 bis 50 °C, Kompressor-Drehzahlen von 1800 bis 7020 rpm

<sup>2</sup> Kalibriert von -25 °C bis 95 °C, außer TR\_h3 auf Teilbereich 5 °C bis 80 °C

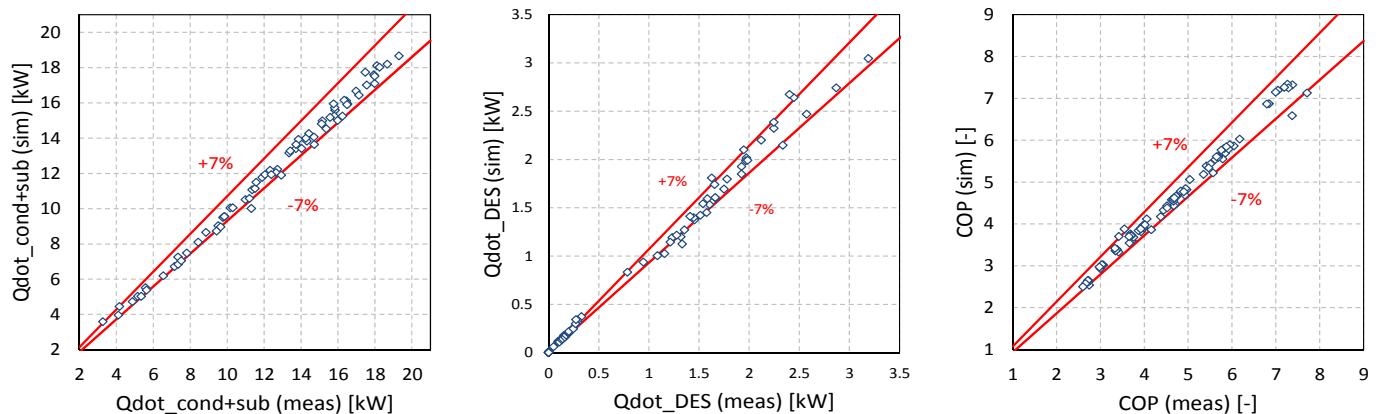
<sup>3</sup> Kalibriert auf einen Bereich von 10 – 150 l/h

Austrittstemperatur nahezu auf der Grenzkurve zum 2-Phasengebiet. In diesem Messpunkt wird ein COP von 4,66 erreicht.



**Abbildung 42: Exemplarischer Betriebspunkt (B2,5W36 mit 3600 rpm) der Wärmepumpe im T-h-Diagramm mit aktiver Enthitzerschaltung (links) und Details der Temperaturen, Massenströme, Überhitzungen, Leistungen, etc. (rechts)**

Als nächster Schritt wurde anhand der erhaltenen Messergebnisse aus 82 Messpunkten das Wärmepumpenmodell Type 887 (Dott et al., 2012) für die Simulationsumgebung TRNSYS parametrier. Dabei wurden vom Kältemittel- und Wasser- bzw. Sole-seitigen Durchfluss abhängige Funktionen für das Wärmeübertragungsvermögen (UA in W/K) der einzelnen Wärmetauscher erstellt. Ausgehend von Herstellerdaten des verwendeten Kompressors wurde jeweils ein Kennfeld für den Gesamt-isentropen und den volumetrischen Wirkungsgrad sowie die Wärmeverluste des Kompressors abgeleitet. Ein Vergleich der Simulationsergebnisse mit dem parametrierten Modell mit den durchgeführten Messungen ist in Abbildung 43 dargestellt, wobei eine gute Übereinstimmung erreicht werden konnte.



**Abbildung 43: Vergleich von Simulationsergebnissen (sim) und Messungen (meas) mit 82 Messpunkten; Kondensatorleistung inkl. Unterkühler (links), Enthitzerleistung (Mitte), Leistungszahl COP, (rechts)**

### 3.4 Hil-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszuständen

#### 3.4.1 Entwicklung des Kommunikationsmoduls „Lab-Communicator“

Zum Aufbau des HiL-Labors (Hardware in the Loop) an der UIBK musste im Rahmen des Projektes TheBat (gemeinsam mit dem Projekt DAKTris; FFG 840650) zuerst die notwendige Software-Infrastruktur für den Informationsfluss zwischen der TRNSYS-Simulationsumgebung und dem Labor geschaffen werden (siehe auch Kap.: 2.4.4).

In Abbildung 44 ist dazu das Prinzipschema für den notwendigen Informationsfluss zwischen der Wärmepumpe im Labor und der TRNSYS-Simulation dargestellt. Als wesentliches Element musste die Kommunikationsschnittstelle „Lab-Communicator.DLL“ als „Type 4844“ programmiert werden. Dieser Lab-Communicator wurde von Grund auf neu entwickelt, da für diese Anwendung keine bestehende Software zur Verfügung stand.

Abbildung 45 zeigt die im Labor benötigten 4 Hauptkomponenten 1) Regelung der Wärmequellen/senkenanlage, 2) Wärmepumpe mit integrierter Regelung, 3) der Abgang als hydraulische und regelungstechnische Schnittstelle zwischen Wärmequellen/senkenanlage und Wärmepumpe und 4) der LabCommunicator als digitales Verbindungsglied des Labors zur TRNSYS-Simulation. Die Kommunikation zwischen all diesen Komponenten ist mittels Modbus-Protokoll realisiert.

## Überblick Informationsfluss

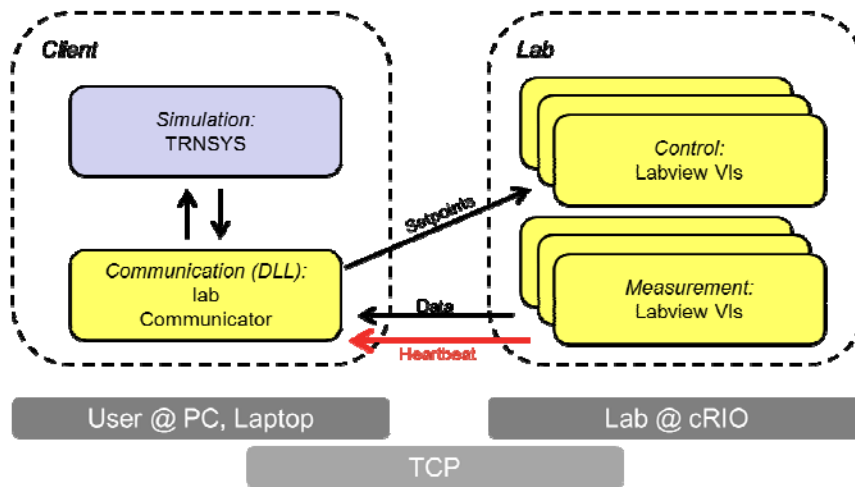


Abbildung 44: Integrationskonzept für den Informationsfluss zwischen Labor und TRNSYS-Simulation

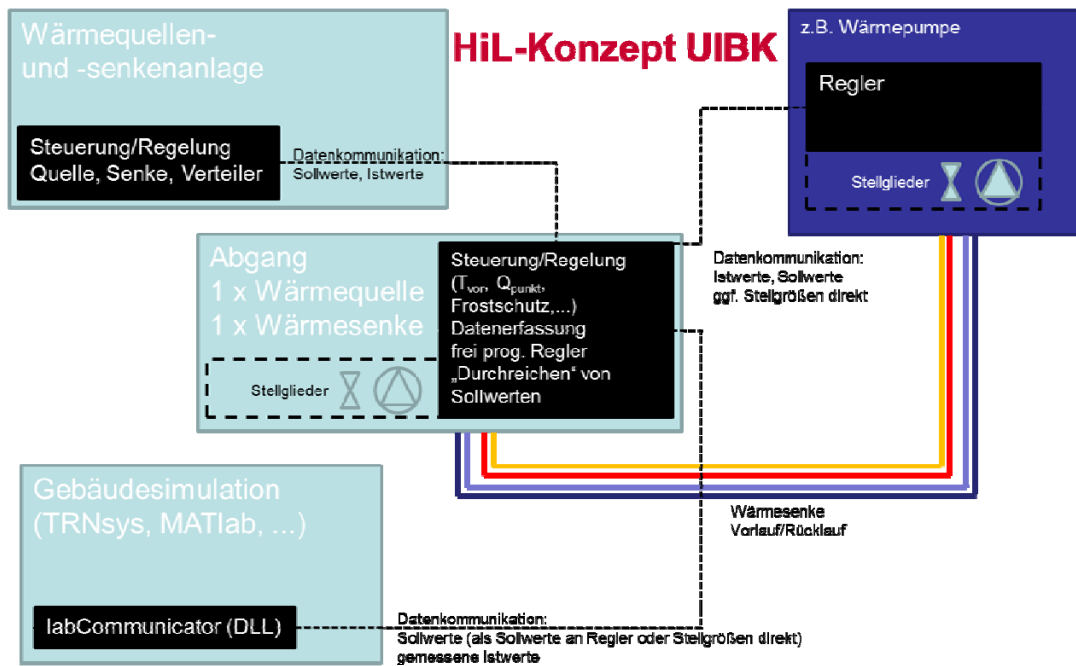
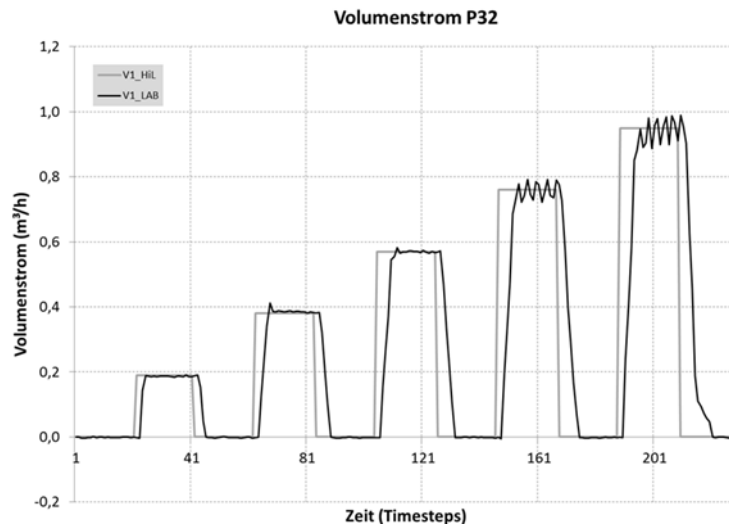


Abbildung 45: Darstellung der Hauptkomponenten welche im Labor im Rahmen der HiL-Simulation miteinander kommunizieren.

Nach Entwicklung und erfolgreichen Tests an Hand einfacher Beispiele wie in Abbildung 46 beispielsweise an Hand einer Volumenstromregelung gezeigt, konnte die von Heliotherm als Funktionsmuster entwickelte Wärmepumpe installiert werden.

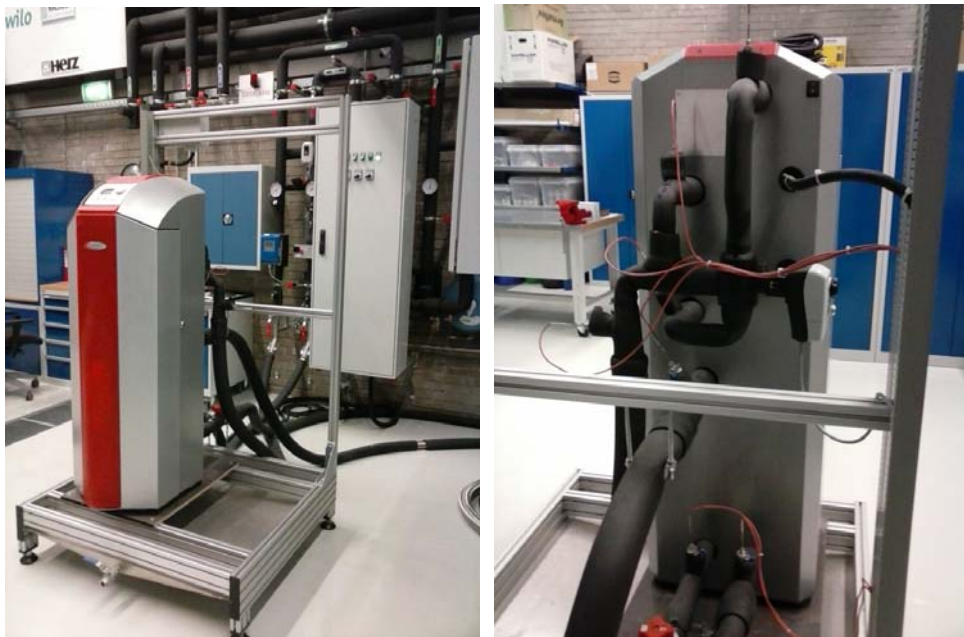




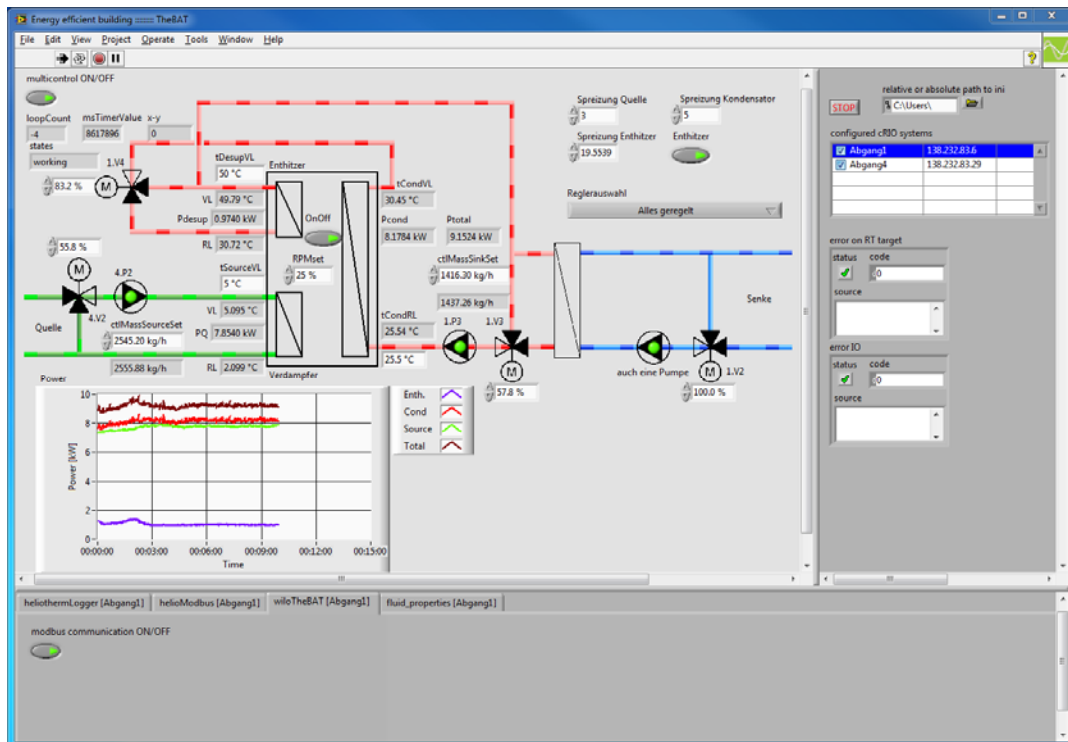
**Abbildung 46: HiL – Test am Beispiel einer Volumenstromregelung mit Sollwertvorgabe (V1\_HiL) aus dem Simulationsprogramm und tatsächlich gemessenem Wert im Labor (V1\_LAB).**

### 3.4.2 Testaufbau für die HiL-Messungen mit der Wärmepumpe

In Abbildung 47 ist die installierte Wärmepumpe im UIBK Labor zu sehen, welche mittels dem in Abbildung 48 dargestellten „Graphischen User Interface“ (GUI) auf Basis des Programms Labview geregelt bzw. deren Messdaten erfasst werden können.

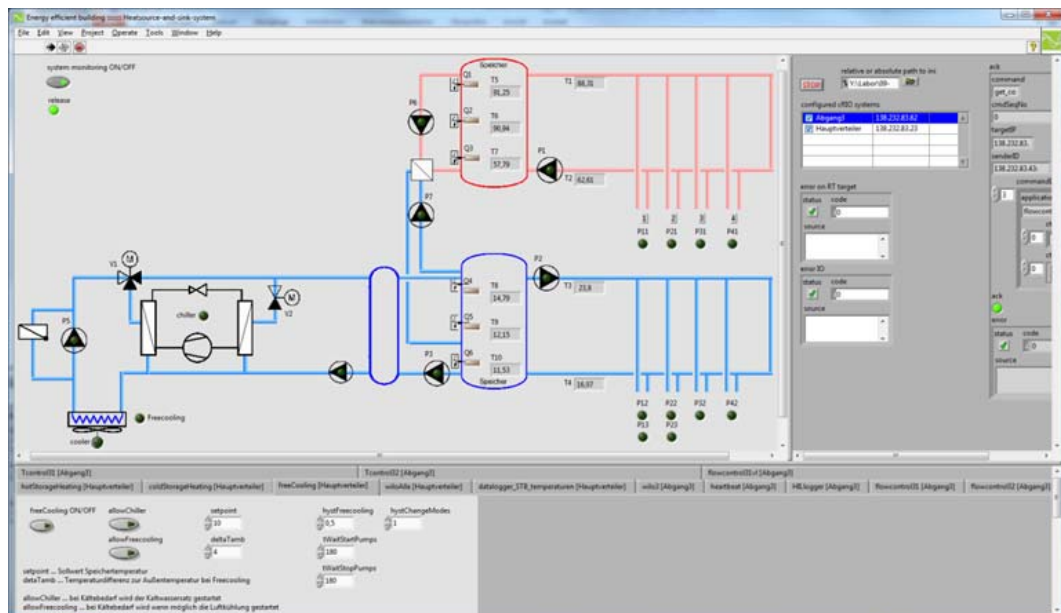


**Abbildung 47: Die als Funktionsmuster entwickelte Wärmepumpe mit 3-Wegeventil für Enthitzer-Massenstromregelung und installierte Temperaturfühler.**



**Abbildung 48: Graphisches User Interface für den Abgang mit der integrierten Wärmepumpe und den Mess- und manuell oder via TRNSYS-Simulation manipulierbaren Einstellwerten.**

Die Wärmepumpe ist in die Wärmequellen/senkenanlage eingebunden, die ebenfalls via GUI geregelt und messtechnisch erfasst wird (Abbildung 49).



**Abbildung 49: Graphischen User Interface basierend auf Labview für die Wärmequellen/senkenanlage**

### 3.4.3 Messergebnisse der HiL-Messungen mit der Wärmepumpe - Modellvalidierung

Ziel der Messungen war die Validierung in den verschiedensten Betriebszuständen des für das Simulationsprogramm verwendeten Wärmepumpenmodells (Dott, 2012), welches vom IWT auf Basis

der eigenen Messungen und Herstellerangaben parametrisiert wurde. Dazu wurde folgendes Messprogramm abgefahren:

### **Generelle Randbedingungen:**

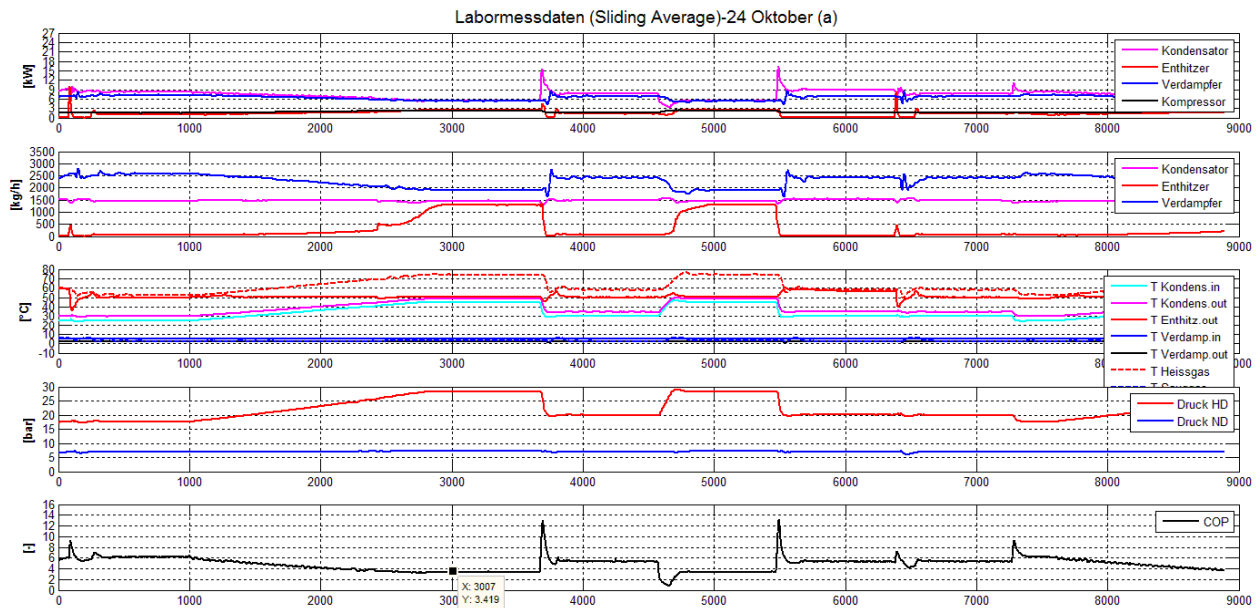
- a) Verdampfer Eintritt = 5°C; Massenstromregelung des Solekreises mit 3 K Spreizung
- b) Kondensator Temperaturdifferenz = 5 K
- c) Vor und nach jedem Zustandswechsel immer ca 30 Min stabiler/konstanter Betrieb
- d) Kompressordrehzahl konstant immer entsprechend einer Aussentemperatur von 5°C entsprechend der Parametrierung wie sie in der Wärmepumpe standardmäßig vorgegeben ist.

### **Folgende 6 Betriebszustände wurden abgefahren:**

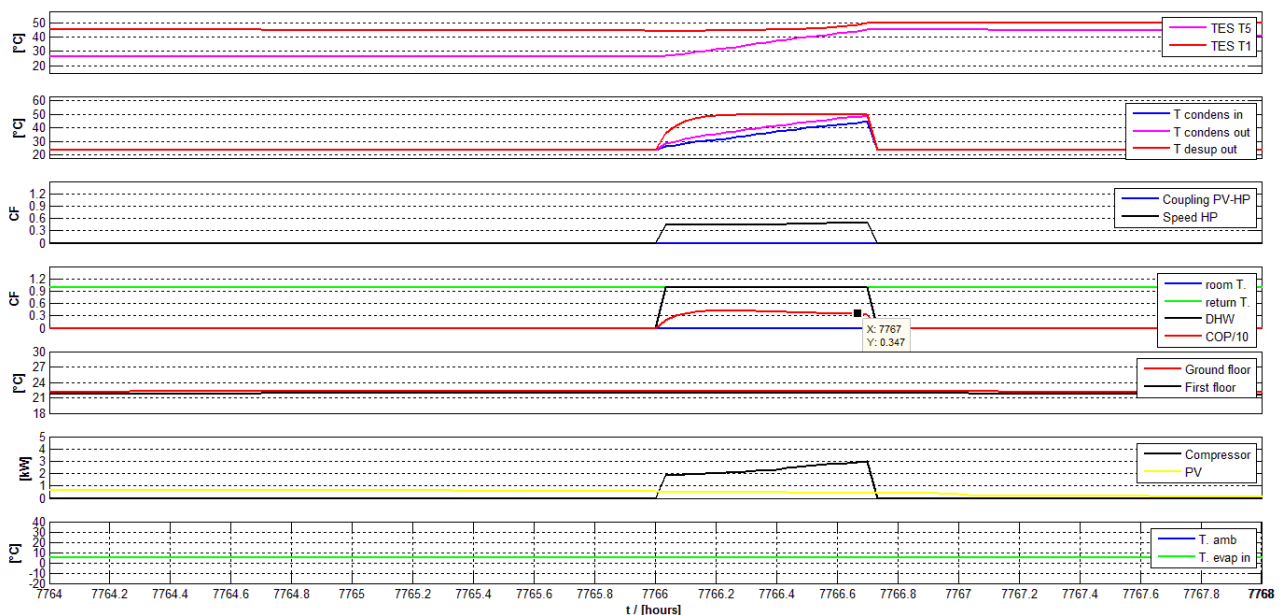
- 1) Enthitzer auf Soll-Austrittstemperatur = 50°C; Kondensator-Eingang als Rampe von 25°C über 1 Stunde steigend auf 45°C (soll den Fall simulieren, dass der Speicher für Warmwasser von 25°C auf 50°C aufgeheizt wird)
- 2) Enthitzer auf Soll-Austrittstemperatur = 50°C; Kondensator-Eingang als Sprung (soweit mit den Regelventilen möglich) von 45°C auf 30°C (soll den Fall simulieren, dass der Kondensatoreintritt von Speicheraustritt auf Fußbodenheizung umgeschaltet wird)
- 3) Enthitzer auf Soll-Austrittstemperatur = 50°C; Kondensator-Eingang als Sprung (soweit mit den Regelventilen möglich) von 30°C auf 45°C (soll den Fall simulieren, dass der Kondensatoreintritt von Fußbodenheizung auf Speicheraustritt umgeschaltet wird; => entspricht Anforderung Warmwasserbereitung bei schon vorgewärmtem Speicher)
- 4) Enthitzer von Soll-Austrittstemperatur = 50°C auf Soll-Austrittstemperatur = 100°C (also Enthitzer aus!); Kondensator-Eingang = 30°C (soll den Fall simulieren, dass der Enthitzer während des Betriebes abgeschaltet wird)
- 5) Enthitzer von Soll-Austrittstemperatur = 100°C (also Enthitzer aus!) auf Soll-Austrittstemperatur = 50°C; Kondensator-Eingang = 30°C (soll den Fall simulieren, dass der Enthitzer während des Betriebes eingeschaltet wird)
- 6) Enthitzer auf Soll-Austrittstemperatur = 50°C; Kondensator-Eingang als Rampe von 25°C über 2 Stunden steigend auf 55°C (soll den Fall simulieren, dass mit PV der Speicher maximal auf ca 60°C aufgeheizt wird)

In Abbildung 50 ist der gesamte Testzyklus überblicksmäßig in einer Gruppe von 5 übereinander angeordneten Diagrammen für alle wesentlichen Messdaten dargestellt.

Zur Validierung des Wärmepumpensimulationsmodell sei beispielsweise folgender Vergleich erläutert: Der Betriebszustand von Stunde 1000 bis Stunde 3000 in Abbildung 50 (HiL-Messung) entspricht dem Betriebszustand 1) „Speicher für Warmwasser beladen“ in obiger Auflistung. Abbildung 51 zeigt die ähnliche Situation aus einer Jahressimulation herausgeschnitten. Der simulierte COP zur Stunde  $x=7767$  beträgt 3,47 während in der HiL-Messung zur Stunde  $x=3007$  ein COP von 3,42 angezeigt wird. In beiden Situationen ist die Speicherbeladung praktisch beendet und Verdampfer-Eintrittstemperatur (5°C), Kondensatoreintrittstemperatur (44°C) und Enthitzer-Austrittstemperatur (50°C) praktisch gleich.

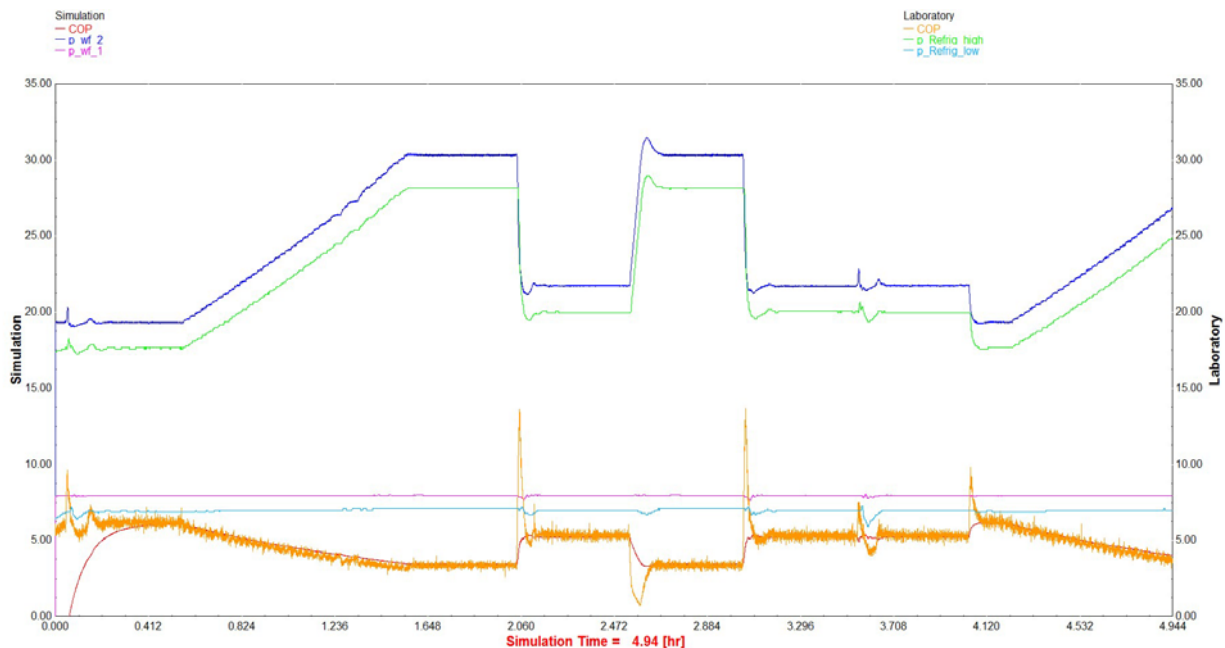


**Abbildung 50: HiL-Messergebnis der Wärmepumpe mit 6 verschiedenen, sich dynamisch ändernden Betriebszuständen**



**Abbildung 51: Ausschnitt eines Simulationsergebnisses der Wärmepumpe während des Beladens des Speichers zur Warmwassererzeugung als Vergleich zu Abbildung 50.**

Die in Abbildung 50 dargestellte Messsequenz wurde dann auch in TRNSYS nachsimuliert, indem die Messdaten als Eingabedaten für die Simulation verwendet wurden. Das Ergebnis ist in Abbildung 52 für die Arbeitszahl (COP) und die internen Drücke dargestellt. Wesentliches Vergleichskriterium ist der COP der Simulation (rote Linie), der mit den Messwerten im Labor (gelbe Linie) im Mittel sehr gut übereinstimmt. Einzig die internen Speichereffekte bei den in diesem Testlauf sehr extremen Lastwechseln sind bei der Simulation deutlich geglättet, da nur durch eine e-Funktion abgebildet.



**Abbildung 52: Nachsimulation der HiL-Messergebnisse der Wärmepumpe mit 6 verschiedenen, sich dynamisch ändernden Betriebszuständen**

Die Parametrierung des Wärmepumpenmodells stimmt mit der HiL-Labormessung also recht gut überein.

### 3.5 Labormessung für Systemtest PV und Wärmepumpe

Für die Kopplung zwischen Wärmepumpe und PV- Anlage wurde von Heliotherm ein separates Hardware-Modul entwickelt, das eine möglichst belastbare Kommunikation zwischen Wechselrichter und Wärmepumpenregler gewährleistet. Weiterfolgend wurde die Leistungsregelung der Wärmepumpe nach PV- Ertrag an einer Testanlage untersucht. Für eine intelligente Freigabe der PV- Anforderung an die Wärmepumpe wurde eine eigene Schwellenwert- und Kennlinienstrategie entworfen.

### 3.6 Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie

Am UIBK wurden auf Basis der Jahressimulationen Wirtschaftlichkeits- und Ökologische Analysen durchgeführt. Beispielhaft für das Gebäude RES45 ergeben sich die jährlichen Netto-Betriebskosten (Strombezugskosten minus PV-Einspeiseertrag) wie in folgender Abbildung 53 dargestellt. Eine Reduktion der Betriebskosten (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.

In Abbildung 54 ist das Ergebnis der in einem zweiten Schritt mit Hilfe des „T53E<sup>4</sup>“ Bewertungstools durchgeführten Vollkostenrechnungen über die Lebensdauer mit Kosten für Investition, Wartung und Betrieb als Kostenverhältnis der Wärmegestehungskosten (EUR/kWh) zur Referenzanlage dargestellt. Deutlich ist zu sehen, dass mit nur zufällig gleichzeitiger PV-Stromerzeugung und Wärmepumpenbetrieb (die Fälle SELF) die Kosten höher (CostRatio >1) sind als jene der Referenzanlage ohne PV bzw. die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Wärmeerzeugung mit PV-Strom von knapp 1200 kg CO<sub>2</sub>/a nur auf maximal 800 kg CO<sub>2</sub>/a (REF vs. SELF2000) 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).

**Betriebskosten für das RES45 Gebäude  
in Kombination mit 20 m<sup>2</sup> (links) und 40 m<sup>2</sup> (rechts) PV Fläche.**

Netz-Stromkosten = 18 EUR-cent/kWh ⇔ Einspeisetarif = 5 EUR-cent/kWh

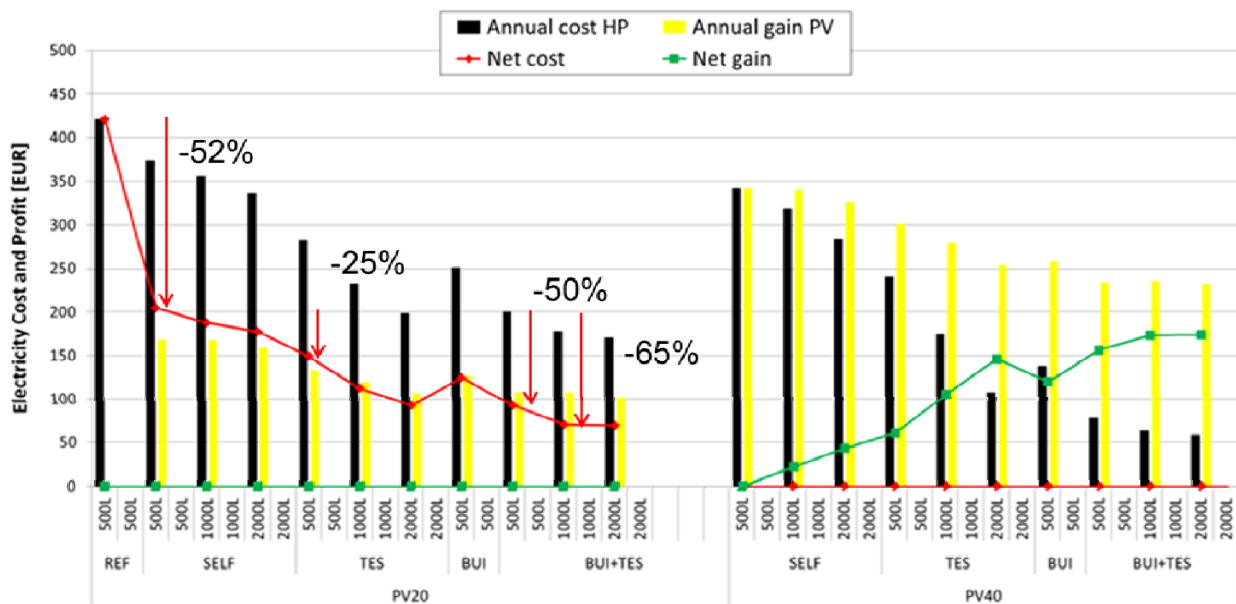
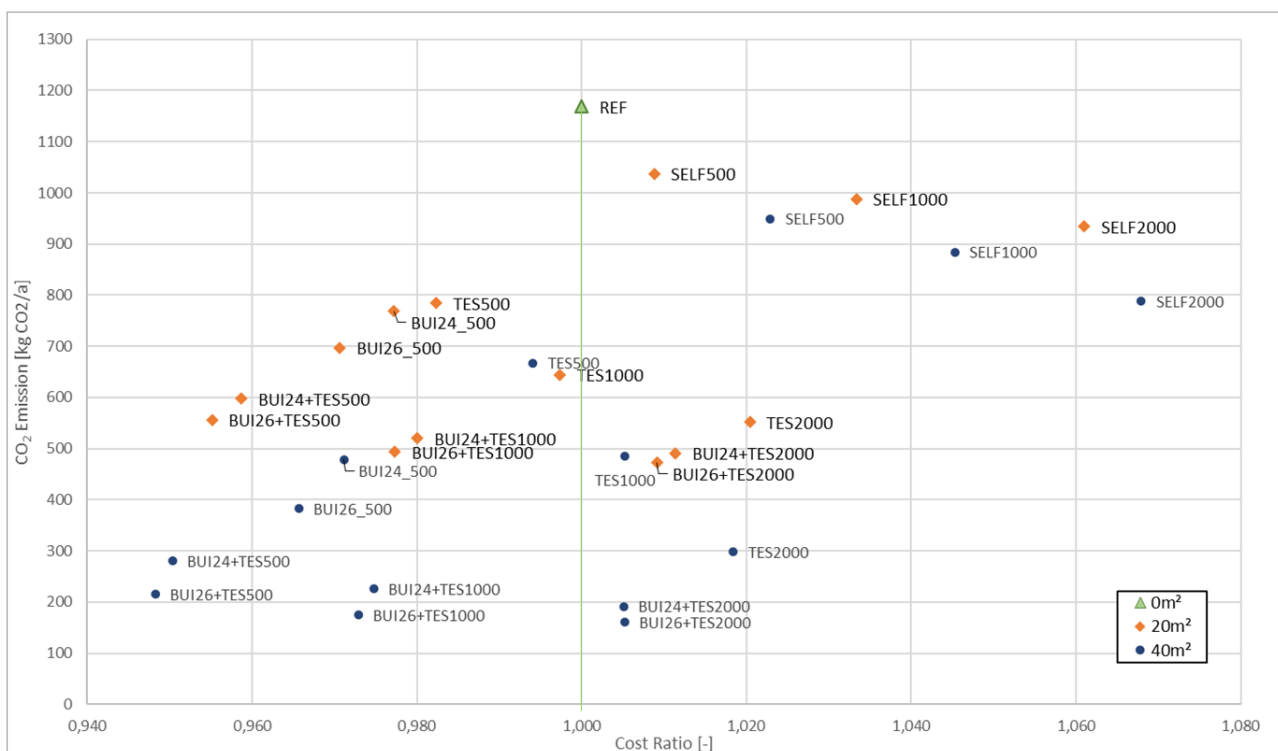
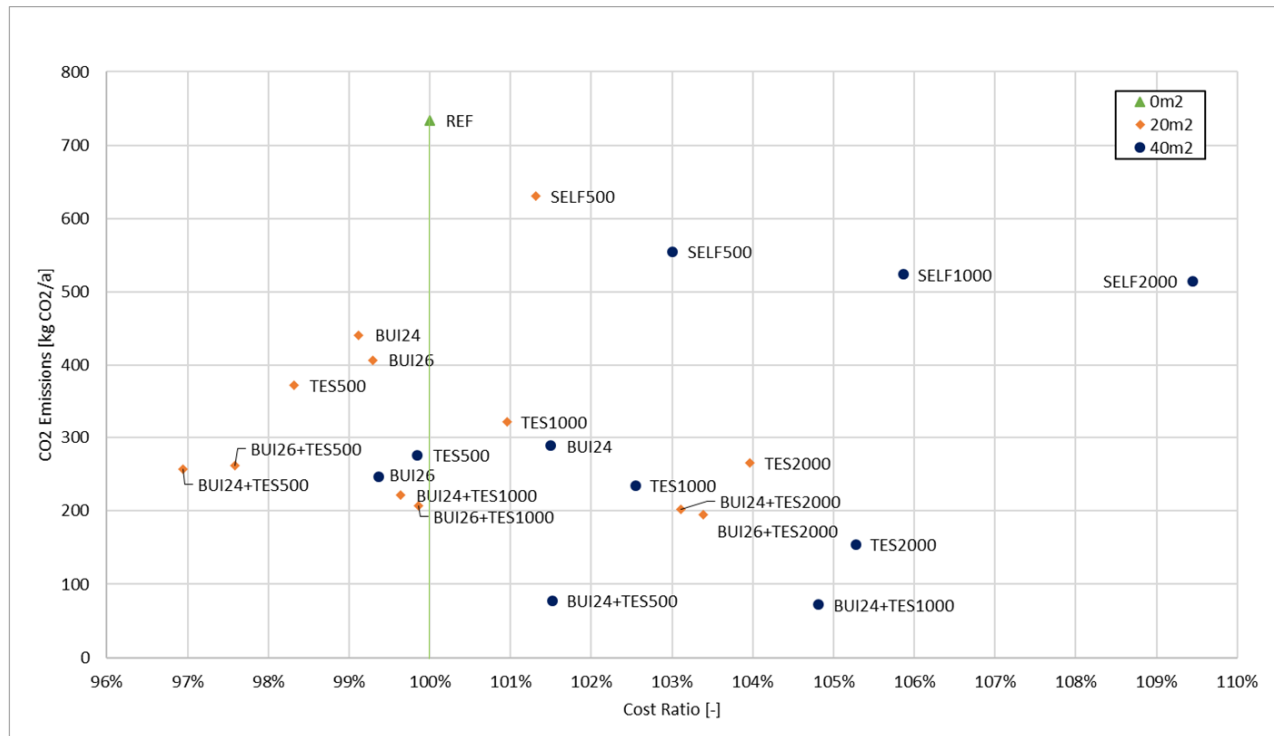


Abbildung 53: Potential zur Reduktion der Betriebskosten für das Niedrigenergiehaus RES45.

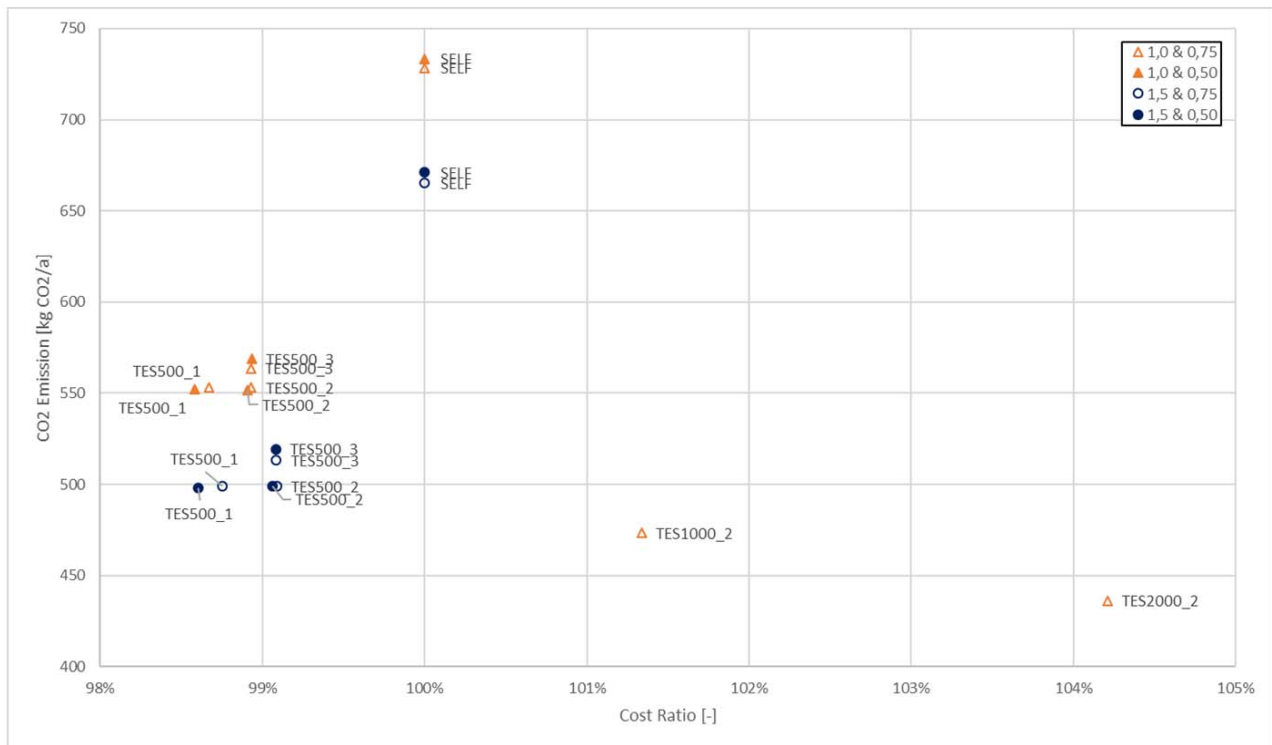




**Abbildung 54: Potential zur Reduktion der CO2-Emissionen über das Kostenverhältnis (CostRatio) für das Niedrigenergiehaus RES45.**



**Abbildung 55: Potential zur Reduktion der CO2-Emissionen über das Kostenverhältnis (CostRatio) für das Passivhaus RES15.**

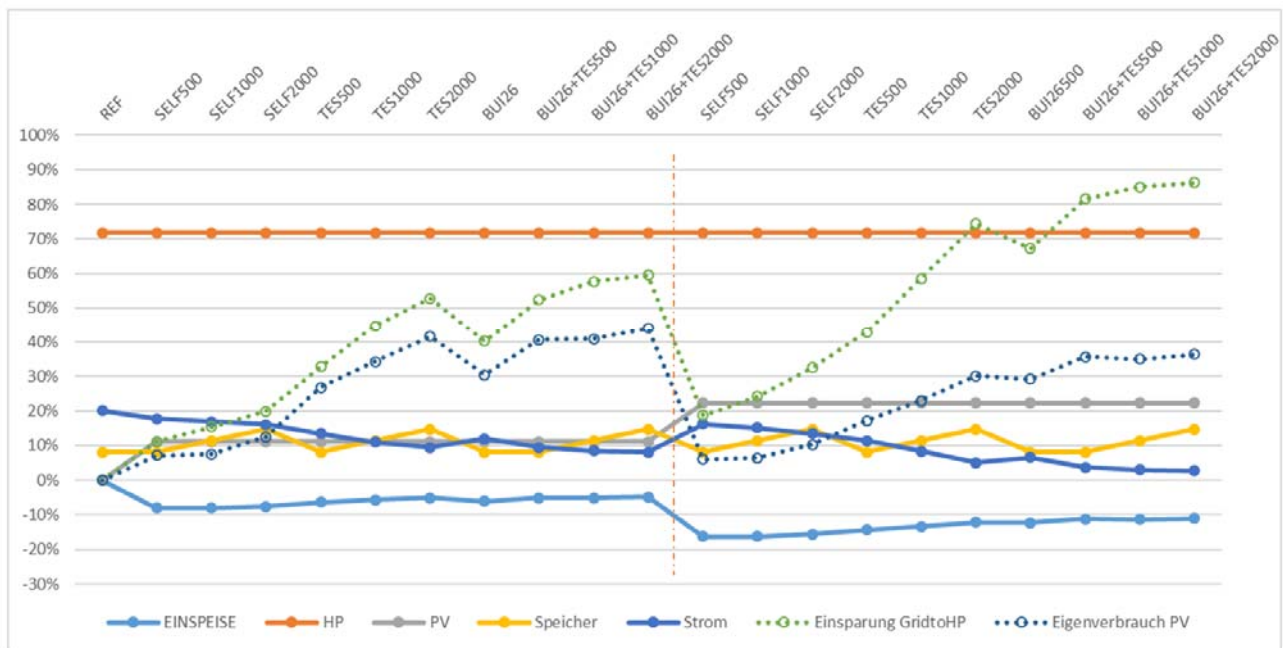


**Abbildung 56: Potential zur Reduktion der CO2-Emissionen über das Kostenverhältnis (CostRatio) für das Bürohaus OFF45. (Parameter sind: a) Standard interne Lasten (1,0) und 1,5-fach; b) Fensterabschattung im Sommer mit 75% bzw. 50%; c) Kühlung im Sommer nach Bedarf: „\_1“, nur mit PV-Strom und minimaler WP-Leistung; „\_2“, nur mit PV-Strom und Kühlleistung entsprechend PV-Leistung; „\_3“)**

Abbildung 55 zeigt, dass im Passivhaus RES15 es schon schwieriger wird ein CostRatio <1 zu erreichen bzw. ist das CO2-Einsparungspotential geringer, da bereits der REF-Fall mit etwas über 700 kg CO2/a relativ niedrig liegt.

Abbildung 56 zeigt für das Bürohaus zwar CO2-Einsparungspotential, aber gerade noch zu annähernd gleichen Kosten wie die jeweiligen Referenzfälle (SELF).

Abbildung 57 zeigt beispielhaft die Sensitivitätsanalyse der Kostenkomponenten für das RES45, wie sie für alle Gebäude durchgeführt wurde. Ein positiver hoher Prozentsatz (zB die Wärmepumpe HP mit ca. 70%) bedeutet eine stark verteuernde Wirkung auf die gesamten Wärmegestehungskosten, negative Prozentsätze (zB der Einspeisetarif) entsprechend eine Reduktion. Grundsätzlich ist die Wärmepumpe der größte Kostentreiber, während mit steigendem Eigenverbrauch PV der Einfluss der Netzstromkosten (Strom) bis zur Bedeutungslosigkeit sinkt. Deutlich zu sehen ist auch, dass der Einspeisetarif mit steigendem PV-Eigenverbrauchsanteil an Bedeutung verliert.



**Abbildung 57: Sensitivitätsanalyse der Kostenkomponenten für das RES45 (die strichpunktierte, rote Linie stellt den Wechsel von 20 auf 40m<sup>2</sup> PV dar; punktiert die Simulationsergebnisse der jeweiligen Konfiguration).**

In Abbildung 58 ist dargestellt, wie sich die Nutzung flexibler Netzstrompreise (nach EXAA 2012) gegenüber fixen Preisen (180 EUR/MWh) auf die Betriebskosten auswirken. Im Fall 311 ergibt sich durch die hauptsächliche Betriebszeit in den frühen Morgenstunden eine leichte Verbilligung zu durchschnittlich 172 EUR/MWh bei auch gleichzeitiger Reduktion der absoluten Betriebskosten (Cost\_HP) von 420 auf ca. 400 EUR/a. Wenn allerdings versucht wird zu Zeiten mit Strompreisen unter dem Tagesdurchschnittspreis mit der Wärmepumpe Wärme in den Speicher und/oder in das Gebäude zu speichern, dann ergeben sich zwar geringere spezifische Stromkosten (bis zu 141 EUR/MWh) aber die absoluten Gesamtkosten (Cost\_HP) sind deutlich höher (bis zu 570 EUR/a im Fall 314), da die erhöhten Wärmeverluste den Preisvorteil mehr als kompensieren.



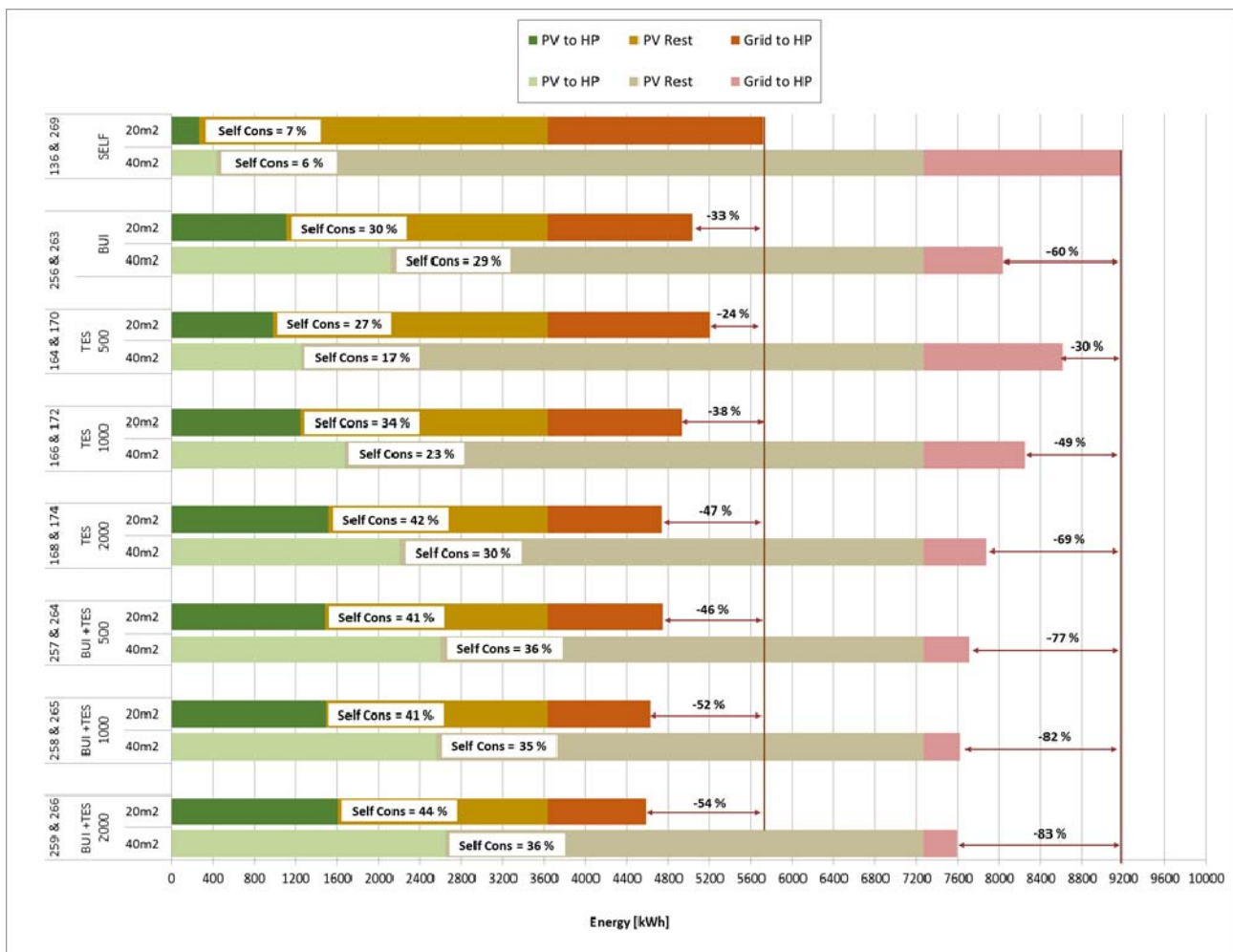
**Abbildung 58: Netzstrombetriebskosten für das RES45 (ohne PV) für konstanten (REF) und variable Strompreise (311 bis 317) mit unterschiedlichen Regelungsstrategien zur Preiskopplung.**

## 4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die wesentlichen Ergebnisse aus Kap. 3 werden nun hier zusammengefasst in gleichen Unterkapiteln mit entsprechenden Verweisen dargestellt.

### 4.1 Jahressimulationen mit optimierter konventioneller Regelung

Es konnte mittels Simulationsstudien an der UIBK gezeigt werden, dass durch PV-Kopplung mit einer Wärmepumpe und Nutzung der Gebäudemasse und/oder des Pufferspeichers als „Thermische Batterie“ deutliche Steigerungspotentiale zur PV-Eigennutzung bis zu einer Versechsfachung (bei gleichzeitiger Halbierung des Netzstromverbrauches für die Wärmepumpe) durch eine optimierte Regelungsstrategie basierend auf konventionellen Reglern auch ohne PV-Ertragsvorhersagen potentiell möglich sind. Wärmepreise mit solch optimierter PV-Kopplung können damit sogar günstiger werden als die vergleichbare Referenzanlage ohne PV-Anlage während konventionell betriebene PV-WP-Anlagen zu höheren Wärmepreisen führen (siehe Kap. 3.6 bzw. 4.6).



**Abbildung 59: Anteil des PV-Stromes von der Wärmepumpe direkt genutzt (PV to HP) und der Rest zum Gesamt PV-Stromertrag (PV Rest – also für Haushalt bzw. Netzeinspeisung) sowie der verbleibende benötigte Netz-Strombezug für die Wärmepumpe (Grid to HP) für das Gebäude RES45.**

Der Vergleich optimierte, konventionelle Regelung mit der Modellprädiktiven Regelung (MPC) am Beispiel RES45 zeigt, dass auch ohne Vorhersage von potentiell PV-Ertrag bzw. Heizlast des Gebäudes durch eine Wettervorhersage sehr ähnliche energetische Ergebnisse in Form von Reduktion des Netzstromverbrauches erreicht werden können (siehe Kap. 3.1.8).

Ein deutlicher Vorteil ergibt sich durch die PV-Kopplung mit der Wärmepumpe in Kombination mit Pufferspeicher hinsichtlich dem Betriebsverhalten der Wärmepumpe durch deutlich längere Laufzeiten bei signifikant reduzierten Einschaltzyklen (siehe Kap: 3.1.6).

Die Nutzung der Gebäudemasse als „Thermische Batterie“ durch Überheizen auf bis zu 26°C hat etwa den gleichen Effekt wie die ausschließliche Nutzung des Pufferspeichers als „Thermische Batterie“ mit erhöhtem Pufferspeichervolumen von 2000 Liter statt 500 Liter (siehe Kap. 3.1.7).

Beim Bürogebäude OFF45 ist im Winter der Einsparungseffekt an Netzstromverbrauch deutlich reduziert, da mangels Warmwasserbereitung die Speicherverluste voll zum Tragen kommen. Die Kühlung im Sommer kann aber in dem gerechneten Beispiel mit den gewählten Annahmen praktisch vollständig durch die PV-Anlage in Kombination mit der Wärmepumpe (hydraulisch zur Kühlung umgeschaltet) abgedeckt werden.

## 4.2 Modellprädiktive Regelung

Im Folgenden werden Ergebnisse für ein MPC-Szenario und ein vergleichbares Basisfall (BC) Szenario vorgestellt. Sämtliche Angaben beziehen sich auf die Auswertung von Jahressimulationen mit einer Simulationszeitschrittweite von 2 min. Für weitere Ergebnisse siehe auch Pichler (2016b). Die wesentlichsten allgemeinen und die Komfort-bezogenen Simulations-Randbedingungen sind nachfolgend kurz erläutert.

### 4.2.1 Randbedingungen für das BC-Szenario

Die Schaltschwelle zum Einschalten der TES Nachheizung ist  $\theta_{s1} < 41\text{ °C}$  (vgl. Abbildung 33) bzw.  $\theta_{s1} > 46\text{ °C}$  für das Ausschalten der Nachheizung. Die Regelung der Raumheizung für das BC-Szenario für den unmittelbaren Vergleich mit dem MPC-Szenario basiert rein auf einer Außentemperatur geführten Rücklauftemperaturregelung. Das heißt es ist, im Unterschied zu den Referenzszenarien dargestellt in Kap. 3.1.1, keine Raumtemperaturregelung implementiert.

### 4.2.2 Randbedingungen für das MPC-Szenario

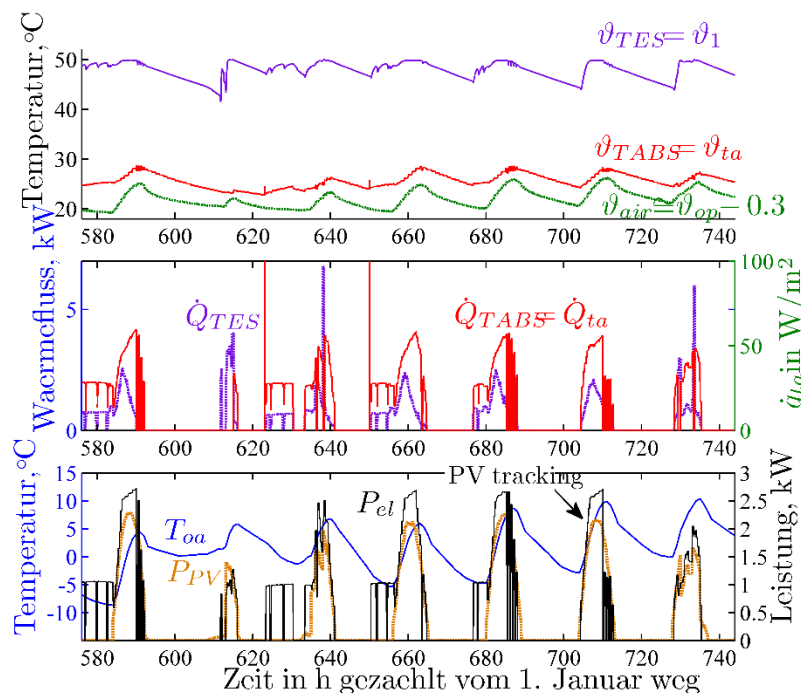
Die äußersten Komfortgrenzen für die operative Raumtemperatur betragen für das MPC-Szenario 19.6 °C und 26.0 °C vgl. auch Abbildung 38 (TABS-MPC). Für die TES Heizung gilt für den obersten Speicherknoten ( $\theta_{s1}$  in Abbildung 37) eine minimal erlaubte mittlere Temperatur von 40 °C. Nach oben ist die Temperatur durch die Einstellung der Enthitzer-Austrittstemperatur auf 50 °C festgelegt bzw. begrenzt. Eine Erhöhung der Speicherladetemperatur auf z.B. 65 °C für den Fall von verfügbarer PV-



Leistung hat sich nicht als vorteilhaft erwiesen, die Speicher- und die Wärmepumpenverluste steigen dabei um ca. 600 kWh bzw. 100 kWh. Parallel dazu sinkt auch der SPF deutlich.

#### 4.2.3 Charakteristische Trajektorien für ein MPC-Szenario

Abbildung 60 zeigt einen Auszug aus den Simulationsergebnissen für eine Winterwoche. Der oberste Graph gibt den Verlauf für die Speicher-, Bauteil- und Raumlufthtemperatur wieder. Der mittlere Graph zeigt die zugeführten Heizleistungen für TES und TABS und der unterste Graph zeigt den Verlauf der Außentemperatur sowie die PV-Leistung und die WP Kompressor Leistung.

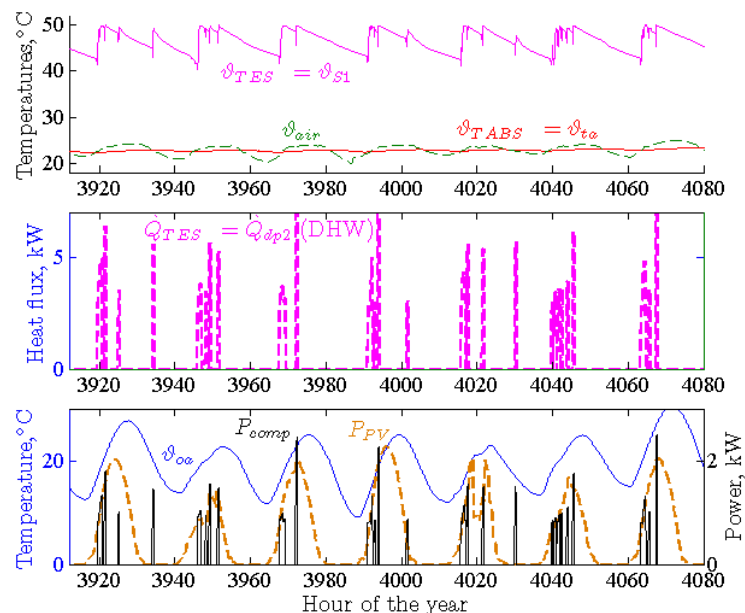


**Abbildung 60 Beispielhafte Temperatur- und Leistungsverläufe einer Winterwoche für ein MPC-Szenario, für die Wasserspeicher-, Bauteil- und Raumlufthtemperatur (oben), die zugeführte Leistung in den Wasserspeicher und das aktivierte Bauteil (Mitte) und elektrische PV- und Kompressor-Leistung sowie Außentemperatur (unten); im mittleren Graphen gilt zusätzlich zur rechten die linke Skalierung für  $\dot{Q}_{TABS}$ .**

Ziel ist es, die WP so zu betreiben, dass möglichst viel PV-Energie für den Betrieb der WP genutzt wird. Wie der unterste Graph zeigt, gelingt das gut. Teilweise liegt die elektrische Leistungsaufnahme der WP ein paar 100 W über der PV-Erzeugung, was mit einer nicht 100% exakten PV-Ertragsprognose auf der MPC Seite (einfacheres Modell im Vergleich zur TRNSYS Simulation) und diversen Modellierungen im Rahmen der MPC erklärbar ist. Das häufige Ein- und Ausschalten bei Abfall der PV-Leistung ist die Folge des Überschreitens der oberen Komfortgrenze im Gebäude (26 °C) und auch des Überschreitens der oberen Grenztemperatur im Speicher (50 °C). Die hohe obere Komfortgrenze für das Gebäude ermöglicht eine maximale Ausnutzung der PV-Energie – die 26 °C treten nur selten und wenn über sehr kurze Zeit ~2 h auf. Ist die PV-Leistung gleich Null wird die WP nur dann eingeschaltet, wenn eine Komfortverletzung droht.

Deutlich zu erkennen ist ein Muster, das sich infolge des PV-geführten WP-Betriebs einstellt. Sowohl die TABS als auch der TES erreichen jeweils vor einer PV-geführten Betriebsphase eine Minimaltemperatur. Dieses Charakteristikum ist ganz im Sinne der ursprünglichen Idee der Wärmespeicherung. Durch möglichst geringe Temperaturen der thermischen Speicher des EFH vor Verfügbarkeit von PV-Strom ist es gewährleistet, dass ein Maximum an PV-Strom mittels WP in Wärme umgewandelt und „gespeichert“ werden kann. Während der Heizphase kommt es durch den Enthitzer, der im Heizbetrieb mit 50 °C in den TES heizt, kaum zur Aktivierung des Brauchwasser-Modus (reine Speicherbeladung ohne SH), der an den roten Peaks im mittleren Graphen zu erkennen ist. Das heißt der WP Frequenzsollwert des TES-MPC ist im Winter die meiste Zeit 0.

Ein sehr ähnliches Bild ergibt sich für den Sommer, vgl. Abbildung 61. Da allerdings kein Heizbedarf besteht, ist die PV-geführte Betriebs-Phase relativ kurz im Vergleich zu Abbildung 60.



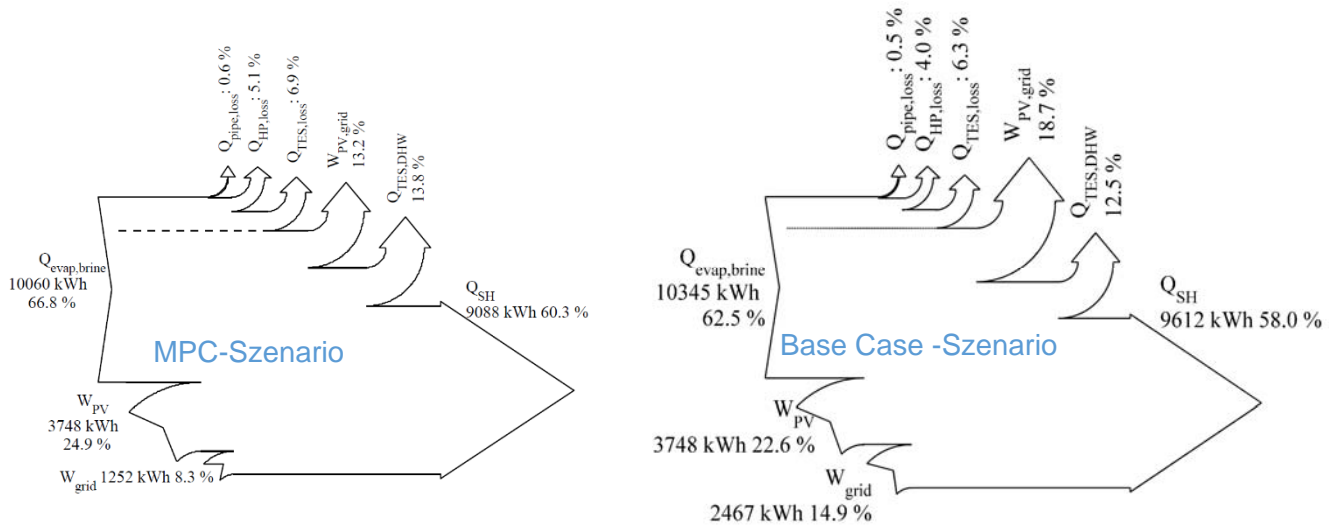
**Abbildung 61 Beispielhafte Temperatur- und Leistungsverläufe (MPC-Szenario) einer Sommerwoche für die Wasserspeicher-, Bauteil- und Raumlufttemperatur (oben), die zugeführte Leistung in den Wasserspeicher (Mitte) und elektrische PV- und Kompressor-Leistung sowie Außentemperatur (unten).**

#### 4.2.4 Energieflüsse

Nachfolgend im Vergleich die Simulationsauswertungen für die Energieflüsse, zuerst für die Wärmeflüsse und dann für die elektrischen Energieflüsse.

##### 4.2.4.1 Wärmeflussbilanzen

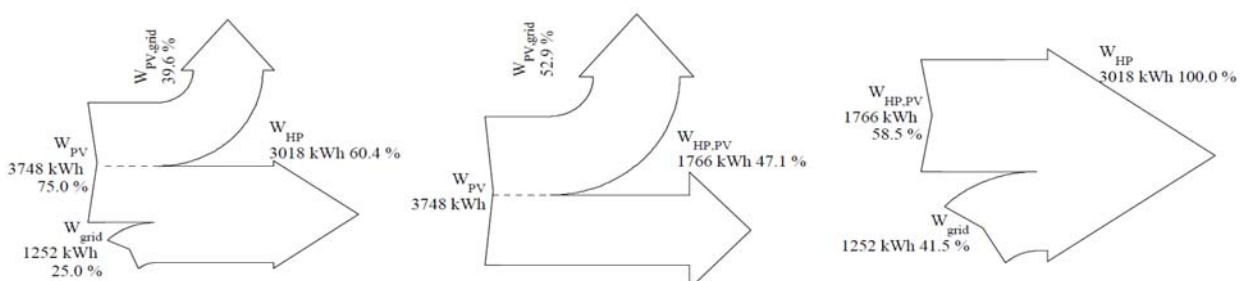
Abbildung 62 zeigt alle relevanten Energieflüsse für das MPC Szenario (links) und das Basisfall (BC) Szenario (rechts). Aufgrund der nicht berücksichtigten internen Gebäudelasten ist der Heizwärmebedarf verhältnismäßig hoch (MPC 9088 kWh, BC 9612 kWh) im Vergleich zu den Ergebnissen in Dott et al. (2013).



**Abbildung 62 Übersichtsbild zum gesamten Energiefluß MPC versus Basisfall (Szenario V1.4 versus BC0.1 in Pichler (2016b)).**

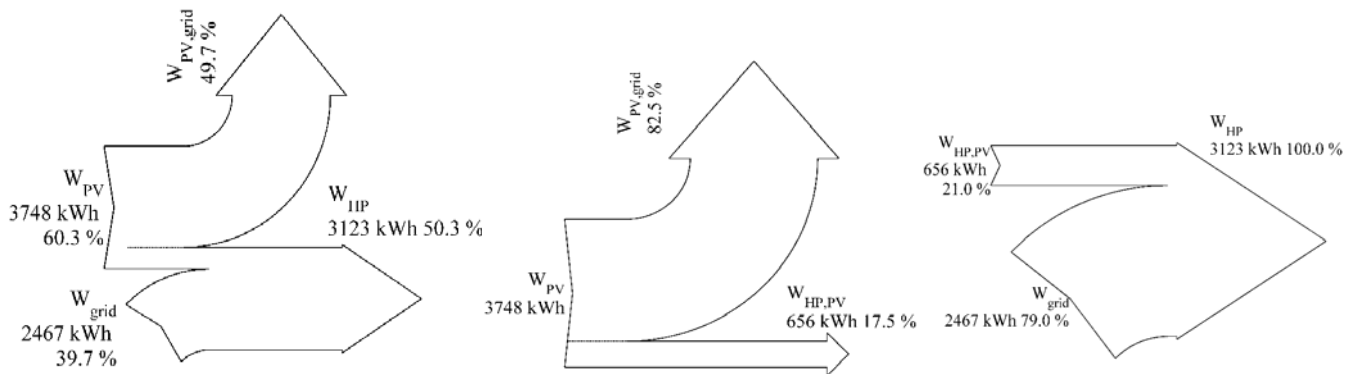
#### 4.2.4.2 Elektrische Energieflüsse

Die drei Flussdiagramme in Abbildung 63 geben einen Überblick zum gesamten elektrischen Energiefluß (links), zur Aufteilung der generierten PV-Energie nach der Nutzung (Mitte), und zum Ursprung des durch die WP verbrauchten Stroms, jeweils für das MPC-Szenario. Mit 1252 kWh ist der Netzbedarf im Vergleich zum Basisfall (vgl. Abbildung 64) ohne MPC (2467 kWh) relativ gering. Für das MPC-Szenario können 47.1 % der über ein Jahr generierten PV-Energie direkt von der WP verbraucht werden. Eine detaillierte Analyse zeigt, dass sich bezüglich der Heizsaison von September bis April eine PV-Eigennutzung von 72 % ergibt. Der über das Jahr von der WP verbrauchte Strom für das MPC-Szenario setzt sich für die ca. 20 m<sup>2</sup> große PV Fläche zu 58.5 % aus PV-Strom und 41.5 % aus Netzstrom zusammen.



**Abbildung 63 Elektrische Energieflüsse: Übersichtsbild (links), erzeugte PV-Energie nach Nutzung (Mitte) und Zusammensetzung des von der WP verbrauchten Stroms nach Ursprung (rechts); MPC V1.4 in Pichler (2016b).**

Die PV-Eigennutzung für den Basisfall (17.5 %) basiert grundsätzlich auf Zufall, kann jedoch mit gezielten Sperrzeiten und einigen einfachen Regeln deutlich erhöht werden, vgl. dazu [Kap. 3.1.4](#).



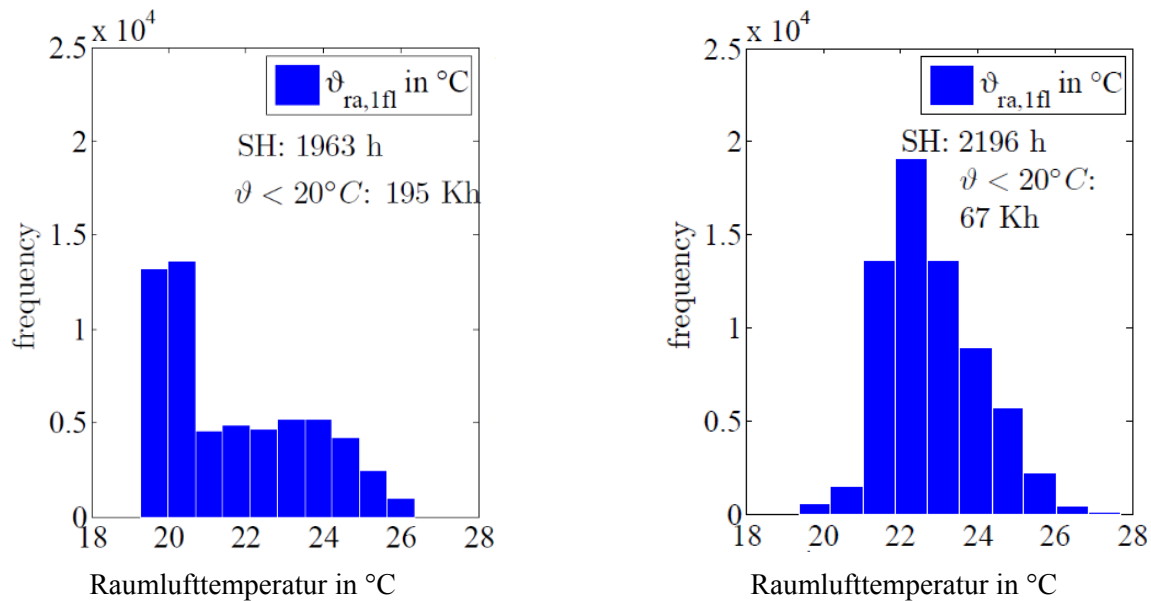
**Abbildung 64 Elektrische Energieflüsse: Übersichtsbild (links), erzeugte PV-Energie nach Nutzung (Mitte) und Zusammensetzung des von der WP verbrauchten Stroms nach Ursprung (rechts); BC V0.1 in Pichler (2016b).**

Für die vorliegenden Simulationsergebnisse wurden zwar die internen Gebäudelasten nicht berücksichtigt, wodurch der potentielle PV-Verbrauch von der WP wegen dem höheren Wärmebedarf steigt, aber gleichzeitig erfolgte die Analyse der elektrischen Energieflüsse ohne Berücksichtigung des Haushaltsstromverbrauchs. Wird ein durchschnittlicher Haushaltsstromverbrauch von 3500 kWh angenommen, ergibt eine grobe Abschätzung einen um 13 Prozent-Punkte höheren PV-Eigenverbrauch als in Abbildung 63. Ähnliches gilt für das Base Case Szenario in Abbildung 64.

#### 4.2.5 Komfortauswertung und Temperaturen

Abbildung 65 zeigt ein Histogramm für die Raumlufttemperatur im Erdgeschoss für das MPC-Szenario (links) und für das BC-Szenario (rechts). Bei Division durch 30 erhält man anstatt der absoluten Häufigkeit die Anzahl der Stunden. Die absolute Stundenangabe (SH) im Histogramm gibt die Anzahl System-Betriebsstunden zu Raumheizzwecken an (WP Betrieb direkt in TABS plus TABS Heizung aus TES). Die Zahl darunter in der Einheit Kh ist ein Maß für die Komfortverletzungen; 1 Kh bedeutet eine Unterschreitung der 20 °C Schwelle um 1 K für die Dauer von einer Stunde. Für das MPC-Szenario liegen Komfortunterschreitungen in der Höhe von 214 Kh vor, für das BC-Szenario sind es 67 Kh; die 214 Kh für das MPC Szenario können durch geringe Anhebung der unteren Minimaltemperatur (19.6 °C) reduziert werden. Werte bis 200 Kh stehen für eine relativ gute Regler-Performance im Hinblick auf das Kriterium Komfort; für mehr Details zu diesem Maß siehe OENORM EN 15251 oder Oldewurtel et al. (2012).

In Abbildung 65 deutlich zu erkennen und charakteristisch für den MPC Raumheiz-Betrieb (links) ist die Häufigkeit von Temperaturen nahe der unteren Grenze. Das ist eine Notwendigkeit in Hinblick auf geringe Speichertemperaturen vor Eintreten einer PV-Leistung. Für das BC-Szenario (rechts) sieht die Verteilung eher wie eine „Glockenkurve“ aus. Bezüglich der Klasseneinteilung ist zu beachten, dass die Klassengrenzen für das linke und das rechte Histogramm nicht exakt gleich sind. Das Histogramm sollte in erster Linie die qualitative Form der Verteilung darstellen, was den Vergleich der Unterschreitungen der Schwelle von 20 °C betrifft sie liefert die Komfortverletzung in Kh das vergleichbare Maß.



**Abbildung 65 Histogramm für die Raumlufttemperatur; MPC 1V4 links, BC V0.1 rechts in Pichler (2016b).**

Abbildung 66 zeigt die Histogramme für die Speichertemperatur oberhalb der relativen Höhe von 0.8 ( $\vartheta_{res} > 0.8$ ). Die Histogramme für das MPC-Szenario und das Base Case-Szenario unterscheiden sich nicht merklich; einzig die höchste Temperaturklasse weist für das Base Case eine größere Häufigkeit auf als das MPC-Szenario. Bezüglich der Klasseneinteilung ist zu beachten, dass die Klassengrenzen für das linke und das rechte Histogramm in diesem Fall gleich sind.

Die Angabe  $m_{dp2} = m_t = 1937 \text{ h}$  (für das MPC-Szenario, linkes Histogramm) gibt die Anzahl der WP Betriebsstunden für Raumheizungszwecke an, bzw. die Anzahl der Stunden zu denen der Enthitzer tatsächlich im Enthitzermodus betrieben wurde. Die Angabe  $m_{dp2} > 0 = 2441 \text{ h}$  gibt die absoluten Stunden pro Jahr an zu denen der thermische Speicher beladen wurde. Gemeinsam mit den System-Betriebsstunden zu Raumheizungszwecken aus Abbildung 65 ergeben sich die diversen Betriebsstunden für die WP und die TABS, die in Tabelle 2 zusammengefasst sind.

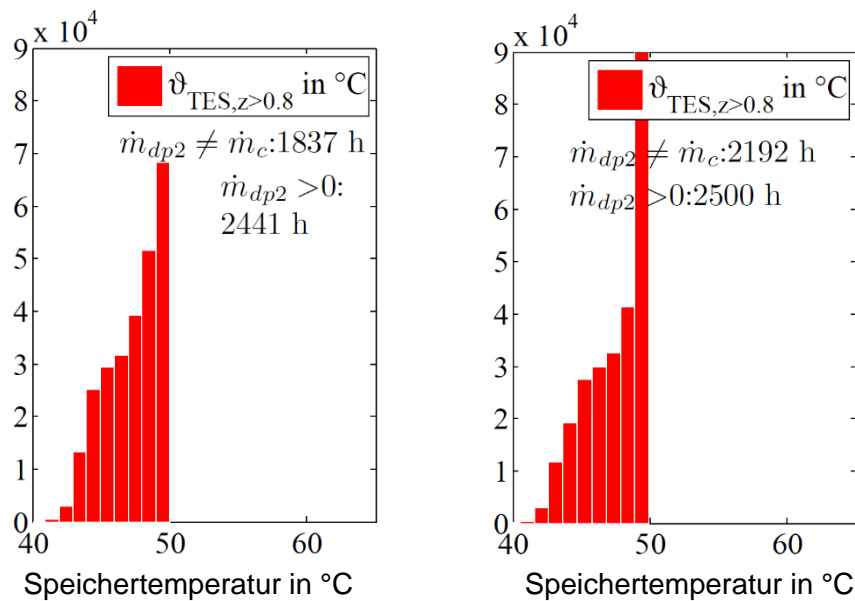


Abbildung 66 Histogramm für die Speichertemperatur des oberen Fünftels; MPC 1V4 links, BC V0.1 rechts in Pichler (2016b).

Tabelle 2 Betriebsstunden der WP und der Raumheizung (TABS) für MPC- und Base Case-Szenario.

	MPC-Szenario	Base Case Szenario
WP-Betrieb	2441 h	2500 h
WP-Betrieb für TABS Heizung	1837 h	2192 h
WP-Betrieb für TES Heizung	604 h	308 h
TABS Heizung total	1963 h	2196 h
TABS Heizung aus TES	126 h	4 h

#### 4.2.6 Leistungskennzahlen für die Modellprädiktive Regelung

Grundsätzlich widersprechen sich ein PV-geführter und ein möglichst effizienter Betrieb der WP. Der Grund dafür ist, dass im PV-geführten Betrieb die WP so betrieben wird, dass die (Kompressor-) Stromaufnahme ( $P_{el}$ ) der aktuellen PV-Erzeugung ( $P_{PV}$ ) entspricht. Um das zu realisieren, wird die Kompressor Drehzahl innerhalb der möglichen Bandbreite variiert (hier 30 Hz bis 110 Hz); innerhalb dieser Bandbreite liegen naturgemäß Betriebspunkte der WP, die effizient sind und andere, die weniger effizient sind. Liegt keine PV-Erzeugung vor, so wird die WP wenn möglich mit maximaler Effizienz betrieben. Die PV-Eigennutzung, die bereits in Abbildung 63 und Abbildung 64 erstmals für das MPC- und das BC-Szenario gezeigt wurde, ist im linken Balkendiagramm von Abbildung 67 nochmals zu sehen, mit der höchsten Eigennutzung eindeutig für den MPC.

Der seasonal performance factor (SPF) der WP -- berechnet über die am Kondensator und Enthitzer ausgekoppelten Wärmemengen und die gesamte elektrische Leistungsaufnahme der WP (Kompressor, Elektronik, Umlaufpumpe) vgl. Gleichung (21) – beträgt 3.92 für das MPC-Szenario und 3.95 für das Base-Case Szenario, vgl. mittleres Balkendiagramm in Abbildung 67. Der Balken mit der Bezeichnung



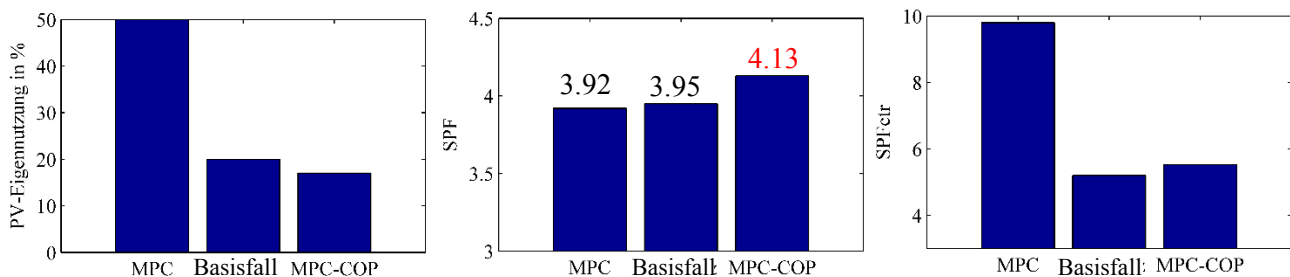
MPC-COP bezieht sich auf ein spezielles MPC-Szenario, bei dem die PV-Führung deaktiviert wurde. In diesem Fall wird die WP dauerhaft mit maximaler Effizienz betrieben sofern möglich. Damit kann der SPF der WP um ca. 5 % erhöht werden!

$$SPF = \frac{Q_{cond} + Q_{desup}}{W_{comp} + W_{HP,aux}} \quad (21)$$

Um die Güte des entwickelten prädiktiven Reglers zu bewerten, wird ein  $SPF_{ctr}$  definiert. Diese Regler-Performance bezogene SPF berücksichtigt im Nenner nur den Netzstromkonsum der WP – je weniger Netzstrom konsumiert wird, umso besser ist die PV-Führung ausgeprägt. Das heißt, der  $SPF_{ctr}$  ist ein Maß dafür, wie gut der MPC die Aufgabe der PV-Führung erfüllt.

$$SPF_{ctr} = \frac{Q_{cond} + Q_{desup}}{\int (P_{comp} + P_{HP,aux} - P_{PV})_{>0} dt} \quad (22)$$

Die Ergebnisse für  $SPF_{ctr}$  sind im rechten Balkendiagramm in Abbildung 67 dargestellt. Naturgemäß schneidet das MPC-Szenario am besten ab. Eine mit  $SPF_{ctr}$  verwandte Definition ist die des non renewable primary energy efficiency factor (NRPEEF), vgl. Young (2013).



**Abbildung 67 MPC-Performance im Vergleich zum Basisfall.**

Unter Berücksichtigung von Bestrafungstermen (Penalties vgl. Haller (2013a)) in den Gleichungen (21) und (22) erhält man für den SPF: 3.76, 3.84 und 3.84 und für den  $SPF_{ctr}$ : 8.98, 5.07 und 5.1 für MPC, Basisfall und MPC-COP jeweils.

#### 4.2.7 Ökonomische Implikation

Nimmt man vereinfacht 20 cent/kWh Netzstromkosten und 6 cent/kWh PV-Vergütung bei Einspeisung an, so lassen sich damit die jährlichen ökonomischen Kosten für das BC-Szenario und das MPC-Szenario berechnen. Die gesamte WP Stromaufnahme im BC-Szenario beträgt 3123 kWh und für das MPC-Szenario 3018 kWh. Für den Basisfall werden ca. 3092 kWh und für den MPC Fall ca. 1983 kWh PV-Strom ins Netz eingespeist, der Rest wird direkt von der WP verbraucht. Zieht man die PV Einspeisevergütung von den Netzstromkosten ab, erhält man jährliche Kosten von ca. 308 Euro für das

BC-Szenario und ca. 131 Euro für das MPC-Szenario. Es ist zu beachten, dass dieser Abschätzung sehr grobe vereinfachte Annahmen zu Grunde liegen!

#### **4.2.8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

Die Forschungsarbeit im Kontext Modellprädiktive Regelung (MPC) bezieht sich auf das Ziel der Eigenverbrauchs-Maximierung bei Verfügbarkeit von PV-Strom, in Verbindung mit einer Wärmepumpe und thermischen Speichern im Einfamilienhaus (Wasserspeicher, aktivierte Bauteile im Gebäude).

Im Unterschied zum Stand der Technik im Kontext MPC für eine Kompressionswärmepumpe, kann der implementierte MPC die Kompressor-Frequenz zwischen 30 Hz und 110 Hz variieren, mit dem Ziel einen bestimmten vorgegebenen Strom (PV-generiert) zu verbrauchen. Ein weiterer Aspekt, der in der Beschreibung der MPC nicht erwähnt wurde, bezieht sich auf das Gebäudemodell und die verwendeten Störgrößen. Die vorliegende MPC berücksichtigt alle relevanten Störgrößen (Außentemperatur, Solarstrahlung), die in der Vergangenheit nicht immer berücksichtigt wurden. Neben dem PV-geführten WP Betrieb der ausführlich vorgestellt wurde kann der MPC variable Stromtarife berücksichtigen (siehe Anhang) sowie die WP nach reinen Effizienzkriterien (MPC-COP) betreiben.

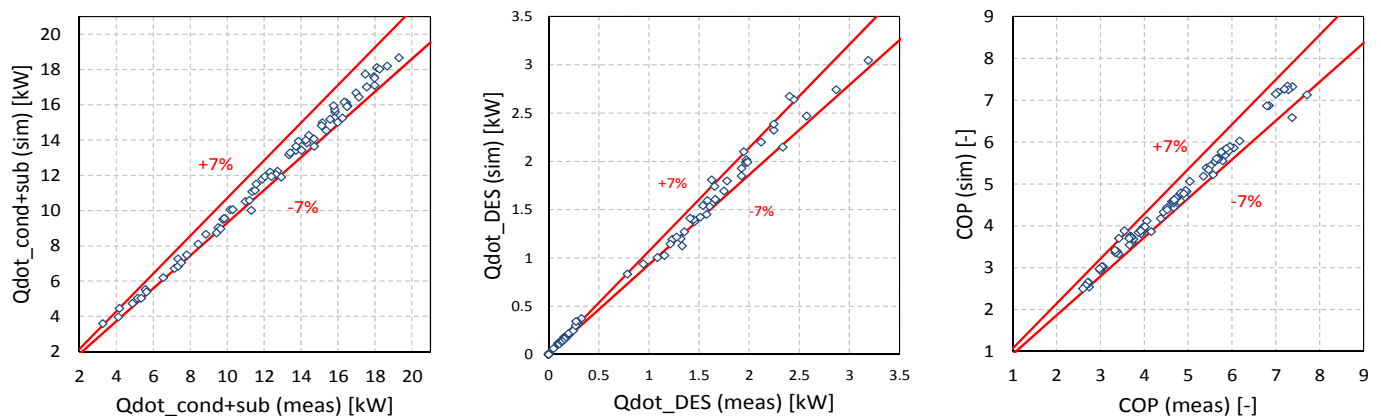
Das gesamte System wurde in TRNSYS modelliert und mit Klimadaten für Innsbruck über ein Jahr simuliert. Mit einer vorausschauenden modellbasierten Regelung kann eine vorzeitige Aufladung der thermischen Speicher gezielt verhindert werden, wodurch bei Verfügbarkeit von Solarstrahlung ein maximaler Anteil des generierten PV-Stroms direkt von der WP genutzt werden kann, um entweder den TES oder das Gebäude zu beheizen. Bei einer Modulfläche von 20 m<sup>2</sup> können anstelle von ca. 20 % bei einer Standardregelung mit der MPC ca. 60 % des jährlichen elektrischen Energiebedarfs der WP direkt über die PV-Anlage gedeckt werden, ca. 50 % des generierten PV-Stroms für das MPC-Szenario werden in das Netz eingespeist. Während der Heizsaison von September bis April beträgt die PV-Eigennutzung 72 %. Für die Ermittlung dieser Prozentwerte wurde der übliche Haushaltsstromverbrauch noch nicht berücksichtigt, aber gleichzeitig wurden auch die inneren Gebäudelasten (Personenbelegung und elektrische Geräte) vernachlässigt.

Die Aktivierung des PV-geführten Betriebs hat einen minimal schlechteren SPF der WP zur Folge. Gleichzeitig sinkt aber der Netzstrombedarf eklatant, was bei der derzeitigen Preisstruktur ein ökonomisches Einsparpotential von 176 Euro pro Jahr bedeutet! Der  $SPF_{ctr}$ , der ein Maß für die Regler Performance darstellt, und letztlich nichts anderes ist als ein SPF bzgl. des reinen Netzstrombedarfs beträgt ca. 9.6 für den vorgestellten MPC. Bei Deaktivierung der PV-Führung im MPC-Konzept und mit der so bezeichneten MPC-COP Betriebsweise der WP erreicht man eine Erhöhung des SPF der WP im Vergleich zum Basisfall um 5 %.

Das vorgestellte Konzept eignet sich neben der beschriebenen Heiz-Anwendung grundsätzlich auch für den Kühl-Fall. Eine Kombination könnte zu besonders hohen PV-Eigenverbrauchswerten führen.

### 4.3 Labormessung der Wärmepumpe mit statischen Betriebszuständen

Als Ergebnis der erhaltenen Messergebnisse im Labor des IWT konnte aus 82 Messpunkten das Wärmepumpenmodell Type 887 (Dott et al., 2012) für die Simulationsumgebung TRNSYS parametrisiert werden. Ein Vergleich der Simulationsergebnisse mit dem parametrisierten Modell mit den durchgeführten Messungen ist in Abbildung 68 dargestellt, wobei eine gute Übereinstimmung erreicht werden konnte.



**Abbildung 68: Vergleich von Simulationsergebnissen (sim) und Messungen (meas) mit 82 Messpunkten; Kondensatorleistung inkl. Unterkühler (links), Enthitzerleistung (Mitte), Leistungszahl COP, (rechts)**

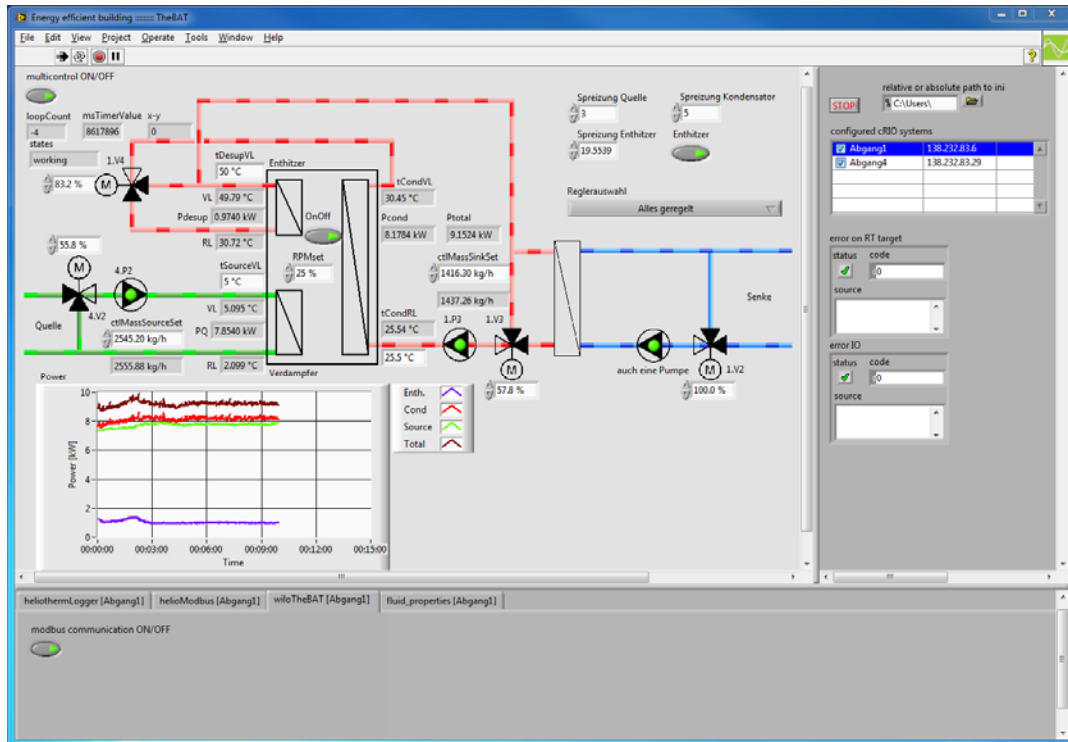
Damit steht ein parametrisiertes sehr genaues Wärmepumpenmodell dieses spezifischen Funktionsmusters als Type 887 zur Verfügung, welches bei UIBK bei der Erstellung des Gesamtsystemmodells eingebaut wurde und damit die Jahressimulationen durchgeführt werden konnten.

### 4.4 HiL-Labormessung der Wärmepumpe mit dynamischen Betriebszuständen

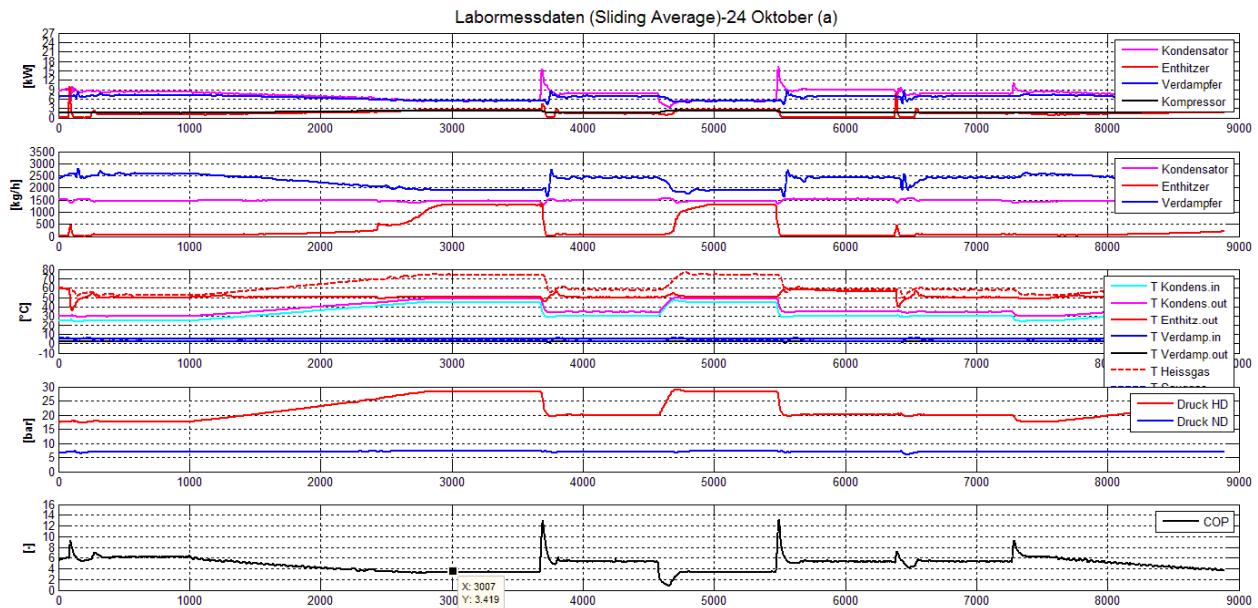
Zusammenfassend kann gesagt werden, dass im Labor der UIBK im Rahmen des Projektes TheBat (gemeinsam mit dem Projekt DAKTris; FFG 840650) die Infrastruktur für HiL-Messungen (Hardware in the Loop) durch Entwicklung der Kommunikationsschnittstelle „Lab-Communicator.DLL“ als „Type 4844“ für TRNSYS abgeschlossen und durch praktische dynamische Messungen mit der Wärmepumpe (Abbildung 69) erfolgreich eingeführt wurde. In Abbildung 70 ist als beispielhaftes Ergebnis der gesamte Testzyklus überblicksmäßig in einer Gruppe von 5 übereinander angeordneten Diagrammen für alle wesentlichen Messdaten dargestellt. Von oben nach unten die thermischen und elektrischen Leistungen der Wärmepumpe, die dazugehörigen Massenströme, die relevanten Ein- und Austrittstemperaturen, die Drücke im Hoch- und Niederdruckkreis sowie der sich dynamisch ergebende COP.

Die Validierung des Wärmepumpen-Simulationsmodells konnte mit der HiL-Messung erfolgreich durchgeführt werden. Bei praktisch gleichen, annähernd stationären Betriebsbedingungen ist der simulierte  $\text{COP} = 3,47$ , während in der HiL-Messung ein COP von 3,42 (Abbildung 70) gemessen wurde (siehe Kap. 3.4.3).

Es steht im Labor der UIBK hiermit ein voll funktionsfähiger „Hardware in the Loop“ Prüfstand zur Verfügung, der für weitere Forschungsarbeiten besonders zur Entwicklung und Test von Komponenten unter sich dynamisch ändernden Betriebsbedingungen auch eingebunden in realistisch simulierte Systemsimulationen (z.B.: Gebäude mit gesamter Heiz-, Kühl- und Warmwasserbereitung) verwendet werden kann.



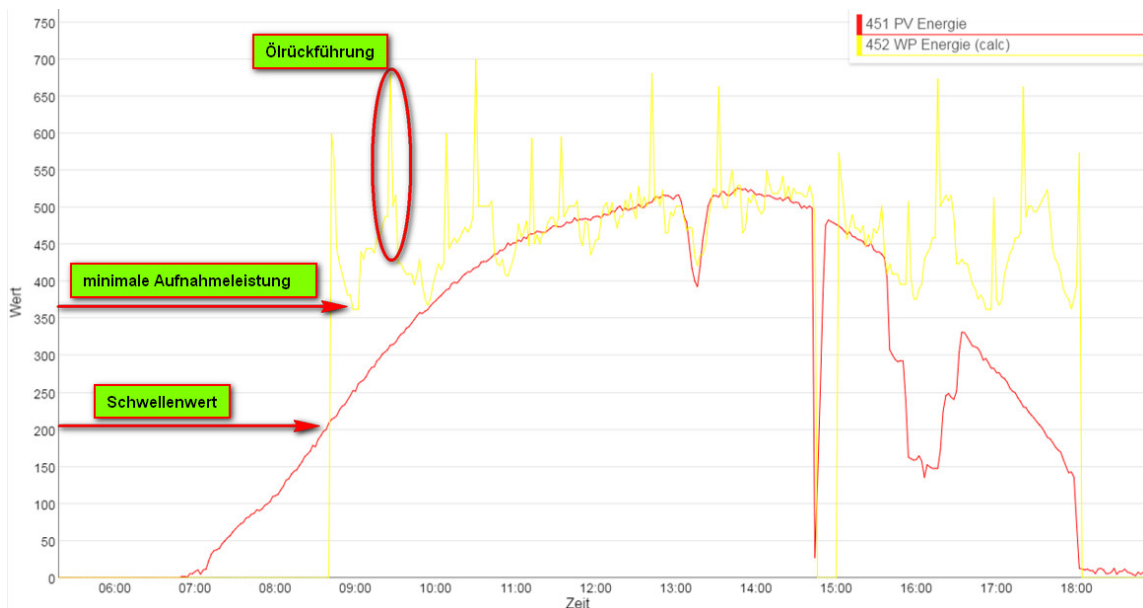
**Abbildung 69: Graphisches User Interface für den Abgang mit der integrierten Wärmepumpe und den Mess- und manuell oder via TRNSYS-Simulation manipulierbaren Einstellwerten.**



**Abbildung 70: HiL-Messergebnis der Wärmepumpe mit 6 verschiedenen, sich dynamisch ändernden Betriebszuständen**

## 4.5 Systemtest PV und Wärmepumpe

Von Heliotherm wurde die Regelung der Wärmepumpen- Aufnahmeleistung nach PV- Ertrag mittels PID- Regler umgesetzt. Für die Testanlage wurden vorwiegend Warmwasseranforderungen für die Wärmepumpe freigegeben. Diese Freigabe wurde noch durch einen fest eingestellten Schwellenwert erteilt. Heizanforderungen über Pufferspeichertemperatur oder über Heizkreistemperatur konnten noch nicht getestet werden.



**Abbildung 71: Untersuchung der Leistungs- Aufnahme- Regelung nach PV- Ertrag**

Durch die Untersuchung der Leistungsregelung wurden Optimierungen bezüglich des Hubvolumens des Kompressors, des Ölmanagement und der Schwellenwertanpassung ersichtlich (Abbildung 71). Daraus resultierend wurde die Regelstrategie für die Kopplung einer Wärmepumpe mit einer PV- Anlage mit einer intelligenten Schwellenwertberechnung beschrieben. Diese Ermittlung des Schwellenwertes resultiert aus Kompressor- Daten, welche einen nahezu linearen Anstieg der Kompressor- Aufnahmeleistung in Abhängigkeit von der Kondensationstemperatur bei minimaler Drehzahl zeigen. Auch das kreieren der PV- Anforderung und der Wechsel von einer Außentemperatur geführten Leistungsregelung zu einer stromertragsgeführten Regelung wurde mittels einer Kennlinienstrategie erarbeitet.

Innerhalb des Kapitels prädiktive Regelung wurden Strategien für eine intelligente Wärmespeicherung mittels zeitgerechter Senkung der Heizleistung theoretisch ausgearbeitet.

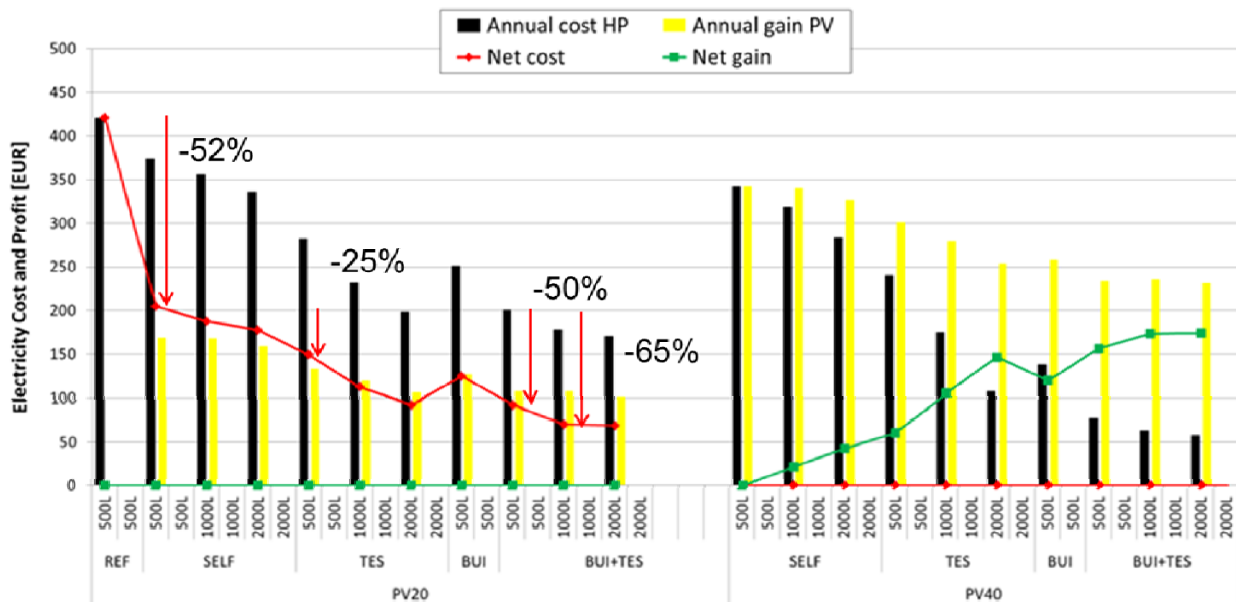
## **4.6 Analyse Wirtschaftlichkeit und Ökologie**

Am UIBK wurden auf Basis der Jahressimulationen Wirtschaftlichkeits- und Ökologische Analysen durchgeführt (Details siehe in Kap. 3.6). Beispielhaft für das Gebäude RES45 ergeben sich die jährlichen Netto-Betriebskosten (Strombezugskosten minus PV-Einspeiseertrag) wie in folgender Abbildung 72 dargestellt. Eine Reduktion der Betriebskosten (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.



### Betriebskosten für das RES45 Gebäude in Kombination mit 20 m<sup>2</sup> (links) und 40 m<sup>2</sup> (rechts) PV Fläche.

Netz-Stromkosten = 18 EUR-cent/kWh ⇔ Einspeisetarif = 5 EUR-cent/kWh



**Abbildung 72: Potential zur Reduktion der Betriebskosten für das Niedrigenergiehaus RES45.**

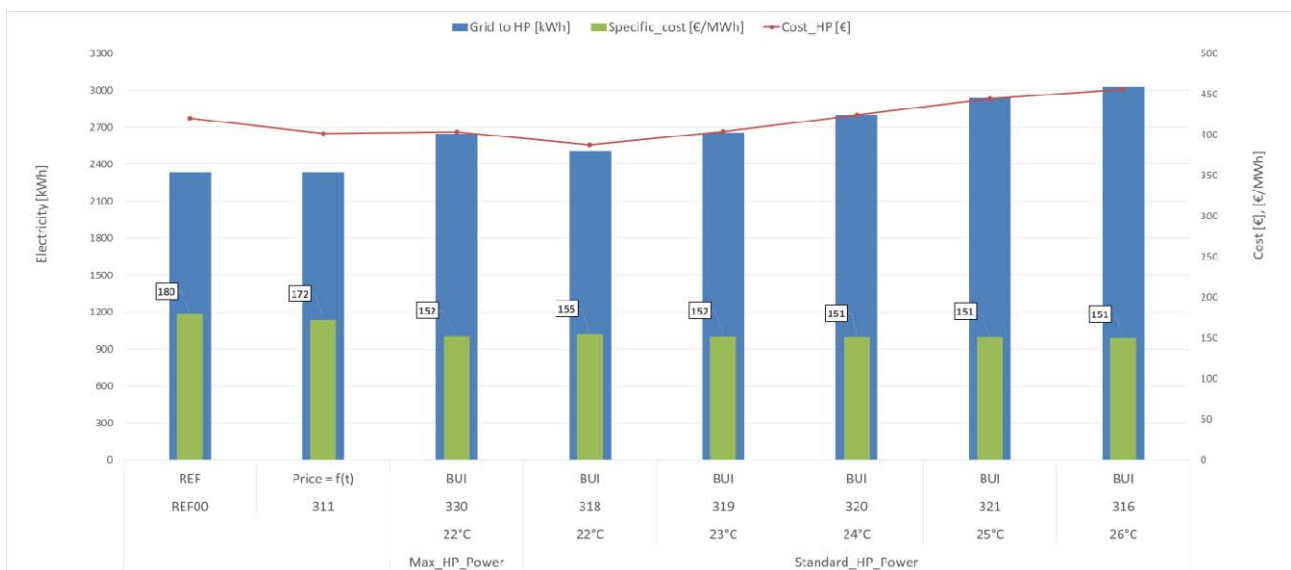
Die in einem zweiten Schritt mit Hilfe des „T53E<sup>4</sup>“ Bewertungstools durchgeführten Vollkostenrechnungen über die Lebensdauer mit Kosten für Investition, Wartung und Betrieb zeigen, dass mit nur zufällig gleichzeitiger PV-Stromerzeugung und Wärmepumpenbetrieb die Kosten höher sind als jene der Referenzanlage ohne PV bzw. die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Wärmeerzeugung mit PV-Strom von knapp 1200 kg CO<sub>2</sub>/a nur auf maximal 800 kg CO<sub>2</sub>/a 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 (Details siehe in Kap. 3.6).

Sensitivitätsanalysen der Kostenkomponenten zeigen, dass grundsätzlich die Wärmepumpe der größte Kostentreiber ist, während mit steigendem Eigenverbrauch PV der Einfluss der Netzstromkosten bis zur Bedeutungslosigkeit und auch der Einspeisetarif an Bedeutung verliert. Speicher- und PV-Kosten für eine 20 m<sup>2</sup> PV-Anlage haben annähernd den gleichen Einfluss und liegen in derselben Größenordnung wie die Stromkosten bzw. Stromeinspeisetarife während eine 40 m<sup>2</sup> PV-Anlage sich bereits doppelt so großen Einfluss hat wie die Speicherkosten (Details siehe in Kap. 3.6).

Die Nutzung flexibler Netzstrompreise (nach EXAA 2012) gegenüber fixen Preisen (180 EUR/MWh) können sich auf die Betriebskosten sogar sehr negativ auswirken (Abbildung 73). Im Fall 311 ergibt sich für den Referenzfall mit flexiblen Netzstrompreisen durch die hauptsächliche Betriebszeit 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\_HP) 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).



**Abbildung 73: Netzstrombetriebskosten für das RES45 (ohne PV) für konstanten (REF) und variable Strompreise mit unterschiedlichen Regelungsstrategien zur Preiskopplung.**

Es konnte gezeigt werden, dass durch eine optimierte Regelungsstrategie unter Nutzung der Gebäudespeichermasse bzw. des Pufferspeichers als „Thermische Batterie“ für eine PV-gekoppelte Wärmepumpe deutliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielt werden können. Ein weiteres wichtiges Ergebnis ist, dass nur die Installation einer PV-Anlage und zufällig sich einstellender PV-Eigenverbrauch zu höheren Wärmepreisen führt als für die Vergleichsanlage ohne PV-Anlage, während sich unter Nutzung der Speichermassen als „Thermische Batterie“ mit der teureren Anlage (mit PV) geringere Wärmepreise erzielen lassen.

## 5 Ausblick und Empfehlungen

Es wurden in den bisherigen Untersuchungen nur bauteilaktivierte Heizsysteme, also Fußbodenheizungen bzw. Deckenheizungen betrachtet. Variantensimulationen haben gezeigt, dass in kurzzeitigen Intervallen (24-Stunden) bereits eine übliche Standarddicke des Estrichs bzw. der Betondecke ausreicht und verstärkte Varianten langfristig nur minimale Einflüsse bzw. Verbesserungen oder sogar Verschlechterungen erzielen. Eine wichtige zu untersuchende Fragestellung für die Zukunft wäre also in dieser Anwendung eine vertiefende Analyse des Wärmeabgabesystems generell und hinsichtlich Erweiterung um Wandflächenheizungen aber auch in Kombination mit großflächigen Niedertemperaturheizkörpern wie sie sich besonders nach thermischen Sanierungen zwangsläufig ergeben.

Die Nutzung von Phasenwechselmaterialien im Bereich der Wärmeabgabesysteme oder Pufferspeicher könnte in dieser Kombination wieder von verstärktem Interesse sein und sollte untersucht werden, da gerade Wärmepumpen mit den geringen Temperaturhuben gut zu den bei PCM geforderten schmalen Temperaturbändern um den Phasenwechselpunkt passen.

Eine tiefergehende Untersuchung der Möglichkeiten und Auswirkungen von „Unterkühlung“ des Gebäudes bzw. des Pufferspeichers mit der Entwicklung entsprechender Regelungsalgorithmen zur Steigerung des Speicherpotentials bei gleichzeitiger Minimierung der zusätzlichen Überwärmungsverluste und dem Risiko von Komfortverlust erscheint sinnvoll.

In Hinblick auf das sich verändernde Stromangebot aufgrund der Volatilität der erneuerbaren Quellen wird die Stromverbrauchs-Planung oder ganz grundsätzlich Flexibilität seitens eines Verbrauchers immer wichtiger. Das entwickelte MPC-Konzept macht nichts anderes als für die Zukunft im Vorhinein unter Berücksichtigung zahlreicher Randbedingungen zu planen. Aus diesem Grund wird angenommen, dass früher oder später jede WP diese Funktionalität haben wird. Deshalb ist das entwickelte Konzept insbesondere für sämtliche WP-Hersteller interessant. Forschungsarbeit ist insbesondere bzgl. der Integration des behandelten Systems in ein komplexeres Heizsystem mit mehreren Erzeugern erforderlich. Für die praktische Implementierung ist noch Forschungsbedarf um die Wärmepumpencharakteristiken mit möglichst wenig Messaufwand eventuell aus Routine-mäßigen Messzyklen ableiten zu können.

Für eine Optimierung einer Wärmepumpen- unterstützten Anlage wurden mehrere Parameter für die Auslegung des Kältekreises ersichtlich. Dadurch sollte die Wärmepumpe eine größere Modulationsbreite aufweisen können, womit möglichst geringe PV- Erträge genützt werden können. Auch die Taktung im unteren Heizleistungsbereich kann somit verringert werden. Weiter konnte festgestellt werden, dass ein intelligenteres Leistungsmanagement zu einer deutlichen Senkung der Stromkosten führen kann.

## 6 Literaturverzeichnis

- Bemporad, A. and Morari, M. (1999). Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints. *Automatica*, 35(3):407 – 427.
- Bianchi, M. A. (2006). Adaptive Modellbasierte Praediktive Regelung einer Kleinwaermepumpenanlage. PhD thesis, ETH Zuerich.
- Camacho, E. F. and Bordons, C. (2004). *Model Predictive Control*. Springer, second edition.
- Cheze, D. and Pappillon, P. (2002). IEA SHC Task 26 Appendix 2, Generic System #3a: Advanced Direct Solar Floor. Technical report, IEA.
- Cigler, J., Siroky, J., Korda, M., and Jones, C. N. (2013). On the Selection of the Most Appropriate MPC Problem Formulation for Buildings. Congress Clima 2013.
- 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.
- The Mathworks GmbH, T. M. (2013). MATLAB R2013b.
- Gurobi (2015). Gurobi Optimizer 6.5. Free Academic License.
- Gwerder, M., Gyalistras, D., Sagerschnig, C., Smith, R., and Sturzenegger, D. (2013). Final Report: Use of Weather and Occupancy Forecasts For Optimal Building Climate Control – Part II: Demonstration (OptiControl-II). Technical report.
- Haller, M. Y. (2013). Intercomparison of System Simulation Results for the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 – A technical report of subtask C, Deliverable C4.2. Technical report, IEA.
- Hengel, F., Heinz, A., and Rieberer, R. (2016). Performance analysis of a heat pump with desuperheater for residential buildings using different control and implementation strategies. *Applied Thermal Engineering*, 105:256 – 265.
- Horn, M. and Dourdoumas, N. (2004). *Regelungstechnik: Rechnerunterstuetzter Entwurf zeitkontinuierlicher und zeitdiskreter Regelkreise*. Pearson Studium.
- Klein, S., Beckman, W., Mitchell, J., Duffie, J., Duffie, N., Freeman, T., Mitchell, J., Braun, J., Evans, B., Kummer, J., Urban, R., Fiksel, A., Thornton, J., Blair, N., Williams, P., Bradley, D., McDowell, T., Kummert, M., Arias, D., and Duffy, M. (2010). A TRaNsient SYstems Simulation Program – TRNSYS 17.00.0019, Manual. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison.

Kofler, D. (2016). Untersuchung von "einfachen" Ansätzen zur prädiktiven Regelung von Wärmepumpen. Master's thesis, Graz University of Technology.

Lehmann, B., Dorer, V., and Koschenz, M. (2007). Application range of thermally activated building systems tabs. *Energy and Buildings*, 39(5):593 – 598.

Löfberg, J. (2004). YALMIP : A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB. In In Proceedings of the CACSD Conference, Taipei, Taiwan.

Maciejowski, J. M. (2002). Predictive Control with Constraints. Pearson Education.

Morari, M. and Lee, J. H. (1999). Model predictive control: past, present and future. *Computers & Chemical Engineering*, 23(4-5):667 – 682.

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.

OENORM (2007). OENORM EN 15251, Eingangsparameter fuer das Raumklima zur Auslegung und Bewertung der Energieeffizienz von Gebaeuden – Raumluftqualitaet, Temperaur, Licht und Akustik.

Oldewurtel, F., Gyalistras, D., Gwerder, M., Jones, C. N., Parisio, A., Stauch, V., Lehmann, B., and Morari, M. (2010). Increasing Energy Efficiency in Building Climate Control using Weather Forecasts and Model Predictive Control. In *Clima 2010 - REHVA World Congress*.

Oldewurtel, F., Parisio, A., Jones, C. N., Gyalistras, D., Gwerder, M., Stauch, V., Lehmann, B., and Morari, M. (2012). Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control. *Energy and Buildings*, 45(0):15 – 27.

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. draft version.

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., Driescher, 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.

Preglej, A., Rehl, J., Schwingshackl, D., Steiner, I., Horn, M., and Skrjanc, I. (2014). Energy-efficient fuzzy model-based multivariable predictive control of a {HVAC} system. *Energy and Buildings*, 82:520 – 533.

Privara, S., Cigler, J., Zdenek, V., Oldewurtelb, F., Sagerschnig, C., and Zacekova Eva (2013). Building modeling as a crucial part for building predictive control. *Energy and Buildings*, 56:8–22.

Rehl, J., Schwingshackl, D., and Horn, M. (2014). *Model Predictive Control of Temperature and Humidity in Heating, Ventilating and Air Conditioning Systems*. Springer.

Toedtli, J., Gwerder, M., Lehmann, B., Renggli, F., and Dorer, V. (2009). *TABS Control - Steuerung und Regelung von thermoaktiven Bauteilsystemen*. Faktor Verlag Zuerich.

Wimmer, R. W. (2004). *Regelung einer Waermepumpenanlage mit Model Predictive Control*. PhD thesis, ETH Zuerich.

Young, J. Y. (2013). DEMAND-SIDE-MANAGEMENT WITH HEAT PUMPS FOR SINGLE FAMILY HOUSES. *Proceedings of BS2013, 13th Conference of International Building Performance Simulation Association*, Chambéry, France.



## 7 Anhang A - Abkürzungsverzeichnis

	Bedeutung	Einheit
A,B	Dynamik-, Eingangsmatrix des Zustandsraummodells	
$c_p$	Spez. Wärmekapazität von Wasser	kWh/(kg K)
$C, (C_1)$	Wärmekapazität (-des obersten TES Knotens)	kWh/(kg K)
$\dot{C}$	Wärmeflusskapazität ( $\dot{m}c_p$ )	kW/K
DHW	Brauchwasser (domestic hot water)	
DSM	Demand side Management	
EFH	Einfamilienhaus	
f	Kompressorfrequenz	Hz
H	Solare Bestrahlung auf die horizontale oder PV-Fläche	kWh/m <sup>2</sup> oder kWh
J	Kostenfunktion(swert)	
k	Optimierungszeitschritt	
$\dot{m}$	Massenstrom	kg/h
$\dot{m}_{ta}$	Massenstrom in das TABS	kg/h
$\mathcal{M}_i$	Mathematisches Modell, mit Zustand zum Zeitpunkt i	
MPC	Modellprädiktive Regelung (model predictive control)	
$N_p, N_c$	Prädiktions-, Regelungshorizont	h oder # von Zeitschritten
$P_{comp}$	Kompressorleistungsaufnahme	kW
$P_{el}$	Elektrische Leistungsaufnahme des Kompressors	
$P_{PV}$	Generierte PV-Leistung	kW
PV	Photovoltaik	
$Q_{evap,brine}$	Aufgenommene Umweltenergie bei 0 °C	
$Q_{HP,loss}$	Start- und Stopp- und thermische Verluste der WP	kWh
$Q_{SH}$	Wärmebedarf für Raumheizzwecke	
$Q_{pipe,loss}$	Rohrverluste	kWh
$Q_{TES,loss}$	Verluste des TES gegen 20 °C Umgebungstemperatur	kWh
$Q_{TES,DHW}$	TES Wärmeentnahme zur Brauchwassererwärmung	kWh
$\dot{Q}_{aux,j}$	Wärmeflusseingang (j=1,2,3)	W oder kW
$\dot{Q}_{cond}, \dot{Q}_{desup}$	Therm. Leistung des Kondensators bzw. des Enthitzers (Wasser-seitig)	
$\dot{Q}_{gains,1fl}$	Interne Last inkl. Solarer Last im EG (1fl)	

$\dot{Q}_{gains,2fl}$	bzw. OG (2fl)	
$\dot{Q}_{TABS}, \dot{Q}_{TES}$	Dem TABS, dem TES zugeführter Wärmefluss	W oder kW
$\dot{Q}_{TABS,ref,i}^L$	Untere Trackinggrenze	W oder kW
$R_u, R_s, R_T$	Gewicht für Energie-, Tracking-, Komfortterm	
$RH_{oa}$	Relative Feuchte der Außenluft	%
$s$	Tracking Schlupfvariable	W oder kW
SH	Raumheizung (space heating)	
TABS	Thermisch aktiviertes Bauteil (thermally activated building system)	
TES	Thermischer Energiespeicher, hier Wasserspeicher (thermal energy storage)	
$\Delta T$	Komfortverletzung (Schlupfvariable)	K
$u_0$	Linearisierungspunkt für den Eingangsvektor	
$u$	Eingangsvektor	
$UA, (UA_\lambda)$	thermische Kopplung, (durch vertikale Wärmeleitung im TES)	W/K
WP	Wärmepumpe (oder HP für heat pump)	
$W_{PV}$	Von der PV generierte elektrische Energie	kWh
$W_{PV,grid}$	Ins Netz eingespeiste PV-Energie	kWh
$W_{HP,PV}$	Von der WP direkt genutzte PV-Energie	kWh
$W_{HP}$	Gesamter elektrischer Energiebedarf der WP	kWh
$W_{grid}$	Vom Netz konsumierte Energie	kWh
$x$	Interner Modellzustand	°C
$x_0$	Linearisierungszustand	°C
$\delta$	Binäre Variable	
$\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3$	TES Temperaturen	°C
$\vartheta_{air}, \vartheta_{air,ref}$	Raumlufttemperatur-, referenzwert	°C
$\vartheta_{aussen}$	Außenlufttemperatur	°C
$\vartheta_{co}, \vartheta_{ci}$	Kondensator-austritts-, eintritts-temperatur	°C
$\vartheta_{do}$	Enthitzeraustrittstemperatur	°C
$\vartheta_{env}$	TES Umgebungstemperatur	°C
$\vartheta_{grad}$	Bodentemperatur	°C
$\vartheta_{oa}$	Außenlufttemperatur	°C
$\vartheta_{TES}, \vartheta_{TABS}$	Temperatur im TES bzw. den TABS	°C
$\Theta$	Modellparametrisierung	

## 8 Anhang B - Ad MPC-Ergebnisse

Das Projekt IEA HPP Annex 42 „Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen nachhaltiger Städte“ wird im Rahmen der IEA-Forschungskooperation im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie durchgeführt. (FFG Projekt-Nummer 848119).

Die folgende Abbildung 74 zeigt von oben nach unten, den Strompreisverlauf, die mittlere Raumlufthtemperatur und die TES Temperatur für eine relativ kalte Winterwoche. Wie in der obersten Graphik dargestellt, schafft es der MPC die WP überwiegend zu Zeiten mit relativ niedrigen Energiekosten einzuschalten (blau dargestellt) und Bereiche, wo die Energiekosten relativ hoch, sind (rote Kurve) auszusparen. Für mehr Details siehe (Pichler2016a), der Abschlussbericht ist derzeit noch nicht verfügbar.

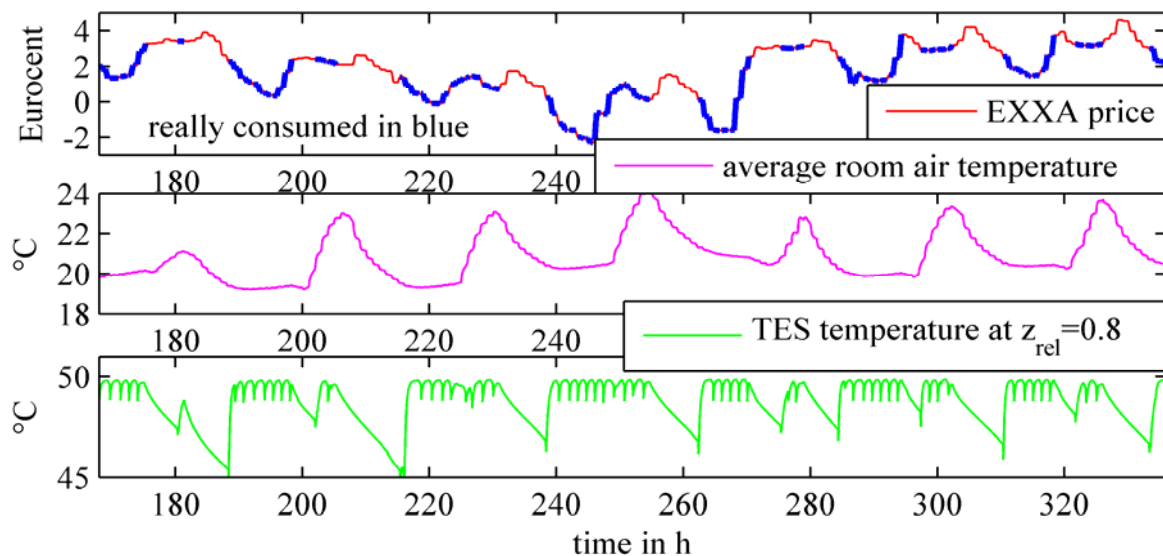


Abbildung 74 Strompreis-geführter WP-Betrieb; vgl. (Pichler2016a)

## **9 Kontaktdaten**

Florian Fuchs

Heliotherm Wärmepumpen Ges.m.b.H.

Sportplatzweg 18, 6336 Langkampfen

Tel.: 05332 87496-602, Fax: 05332 87496-30

[florian.fuchs@heliotherm.com](mailto:florian.fuchs@heliotherm.com), [www.heliotherm.com](http://www.heliotherm.com)

Alexander Thür

Universität Innsbruck

Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften

Arbeitsbereich Energieeffizientes Bauen (UIBK - AB EEB)

Technikerstraße 13, 6020 Innsbruck

Tel.: 0512 507-63653, Fax: 0512 507-69698

[alexander.thuer@uibk.ac.at](mailto:alexander.thuer@uibk.ac.at), [www.uibk.ac.at/bauphysik](http://www.uibk.ac.at/bauphysik)

Andreas Heinz

Technische Universität Graz

Institut für Wärmetechnik

Inffeldgasse 25/B, 8010 Graz

Tel.: 0316 873-7313, Fax: 0316 873-7305

[andreas.heinz@tugraz.at](mailto:andreas.heinz@tugraz.at), [www.iwt.tugraz.at](http://www.iwt.tugraz.at)